

N° Ordre ...../Faculté/UMBB/2020.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES**



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Département Gisements Miniers et Pétroliers**

**Mémoire de fin d'études**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

Présenté par :

**GHENNAM Yaakoub**

**Filière :** Hydrocarbures

**Option :** Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

**Thème**

---

**Optimisation du réseau de collectes MLN zone 02 pour  
réduire la cote pression et améliorer la production**

---

**Devant le jury :**

BENYOUNES Khaled  
GARECHE Mourad  
SAIFI RHEDA  
ZERAIBI Nouredine

Professeur  
Professeur  
MCB  
Professeur

UMBB  
UMBB  
UMBB  
UMBB

Président  
Examineur  
Encadreur  
Examineur

**Année Universitaire : 2020/2021**

# Remerciements

Au premier temps, je tiens à remercier le bon dieu, qui m'a donné la force et le courage pour continuer ce modeste travail.

J'aimerais bien exprimer mes plus profondes gratitudee à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce travail, leur aide fort appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes de travail.

Je tiens à remercier mon encadreur SAIFI Ridha pour son encadrement pédagogique et ses conseils précieux. Je le remercie vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période.

Je tiens à remercier aussi mes collègues au niveau de «SH/PERTAMINA MLN » mon encadreur Mr BOURBIH Said ainsi que Mr GOUSSAS Nasredien, qui ont été présent lors de toutes les étapes de ce travail.

J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INHC qui ont contribué à ma formation en particulier : Mr. ZERAIBI, Mr. GARECHE, Mr. BEN YOUNES, Mr. SAIFI, Mr. NAIT AMMAR

Sans oublier toute l'équipe du département Production pour leurs encouragements durant tous notre parcours universitaire.

Enfin, tous mes remerciements vont à ma famille et à tous mes amis de l'INHC qui ont été nombreux à m'aider et qui m'ont porté un soutien moral.

# *Dédicace*

*Je dédie ce travail a tous ceux qui m'ont dit vous n'y arriverais pas.*

*Ghennam Yaakoub.*

## الملخص

يهدف هذا العمل إلى تطوير نموذج شبكة تجميع يتم استخدامه لتقييم ودراسة أداء نظام الإنتاج، وإقترح حلول لتحسين شبكة التجميع ثم التحقق من حالة الأنابيب بالنسبة لقوة الضغط التي تشكل شبكة التجميع في حقل منزل لجمات شمال، من خلال حساب سرعات التدفق وقيم الضغط في الأنابيب بواسطة برمجية PIPESIM.

تم اختيار المنطقة 02 من الحقل نظرا لما تمثله من قدرة إنتاج بالإضافة إلى مشاكل زيادة قوة الضغط في الأنابيب.

تظهر النتائج انخفاض محسوس في قوة ضغط الأنابيب في المنطقة 02 من حقل منزل لجمات، والتي تمكنا من الحفاظ على سلامة الأنابيب، وزيادة الإنتاج بفتح الآبار المغلقة مسبقا جراء ذلك الإرتفاع في الضغط كلمات رئيسية: نموذج، ضغط الأنابيب، نسبة الغاز في الزيت، قوة التدفق، شبكة التجميع، إنتاج، أداء

## Résumé

Ce travail a pour but d'élaborer un modèle de réseau collecte sert pour évaluer et étudier la performance de système de production, et proposer des solutions pour l'optimisation de réseau de collecte, réduire la contre pression, et vérifier l'état des pipes constituant le réseau de collecte dans le champ de MLN avec le calcul des valeurs de pertes de charges et les débit d'écoulement dans les pipes par le logiciel PIPESIM.

La zone 02 du champ MLN a été choisie par rapport à son impact direct sur la production et aussi l'augmentation de la pression dans le réseau de collecte.

Les résultats montrent la diminution de contre pression dans la zone 02 ce qui nous permet de préserver les collectes et augmenter la production en rouvrant les puits fermés suite à cette contre pression.

Mot clé : Model, pression de ligne, débit, réseau de collecte, production, performance.

## **Abstract**

This work is the purpose of develop a gathering network model in order to evaluate and study the production system performance, and propose solutions for MLN network optimization and decrease the back up pressure using PIPESIM software.

MLN area 02 was selected for study due to high production potential and high back up pressure on gathering network.

Results show back up pressure decrease on area 02, which preserves the pipeline network, and increases production by opening closed well and increasing reduced wells.

Keyword: model, flow line pressure, GOR, flow, gathering network, production, performance.

# Sommaire

Remerciements.

Dédicace.

Résumé.

Sommaire.

Liste des figures.

Liste des tableaux.

Liste des abréviations.

Introduction Générale ..... 1

## Chapitre 1 : présentation du champ MLN

1.1 Introduction ..... 2

1.2 Situation géographique..... 2

1.3 Spécification de l'huile..... 4

1.4 Spécification du gaz injecté..... 4

1.5 Situation géologique du champ MLN..... 4

1.6 Réservoirs MLN TAG-I ..... 6

1.7 Cadre géologique régional ..... 7

1.8 Zonation du champ MLN..... 8

## Chapitre 2 : Généralités sur les réseaux de collectes

2.1 Introduction ..... 9

2.2 Classification des conduites ..... 9

2.2.1 Selon leur destination ..... 9

2.2.2 Selon leur pression de service ..... 9

2.2.3 Selon le caractère du mouvement hydraulique ..... 9

2.3 Plans de réseau de collecte ..... 9

2.3.1 Liaison individuelle ..... 9

2.3.2 Liaison par collecteur ..... 10

2.3.3 Autres types de liaison ..... 12

2.4 Collectes enterrées et aérienne .....	13
2.5 Sécurité automatique basse et haute pression .....	13
2.6 Effets de la dilatation, ancrage .....	13
2.6.1 Conduite en tension .....	13
2.6.2 Conduite en compression .....	13
2.6.3 Efforts sur les installations.....	13
2.6.4 Glissement d`une conduite.....	14
2.6.5 Surveillance des contraintes.....	14

## Chapitre 3 : Type d'écoulement et perte de charge

3.1 Type d'écoulement .....	15
3.1.1 Définition de l'Écoulement Multiphasique .....	15
3.1.2 Écoulement avec bouchon (PLUG flow) .....	15
3.1.3 Écoulement stratifié (STRATIFIED flow) .....	15
3.1.4 Écoulement avec vagues (WAVY flow) .....	15
3.1.5 Écoulement avec vagues moutonnantes .....	15
3.1.6 Écoulement annulaire (ANNULAR flow) .....	15
3.2 Variation de la pression le long d'une conduite .....	18
3.3 Liquide Hold-up .....	21
3.4 La Duse .....	24
3.5 Écoulement multiphasique dans la Duse .....	25
3.5.1 Régime critique .....	25
3.5.2 Régime transitoire .....	26
3.5.3 Régime non critique .....	26
3.6 Introduction de différentes corrélations .....	27

## Chapitre 4 : Partie pratique

4.1. Introduction .....	29
4.1.1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM .....	30
4.2. Description du réseau de collecte a MLN .....	30
4.2.1 Zone 01 .....	30
4.2.2 Zone 02 .....	30
4.2.3 Zone 03 .....	30
4.2.4 Zone 04 .....	30
4.2.5 Nouveaux puit .....	30
4.3 Potentiel de production pour cheque puits de la zone 02 .....	32
4.4 Limites et problématique .....	33
4.4.1 Percé de gaz .....	33
4.4.2 Le raccordement des nouveaux puits dans les collecteurs existants .....	33
4.4.3 High backup pressure sur le collecteur MLW (zone02) .....	34
4.5. Optimisation du réseau de collecte .....	37
4.5.1 Présentation des données .....	37
4.5.2 Données de fluides pour chaque réservoir .....	37
4.5.3 Paramètres de tête de puits .....	38
4.5.4 Données de jaugeage en surface .....	38
4.5.5 Les données du réseau de collecte .....	41
4.5.6 Equation d'états et corrélation .....	42
4.5.7 Choix et calage du modelé .....	42
4.6 Simulation .....	47
4.6.1 Scenario 01 installer une nouvelle Loop line 12'' .....	47
4.6.2 Résultat de simulation pour le scénario 01 .....	49
4.6.3 Scenario 02 .....	51

4.7 Etudes économiques .....	58
4.7.1 Scénario 01 .....	58
4.7.2 Scenario 02 .....	58

## Conclusion et recommandation

Conclusion et recommandation .....	59
Bibliographies .....	60

# Liste des figures

# Liste des figures

Figure 1.1: Situation géographique du champ MLN .....	2
Figure 1.2 : Différente zones de centre de traitement CPF MLN.....	3
Figure 1.3 : Subdivision du réservoir TAGI .....	5
Figure 1.4 : Réservoirs du champ MLN .....	6
Figure 1.5 : Section stratigraphique généralisée .....	7
Figure 1.6 : Zonation du champ MLN.....	8
Figure 2.1 : Liaison individuelle des collecteurs.....	10
Figure 2.2 : Liaison par collecteur .....	11
Figure 2.3 : Schéma d`un manifold .....	12
Figure 3.1 : Les régimes d`écoulement .....	16
Figure 3.2 : Carte des modelés d`écoulement .....	17
Figure 3.3 : Régimes d`écoulement à travers la Duse.....	26
Figure 4.1 : Description de réseaux de collecte MLN .....	30
Figure 4.2 : Evolution du GOR depuis l`origine .....	32
Figure 4.3 : Cotre pression dans la zone 02 .....	35
Figure 4.4 : Présentation des données de réseaux de collecte .....	40
Figure 4.5 : Procédure de calage d`un modèle .....	42
Figure 4.6 : Loop line 12'' .....	46
Figure 4.7 : Données de la Loop line 12'' .....	47
Figure 4.8 : Collectes de simulation 02 .....	51
Figure 4.9 : Données de ligne 8'' MLW-05 .....	52
Figure 4.10 : Données de ligne MLNW-09 .....	53
Figure 4.11 : Données de ligne 12'' J14 .....	54

# Liste des Tableaux

## Liste des tableaux

<b>Tableau 3.1</b> : pourcentage de chaque terme dans les pertes de charge .....	19
<b>Tableau 3.2</b> : Les valeurs (a, b et c) pour chaque régime d'écoulement .....	21
<b>Tableau 3.3</b> : Les valeurs (d, e, f et g) pour chaque régime d'écoulement .....	22
<b>Tableau 3.4</b> : Comparatif des différentes corrélations.....	27
<b>Tableau 4.1</b> : Données de Wells test pour la zone 02 .....	31
<b>Tableau 4.2</b> : Nouveaux puits P4D.....	33
<b>Tableau 4.3</b> : Estimation de perte de production à cause de contre pression .....	34
<b>Tableau 4.4</b> : GOR/WCUT pour chaque réservoir .....	37
<b>Tableau 4.5</b> : Données de puits pour zone 01 .....	38
<b>Tableau 4.5</b> : Données de puits pour zone 02 .....	38
<b>Tableau 4.6</b> : Données de puits pour zone 03 .....	39
<b>Tableau 4.7</b> : Données de puits pour zone 04 .....	39
<b>Tableau 4.8</b> : Résultats avant simulation.....	44
<b>Tableau 4.9</b> : Résultats de simulation 01.....	48
<b>Tableau 4.11</b> : Gain de production après simulation 01 .....	49
<b>Tableau 4.12</b> : Résultats après simulation 02.....	55

## Liste des diagrammes

<b>Diagramme 4.1</b> : Evaluation des pressions de ligne avant simulation.....	45
<b>Diagramme 4.2</b> : Pression de ligne après simulation 01 .....	49
<b>Diagramme 4.3</b> : Pression de ligne après simulation 02 .....	56

## Liste des annexes

<b>Annexe 01</b> : Données combinées du fluide pour chaque réservoir .....	60
--	----



# Liste des abréviations

## Listes des abréviations

API: American Petroleum Institute

BSW: Basic and sediment water

GOR : Rapport gaz/huile.

WCUT : rapport d'eau/huile.

MLN: Menzel Ledjmat North

MLW: Menzel Ledjmat West.

MLNW: Menzel Ledjmat North West.

MLSE: Menzel Ledjmat southeast.

MLC: Menzel Lejmet Centre.

CPF : Central Processing Facilities/ Centre de traitement

HP : High pressure/ pression élevées.

MFD: Manifold.

Flow line: ligne de production.

Loop line : ligne de boucle.

PI : Pression de pipe (bar).

PSV : pressure safety valve/ vanne de sécurité.

PSH : pressure safety high/ sécurité haute pression.

PSL : pressure safety low/ sécurité basse pression.

TI : Température de ligne.

WHP : wellhead pressure/ pression en tête.

Choke : Duse.

VMF : Vitesse moyenne du fluide.

Scf: Standard Cubic Feet.

STB: Stock Tank Baril.

$\Delta P$ : Perte de charge (bar).

DBB: Double block and bleed.

LPO: Lost of production/ perte de production.

Shut down: Arret total.

CMSF: combined meter and shrinkage factor/ compteur combiné et facteur de retrait

# Partie théorique

# Introduction générale

# Introduction

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

- Augmentation de volume de gaz dans les conduites (GOR élevé).
- Percés de gaz ; les venues de gaz suites aux interventions sur puits ou la production de gaz dans le puits lui-même.
- Les différences des pressions de pipe entre chaque puits qui peuvent entraîner des freinages des puits à faible pression.
- Phénomène de corrosion et d'érosion au niveau des colonnes et des installations de surface.
- Dimensionnement non optimisé des conduites et des séparateurs ainsi que d'autres éléments auxiliaires (pompes et compresseurs).

Tous ces problèmes nécessitent des études approfondies, afin de trouver des solutions définitives et économiques que nous allons proposer.

Une analyse et un diagnostic de la chaîne de production sont à faire, afin d'examiner l'état actuel pour pouvoir identifier les différentes contraintes existantes dans le système, et à la fin de recommander les actions appropriées et nécessaires à entreprendre.

Ce travail se déroule en quatre chapitres commençant par l'aperçus sur la géologie de champ de MLN en premier chapitre, où on a expliqué la formation géologique du champ, passant par des généralités sur le réseau de collecte dans le deuxième chapitre, en expliquant les régimes d'écoulements.

Le dernier chapitre comprend notre étude de cas.

Les objectifs de notre étude sont répartis en deux étapes :

- ❖ Examiner/vérifier le réseau de collecte de production existant et la distribution de production.
- ❖ Vérifier la taille du pipeline pour les nouveaux puits de production. Identifier la contre-pression pour chaque puits.
- ❖ Déterminer la nécessité d'un nouveau pipeline pour le réseau de production.
- ❖ Rapport d'étude hydraulique en régime permanent Production.
- ❖ Etudier la possibilité d'utiliser les pipelines existants.
- ❖ Assurer la sécurité du réseau en identifiant les points critiques de l'érosion, corrosion, MAOP.
- ❖ Modélisation et optimisation du système de production à l'aide du logiciel PIPESIM®.

## 1. Présentation du champ MLN

### 1.1 Introduction

Le champ Menzel Lejmet Nord fait partie d'une série de découvertes des champs pétroliers dans le bloc 405a dans le Bassin de Berkine qui est situé près de la ville de Hassi Messaoud et à environ 700 km au sud-est d'Alger. Il a été découvert en 1996 et a commencé sa production en 2003 et pendant ce temps, il a été détenu majoritairement par Burlington Resources (une compagnie Américaine), puis par ConocoPhillips (une compagnie Américaine) depuis 2006 et enfin par Pertamina, la société d'État de l'Indonésie, depuis 2013.

### 1.2 Situation géographique :

MLN (Menzel Lejmet Nord) est une association entre Sonatrach et Pertamina. Le centre de traitement d'huile de MLN est mis en exploitation en juin 2003 avec une capacité d'environ 30000 Barils par jour.

Le Champ MLN est situé au Sud de la wilaya d'Ouargla, à environ 300 km du Hassi-Messaoud et à moins de 100 Km du champ de Hassi-Berkine. Son siège se trouve à Hassi Messaoud.



Figure 1.1 Situation Géographique Des Champs MLN.

Le champ de MLN est conçu pour recevoir et traiter les fluides du Menzel Ledjmet Nord (MLN) sur le terrain et ses champs satellites, MLNW, KMD et le MLC en bloc 405a de la région du bassin de Berkine Algérie. Le champ MLN est dans le nord de l'édifice 405a environ 240 km au sud-est d'Hassi Messaoud dans un endroit désertique et reculé. Le développement du bloc 405a s'est déroulé en deux phases distinctes. MLN phase 1 de développement portait sur l'installation des équipements afin de recevoir des fluides à partir de ces puits dans le nord du bloc 405a.

La phase de développement MLN phase II était préoccupée par l'expansion des installations de MLN pour faire face à la production des puits satellites supplémentaires.

Les installations totales comprennent une installation centrale de traitement (CPF), un camp d'hébergement permanent et un off-site.

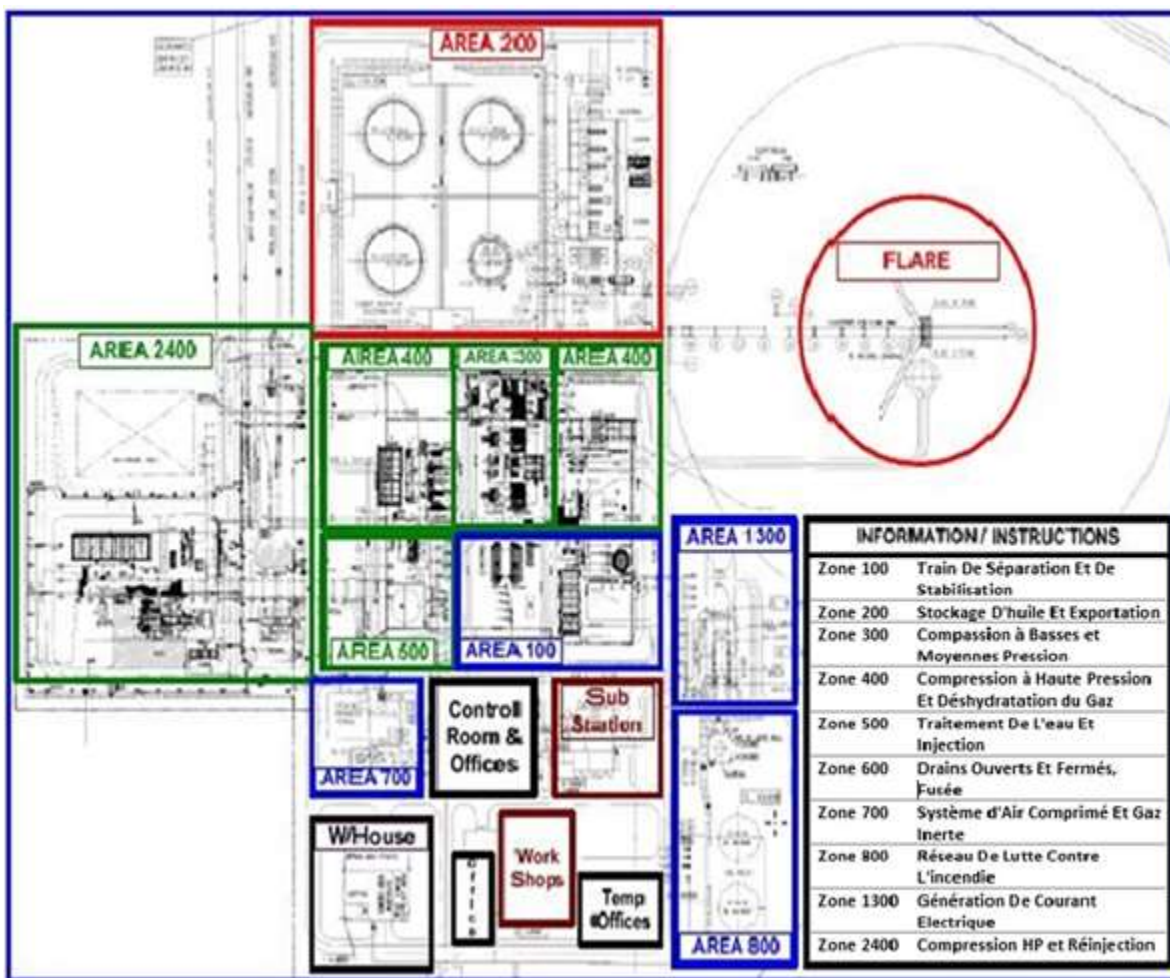


Figure 1.2 Déférente zone de centre de traitement CPF MLN.

### 1.3 Spécification de l'huile :

	SI
Specific Gravity @ 15oC/15Oc	0.7949 to 0.8086
API gravity	43.5° to 46.5°
Sulphur Content <sup>1</sup>	0.2% wt max
Crude RVP <sup>2</sup>	0.59 bar max
BS&W, (maximum)	0.5 % by vol max
Salt content, (maximum)	40 mg/l max
Storage Temperature <sup>2</sup> , (maximum)	55 oC

Tableau I.1 : Spécification du brut

### 1.4 Spécification du gaz injecté :

Maximum water content	112 g/Sm <sup>3</sup> (7 lb.MMSCF)
Pression d'injection	<b>400 barg downstream of choke valve</b>

### 1.5 Situation géologique du champ MLN :

Le champ nord de Menzel Lejmat (champ du Grand MLN) est entièrement contenu dans le bloc de concession 405a et se compose de huit champs situés au sud-est de la ville de Hassi Messaoud dans l'est de l'Algérie. Le plus grand champ MLN a été découvert par le puits MLN-1 en 1996. Une exploration plus poussée sur le bloc de concession 405a a donné sept découvertes supplémentaires dans la partie nord du bloc 405a, qui sont des découvertes satellites du champ MLN. Les demandes de licence d'exploitation (ELA) pour les champs MLN TAG-I et MLN F1a ont été approuvées en 2000. Les ELA pour les champs satellites restants ont été approuvées en 2003 et 2004.

Les huit champs de MLN sont comme suivis :

1. MLC-TAGI      4. MLNW-TAGI      7. MLW-F1
2. KMD-TAGI    5. MLN-F1            8. MLNW-F2
3. MLN-TAGI    6. MLNW-F1

### 1.6 Réservoirs MLN TAG-I

Dans le grand champ MLN, les membres TAG-I sont subdivisés en une série de sous-unités de grès et d'argile. Les sables ont été classés comme TAG-I A, B, C et D sands (Figure 3-3). Les A et B sands représentent le TAG-I supérieur, les C sands représentent le TAG-I moyen et les D sands représentent le TAG-I inférieur. Les sous-unités d'argilite intermédiaires sont classées en schistes A/B, schistes B/C et schistes C/D, qui consistent généralement en argilites rouge-brun et gris-vert. Ce schéma de zonage TAG-I actuel a légèrement changé par rapport au PDR de 2005, qui divisait le réservoir TAG-I en cinq unités principales : A, B, C, C/D et D. Une autre subdivision a généré 24 unités de débit de réservoir, 13 de qui ont été traités comme actifs pour la modélisation des réservoirs.

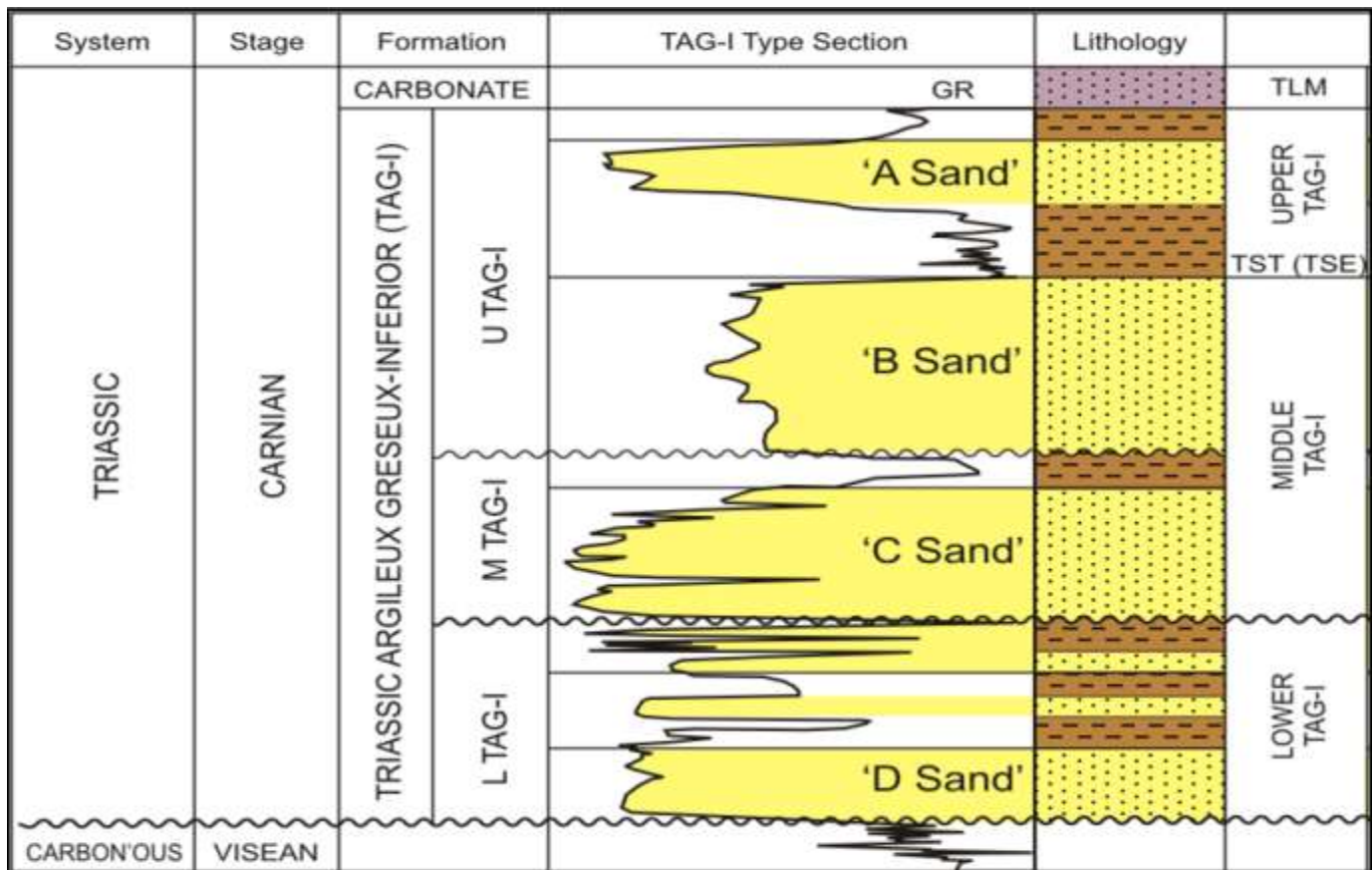


Figure 1.3: subdivision du réservoir TAG-I

La figure suivante indique les différentes structures du champ MLN :

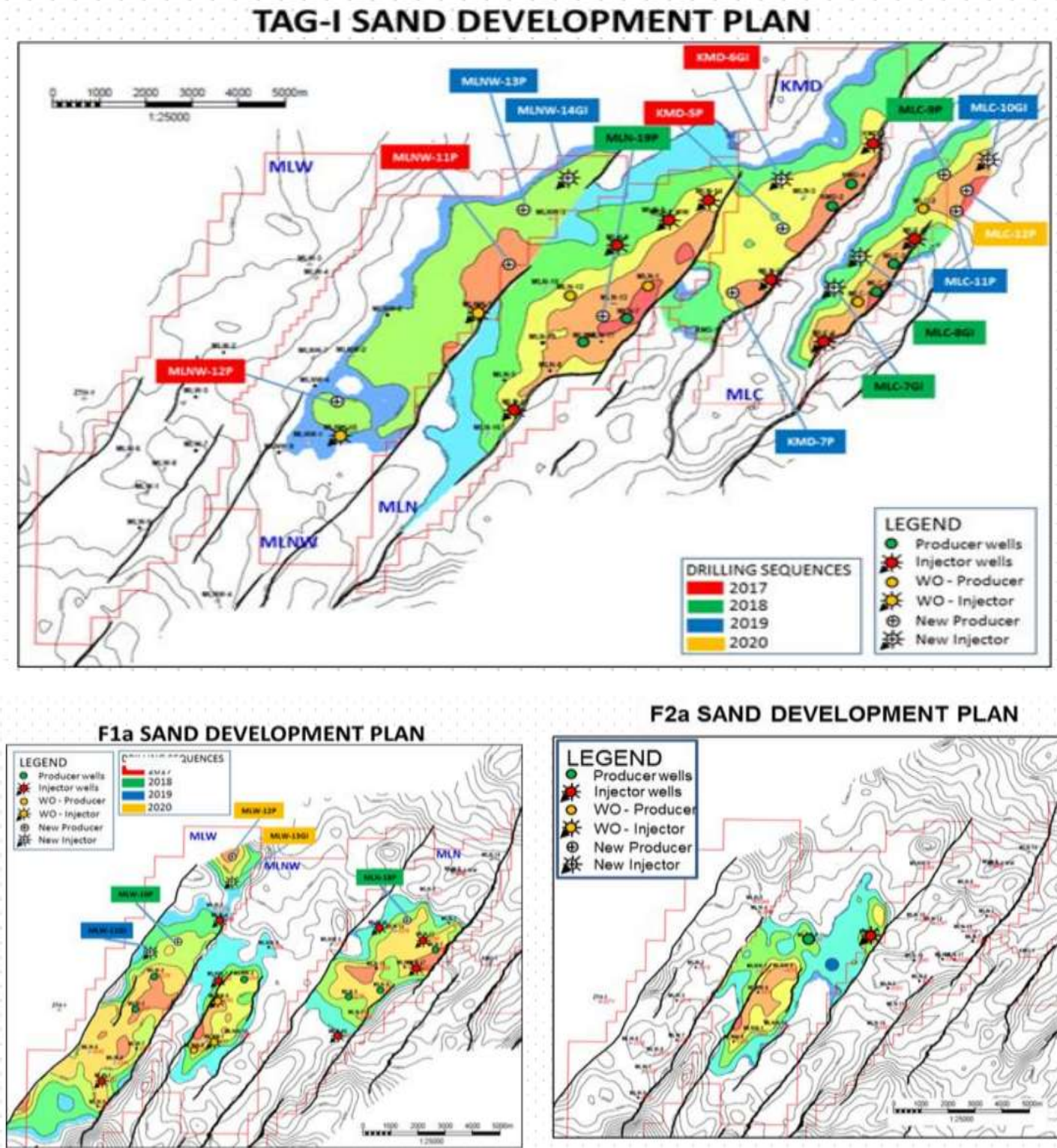


Figure1.4 MLN oil field réservoir

## 1.7 Cadre géologique régional :

Le grand champ MLN est situé dans le bloc de concession 405a dans la province tectonique de la plate-forme saharienne dans le bassin de Berkine à l'est de l'Algérie. Le bloc de concession 405a se situe dans la partie centrale du bassin, qui fait partie du grand bassin intracratonique de Ghadamès sur la Plate-forme saharienne. Le bassin de Berkine couvre une superficie d'environ 70 000 km<sup>2</sup> dans la région centrale orientale du désert du Sahara, bordé au sud par le bassin d'Illizi, à l'ouest par la crête Amguid-El Biod Arch-Hassi Messaoud, et au nord par l'arche de Telemazene. Le bassin de Berkine était un dépôt sédimentaire dans la majeure partie du Paléozoïque au Mésozoïque et les unités sédimentaires individuelles ont tendance à être répandues. Un mince placage de sédiments tertiaires recouvre une épaisse séquence de clastiques, de carbonates et d'évaporites du Crétacé au Trias, qui à leur tour reposent en discordance sur une section érodée, à dominante clastique, du Carbonifère au Cambrien. La discordance hercynienne sépare les dépôts du Trias d'âge Carnien des sédiments sous-jacents du Viséen et du Carbonifère d'âge Tournaisien plus ancien. Les dépôts carbonifères recouvrent les sédiments du Dévonien d'âge Strunien et du Silurien d'âge Frasnien. La section sédimentaire totale atteint jusqu'à 7 000 mètres d'épaisseur. Voir la figure 1.5

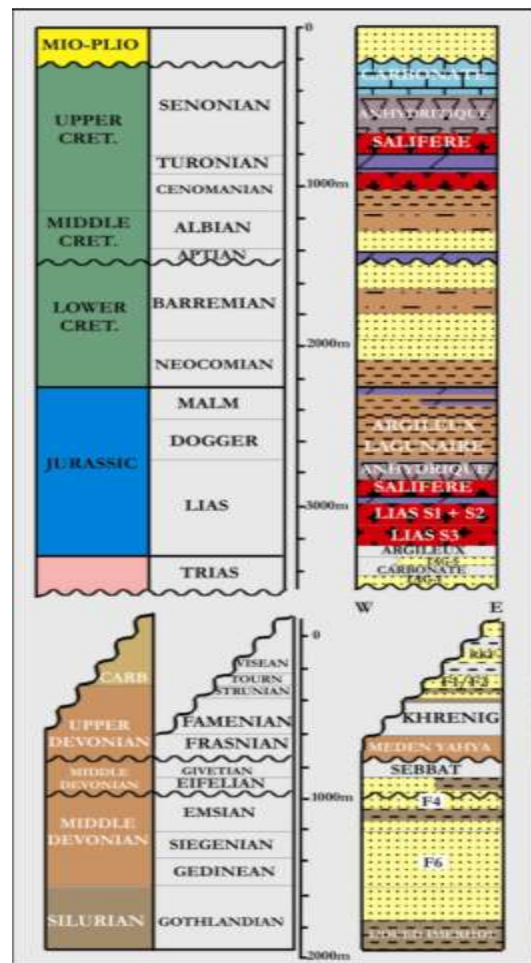


Figure 1.5 : section stratigraphique généralisée

### 1.8 Zonation du champ MLN :

Le champ de MLN est subdivisé en six compartiment dans quatre zone :

KMD : puits KERMAD KMD-02/03/04/05/06/07

MLN : puits MENZEL Lejmat Nord : MLN-01/02/04/05/06/07/08/09/10/11/12/13/14/15/16/17/18/19.

MLNW: puits MENZEL Lejmat nord West: MLNW-01/02/03/04/05/06/07/08/09/10/11/12.

MLW: puits MENZEL Lejmat west: MLW-01/02/03/04/05/06/07/08/09/10/11.

MLSE : puits MENZEL Lejmat sud Est : MLSE-04/05/06/07/10.

La figure suivante montre les compartiments du champ MLN :

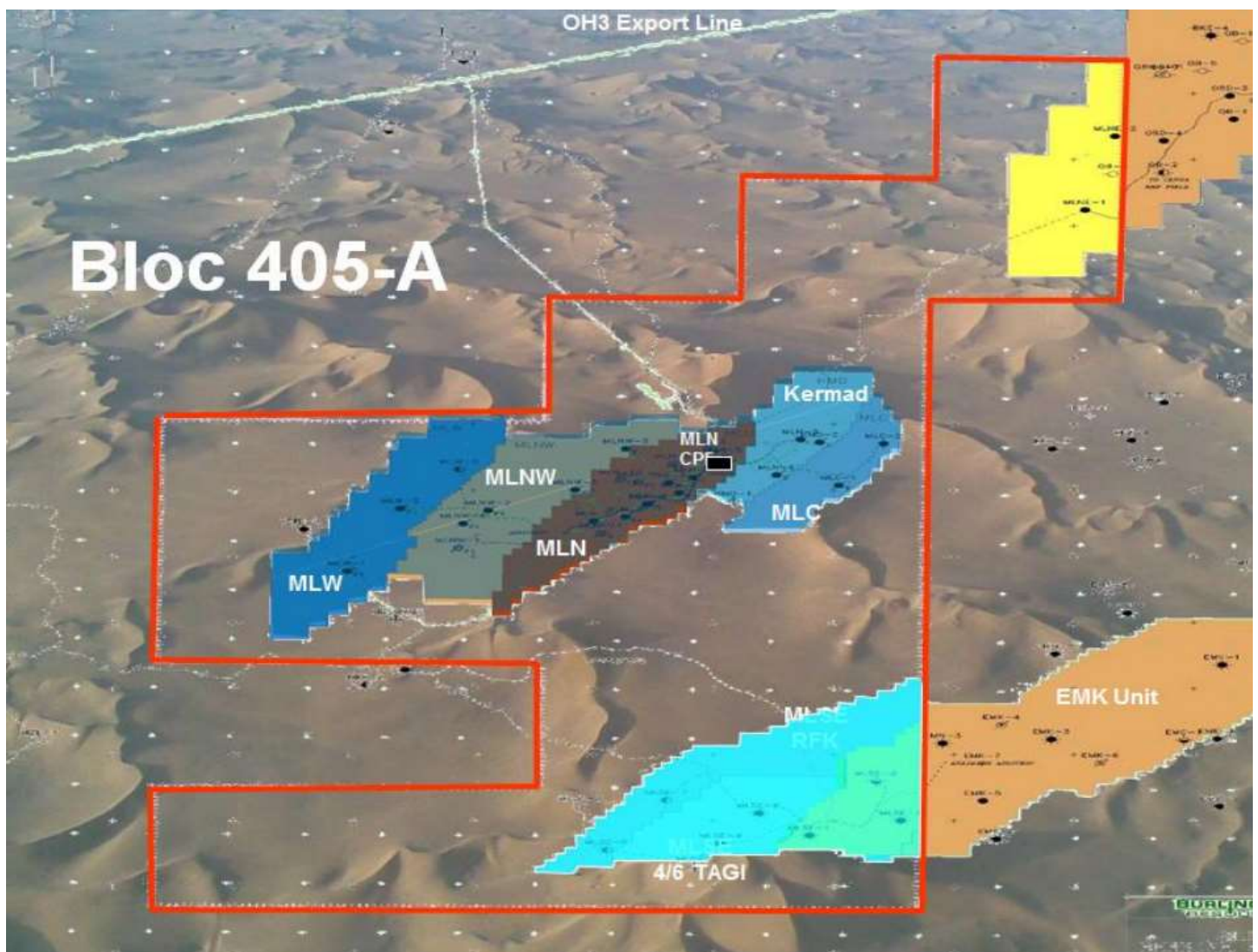


Figure 1.6 : zonation du champ MLN

# **Généralités sur les réseaux de collectes**

## **2. Généralités sur les réseaux de collectes :**

### **2.1 Introduction :**

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte. Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculés par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents.

### **2.2 Classification des conduites :**

Elles peuvent être classées comme suite :

**2.2.1 Selon leur destination :** Conduites d'huile. Conduites de gaz. Conduites d'eau.

#### **2.2.2 Selon leur pression de service :**

À basse pression : 0-6 bars.

À pression moyenne : 6-16 bars.

À haute pression : > 16 bars.

#### **2.2.3 Selon le caractère du mouvement hydraulique :**

Conduites forcées (la section est remplie complètement).

Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

### **2.3 Plans de réseau de collecte :**

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

#### **2.3.1 Liaison individuelle :**

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement, ce système offre d'importants avantages techniques :

- Identification sur le centre des puits en service et à l'arrêt
- Contrôle des puits en service par un simple examen des pressions et températures d'arrivée.
- Facilité d'isoler une production polluée ;
- Rapidité de passage d'un puits en test.

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

Le schéma suivant montre un réseau de collecte par ligne individuelle :

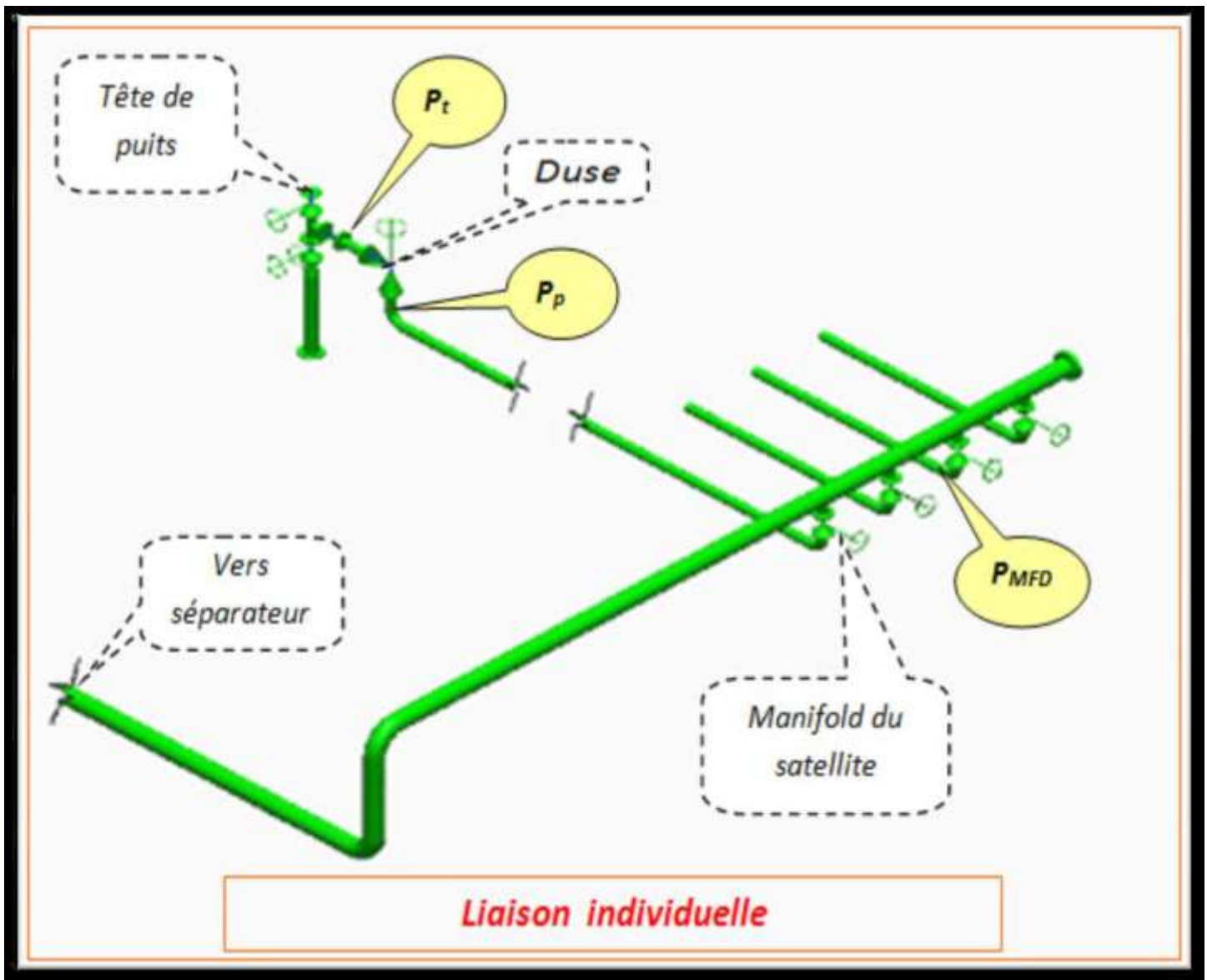


Figure 2.1 : Liaison individuelle

### 2.3.2 Liaison par collecteur :

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

Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné.

Le schéma suivant montre la liaison par collecteur :

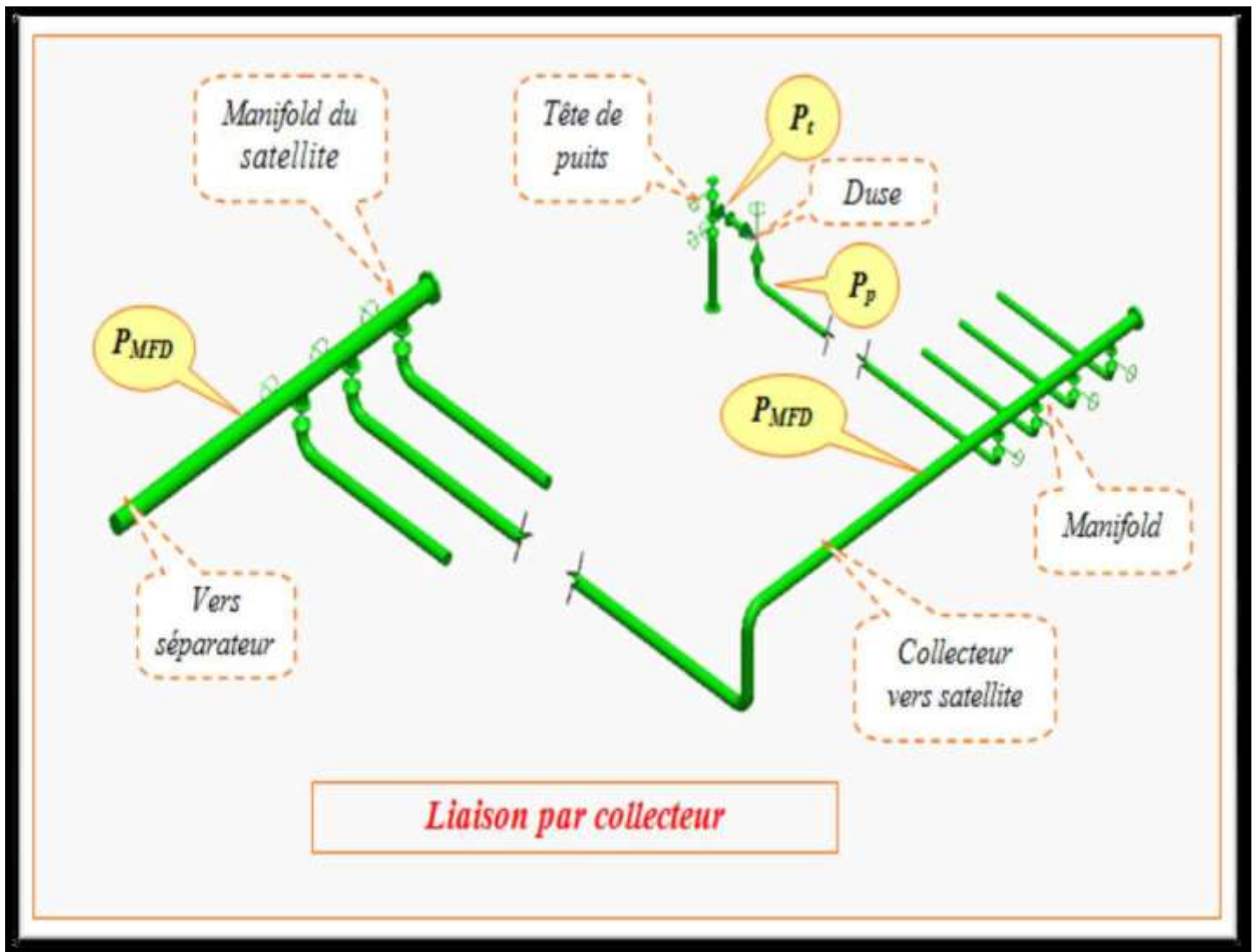


Figure 2.2 : La liaison par collecteur

L'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits.

- La production entière peut être polluée par celle d'un émetteur de l'eau.
- L'huile remplissant la conduite de test doit être chassée avant chaque nouvel essai, perte de temps gênante quand les puits sont nombreux et le programme de contrôle est chargé.

La conduite et la surveillance de l'exploitation impose des navettes fréquentes du personnel entre les manifolds et le centre de traitement ce qui entraîne une augmentation des frais d'exploitation. Cet ensemble de considérations explique que, dans un cas litigieux, beaucoup de producteurs préfèrent opter pour la liaison individuelle, même si celle-ci revient un peu plus cher.

### 2.3.3 Autres types de liaison :

Dérivés des systèmes précédents on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires. Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. Dans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement ; on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est ensuite expédié par pipe dans un bac de stockage général. Cette solution exige un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée.

#### ❖ Manifold :

Le manifold de production reçoit les effluents provenant de différents puits. Ce dispositif est constitué de 2 à 3 lignes transversales :

- Pour sélectionner les puits à basse pression (BP).
- Pour sélectionner les puits à moyenne pression (MP).
- Pour sélectionner les puits à haute pression (HP).

Son rôle est de diriger l'effluent des puits dans les directions désirées.

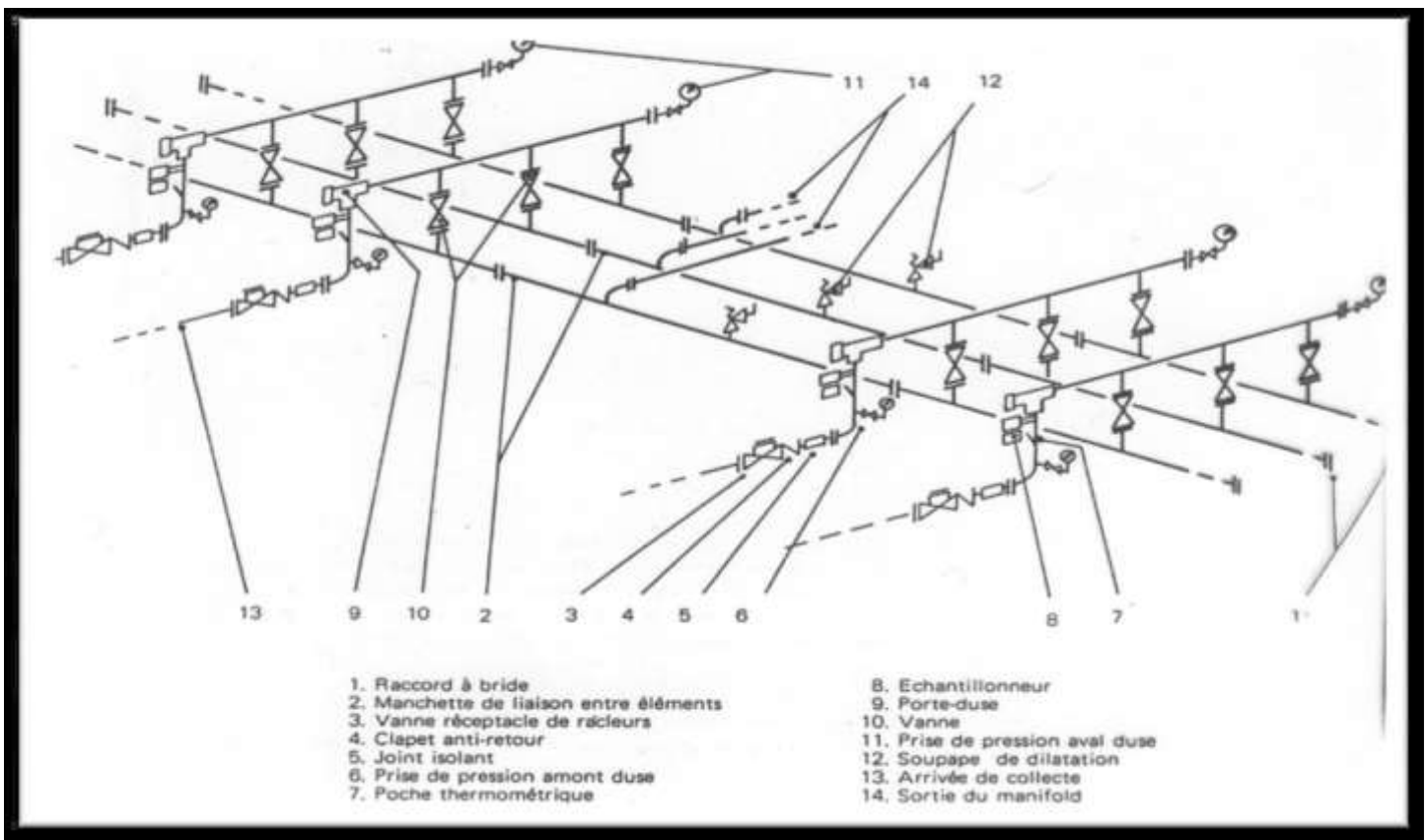


Figure 2.3 : Le schéma d'un manifold

## **2.4 Collectes enterrées et aérienne :**

Les règlements de sécurité imposent généralement 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 physique des fluides transportés, nuisent à la qualité du traitement.

Des refroidissements importants favorisent en outre les dépôts de paraffines ou de sels et, dans les conduites de gaz, amorcent parfois un processus de formation d'hydrates. Des variations de températures brusque et répétées peuvent aussi faire naître dans les tuyauteries aériennes des contraintes mécaniques préjudiciable à la résistance de l'ouvrage.

## **2.5 Sécurité automatique basse et haute pression :**

On installe des pilots de pression dans les ligne de production qui peuvent contrôler les vannes automatiques de la tête de puits, le rôle est d'interrompre le débit dès que la pression en surface, dans la collecte, atteint une valeur dangereuse.

Il existe des sécurité haute pression agissant sur excès de pression, des sécurité basse pression sensible au défaut inverse PSL (pressure safety low) et des sécurités double qui groupent les deux actions sur un appareil unique.

Les sécurités haute pression sont indispensable quand la pression statique du champ, en surface, est supérieure a la pression de service maximal de la collecte, PSH (pressure safety high).

Les sécurités basse pression sont très utile d'une part pour protéger la formation contre toute décomposition excessive survenant accidentellement, d'autre part pour limiter la perte de production en cas de rupture d'une conduite et minimiser ainsi les dangers et les ennuis qui découlent d'un tel accident.

## **2.6 effets de la dilatation, ancrage :**

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.

### **2.6.1 Conduite en tension :**

Une tension se manifeste si le raccordement du tube est fait après qu'il a été échauffé par le soleil car, après mise en fouille, il y a contraction du métal. Il est recommandé de procéder à l'ajustement de la tuyauterie pendant les heures fraîches de la journée.

### **2.6.2 Conduite 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 adopte un tracé sinueux ou des courbes successive procurent une aisance latérale suffisante. Dans les cas extrêmes, on peut placer des lyres de dilatation de loin en loin.

### **3.6.3 Efforts sur les installations :**

Ils se produisent aux points de raccordement, en l'occurrence les têtes de puits et les manifolds. On évite ces efforts en ancrant la conduite par une masse fixe ou, mieux, en lui faisant décrire, juste avant le point de jonction, un "S" de grande amplitude qui sera autant que possible enterrée.

#### **3.6.4 Glissement d'une conduite :**

Au franchissement d'une dénivellation importante, des mouvements dus au phénomènes de dilatation, joints à la force de gravité, tendent à faire glisser la conduite vers le bas. Quand un refroidissement survient, le métal ne peut 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 soit de profils métalliques fichés de terre, soit de massif en béton.

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

#### **3.6.5 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.

# Types d'écoulement et perte de charges

### 3.1 Définition de l'Écoulement Multiphasique :

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 ...). Dans notre étude, l'écoulement multiphasique est assimilé à un écoulement diphasique, se composant d'une phase gazeuse et d'une phase liquide. Les pertes de charge sont différentes suivant le type d'écoulement.

#### 3.1.1 Écoulement avec bulle (BUBBLE flow) :

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

#### 3.1.2 Écoulement avec bouchon (PLUG flow) :

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

#### 3.1.3 Écoulement stratifié (STRATIFIED flow) :

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

#### 3.1.4 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 (vagues) apparaissent sur l'interface.

#### 3.1.5 Écoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow) :

Lorsque les vagues atteignent le sommet de la paroi de la 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.

#### 3.1.6 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.

#### 3.1.7 Écoulement brouillard (SPRAY flow) :

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

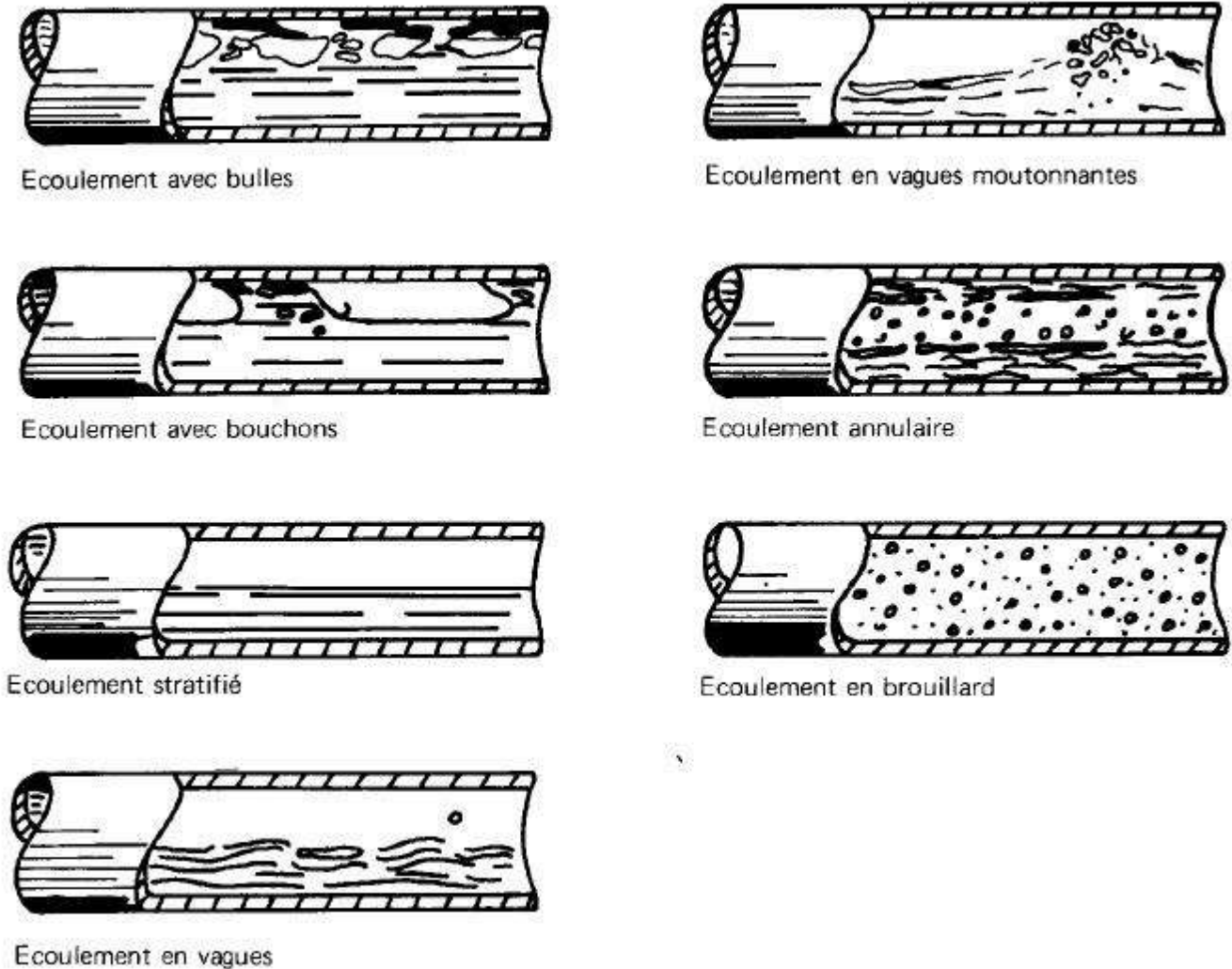


Figure 3.1 : les régimes d'écoulement

Les modèles d'écoulement peuvent être rassemblés sur une carte telle que représentée sur la figure 3.2.

Le modèle d'écoulement est une distribution géométrique de phases.

Différentes configurations peuvent se produire dans une conduite dépendant de son orientation et les valeurs des paramètres des écoulements liquides et de gaz. Sur la figure 3.2, les paramètres des fluides utilisés sont des paramètres adimensionnels comme (viscosité ; GOR).

$Ngv$  (proportionnel à la vitesse du gaz) et  $Nlv$  (proportionnel à la vitesse du liquide).

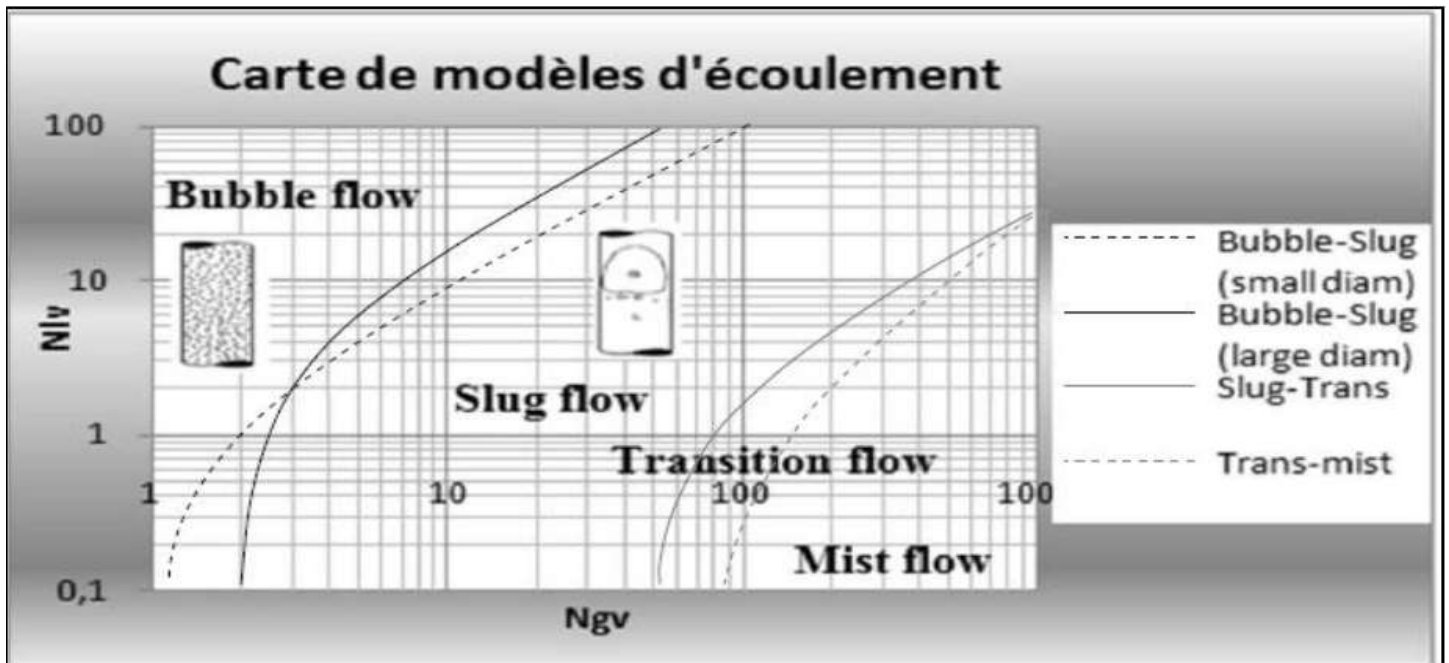
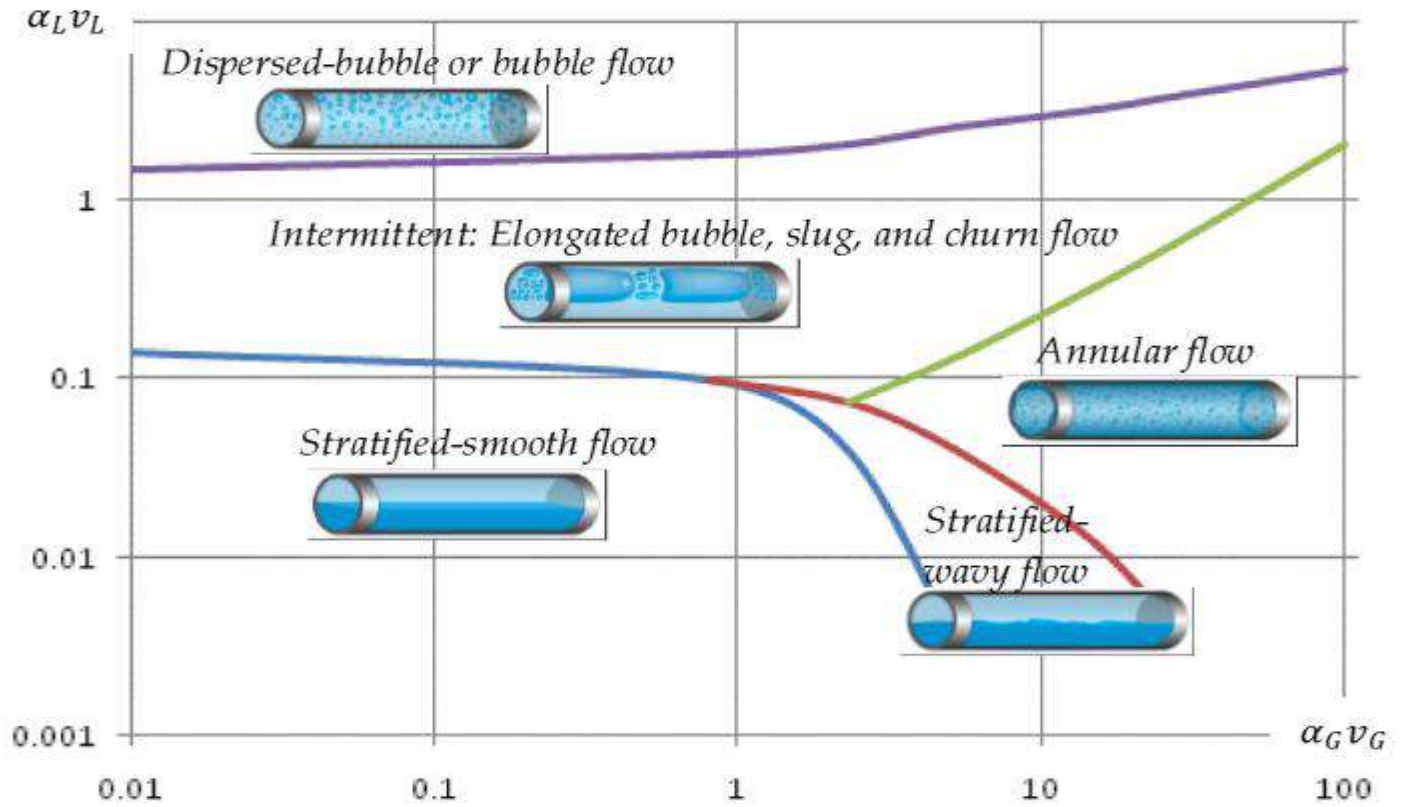


Figure 3.2 : Carte des modèles d'écoulements

### 3.2 Variation de la pression le long d'une conduite :

L'analyse physique des phénomènes conduit à écrire que pour un écoulement diphasique la variation de pression le long de la conduite est comme pour un écoulement monophasique égal à la somme de trois termes :

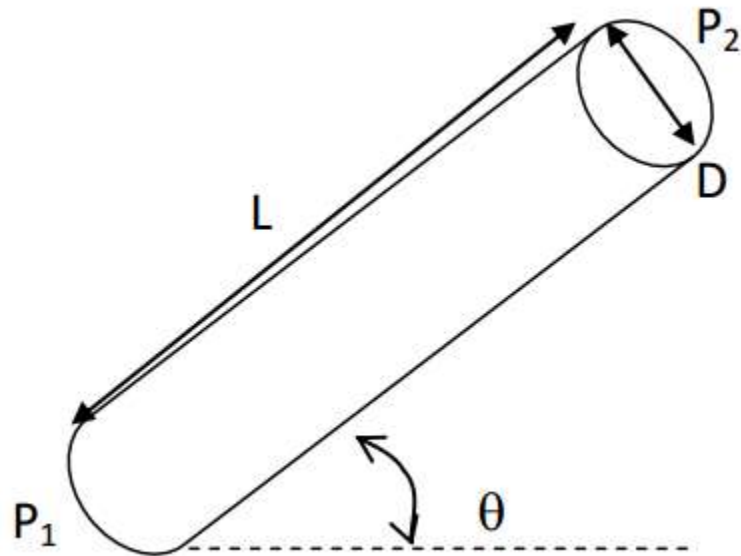
$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{total} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{acceleration} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{élévation} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{friction}$$

L'équation spécifique pour un écoulement monophasique représenté par trois termes est écrite comme suite :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{total} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f \rho V^2}{2 g_c \cdot D} + \frac{\rho V dV}{g_c dl}$$

Pour un écoulement multiphasique ou diphasique, l'équation est comme suite :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{total} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c \cdot D} + \frac{\rho_m V_m dV_m}{g_c dl}$$



Où :

$\rho_m$  : la densité du mélange [ $Kg/m^3$ ]

$P_1, P_2$  : pression de pipe [ $bar$ ]

$V_m$  : la vitesse du mélange [ $m/s$ ]

$D$  : diamètre de la pipe [ $m$ ]

$g_c$  : facteur de conversion.

$f_m$  : facteur de frottement du mélange. Il est fonction de  $Re$ ,  $\epsilon$ ,  $D$ .

$g$  : accélération de la gravité ( $9,81 m/s^2$ ).

$\theta$  : Pente de la conduite.

Dans le tableau suivant, on présente le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production.

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

**Tableau 3.1 : pourcentage de chaque terme dans les pertes de charge**

Le terme d'accélération qui correspond à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide, est d'une façon générale négligeable dans les écoulements monophasique pétroliers. Il est basé sur le changement de la vitesse entre différentes positions dans le pipe, ce terme est proche de zéro. Mais on doit cependant en tenir compte dans certain écoulement à grande vitesse (cas de basse pression et GOR élevé).

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{acceleration} = \frac{\rho_m V_m dV_m}{g_c dl}$$

Le terme d'élévation où gravité est indépendant du débit de fluide et dépend seulement des dénivellations de la conduite. Il est égal au poids de la colonne de fluide. Il faut dire aussi que pour un même débit massique de fluide à l'entrée, la proportion de gaz et liquide va varier tout le long de la conduite en fonction de la chute de pression et de température. Pour déterminer ce terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans les conditions statiques qui est en fonction du liquide hold-up ( $\rho_s = \rho_l HL + \rho_g Hg$ ).

Ce terme est très souvent négligeable devant le terme de perte de charge pour un écoulement permanent de gaz. Par contre, il est important pour un écoulement permanent de liquide et prépondérant aux faibles débits.

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{élévation} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta$$

Le terme de friction due aux forces de frottements.

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{friction} = \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2gc.D}$$

### 3.3 Liquide Hold-up :

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquide Hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance de stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage de la conduite et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite.

Le liquide HOLD up : Le liquide HOLD up (taux de présence locale de liquide dans la conduite) est calculé pour chaque type d'écoulement comme suit : [7]

$$H_l(\Phi) = \Psi H_{l(0)}$$

Où :

$\Psi$ : facteur d'inclinaison.

$H_{l(0)}$  : le liquide HOLD up dans une pipe horizontale, il est calculé par la formule suivante :

$$H_{l(0)} = a \frac{\lambda_l^b}{N_{FR}^c}$$

Où :

$$\lambda_l = 0.34 R_e^{-0.25}$$

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

Régime d'écoulement	a	b	c
Ségrégation	0.98	0.4846	0.0868
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Distribué	0.1065	0.5824	0.0609

Tableau 3.2 : Les valeurs (a, b et c) pour chaque régime d'écoulement

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

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

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

Où :

$\phi$ : l'angle de pipe par rapport à l'horizontal.

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

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

Où :

$\lambda_l$ : grand changement dans le pseudo holdup nécessaire pour correspondre à la chute de pression observée.

NLV : Numéro de vitesse du liquide.

NFR: Gas flow rate, Mscf/D

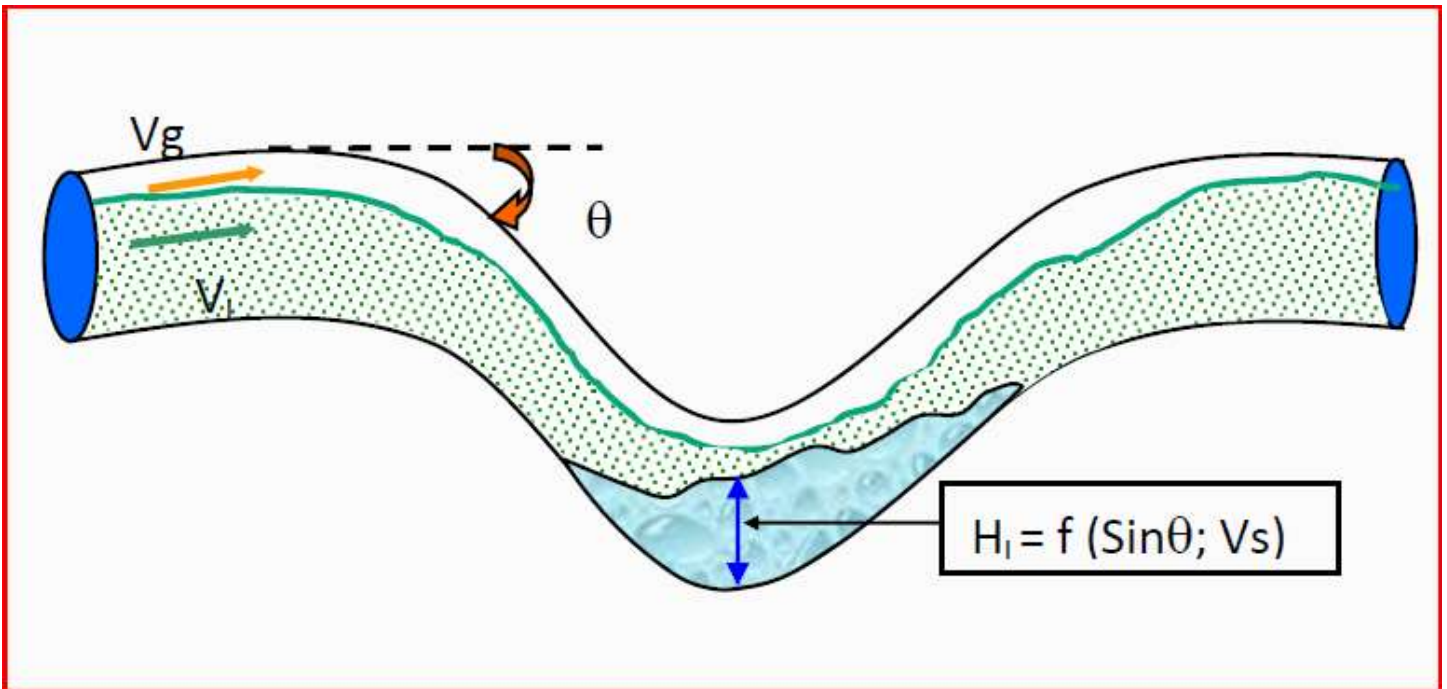
Régime d'écoulement	D	E	F	G
Ségrégation	0.011	-3.768	3.539	-1.614
intermittent	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribué	Pas de correction		$c=0, \Psi =1, HL \neq f(\varphi)$	
Tous régime	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

**Tableau 3.3 : Les valeurs (d, e, f et g) pour chaque régime d'écoulement**

Donc la même équation est utilisée pour calculer le HOLD Up pour chaque régime, Seuls les coefficients et les exposants utilisés diffèrent d'un régime à un autre. Quand le régime d'écoulement est transitoire, le HOLD UP doit être calculé en utilisant à la fois les équations du régime intermittent et celui en ségrégation en introduisant deux facteurs A et B :  $HL(\text{transition}) = A \times HL(\text{ségrégation}) + B \times HL(\text{intermittent})$  Où :  $A = L3 - NFR / L3 - L2$   $B = 1 - A$  Une fois  $HL(0)$  est déterminé, la densité diphasique peut être calculée comme suit :

$$\rho_m = \rho_l H_l + \rho_g H_g$$

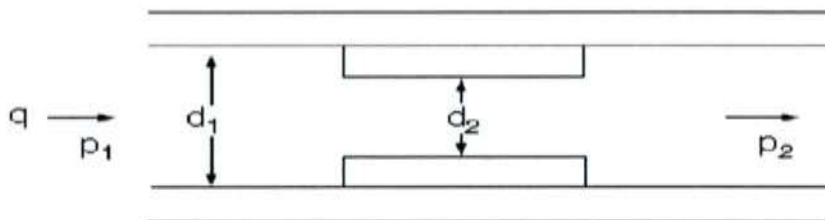
Tel que  $H_g = (1 - H_l)$



### 3.4 La Duse :

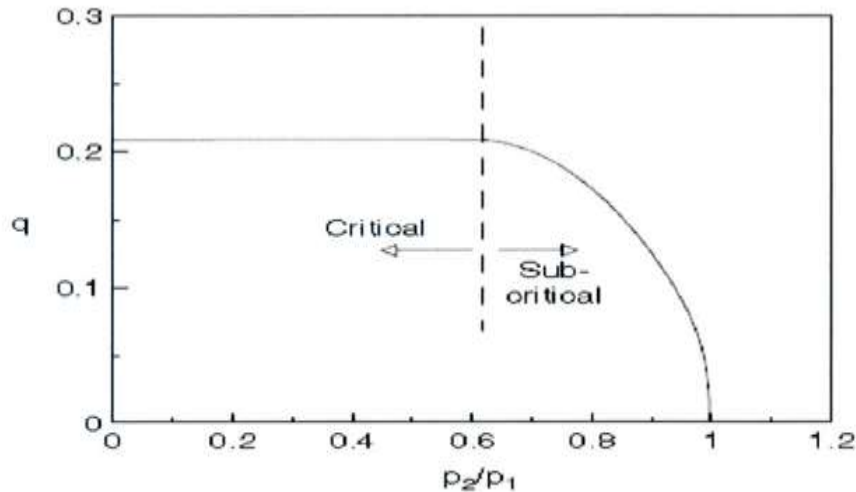
Les duses sont des orifices calibrés et placés à la sortie de la tête de puits pour atteindre un débit donné, soit :

1. pour Eviter le conning et la production du sable
2. Achever un taux de production fixée par des réglementations
3. respecter les limitations de la vitesse ou de pression imposées par les équipements de surface.



Lorsque le fluide passe par la duse, la vitesse de ce fluide ne pourra jamais être supérieure à une vitesse donnée (la vitesse du son) peu importe ce que l'on fait : augmenter la pression à l'entrée de l'orifice, réduire, voire même faire le vide du côté de l'orifice. Cela signifie aussi que puisque la vitesse du fluide est limitée et le diamètre de l'orifice fixe, alors le débit de fluide à travers cet orifice est limité.

La figure ci-dessous montre l'allure de la variation du débit en fonction du rapport :



La prédiction du débit à travers la duse se fait à l'aide des formules empiriques : la formule de Gilbert 1954 et la formule de Ros (1960) dans le cas d'un mélange gaz-liquide

$$p_1 = \frac{A q_l (GLR)^B}{D_{64}^C}$$

$p_1$  : la pression en amont psig

$q_l$  : le débit du liquide bbl/day

$GLR$  : le rapport gaz-liquide  $scf / bbl$

$D_{64}$  : le diamètre de la duse en  $1/64$  in

Corrélation	A	B	C
Gilbert	10.00	0.546	1.89
Ros	17.40	0.500	2.00

### 3.5 Ecoulement multiphasique dans la duse :

#### 3.5.1 Régime critique :

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

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

$$Q = A \cdot P_t.$$

$$Q = \frac{\phi^{1.8} P_t}{1000K}$$

Q : débit d'huile (m<sup>3</sup>/h).

$\phi$  : diamètre de la duse (mm).

$P_t$  : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

### 3.5.2 Régime transitoire :

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

$$0.5 < \frac{P_p}{P_t} < 0.75$$

### 3.5.3 Régime non critique :

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

$$Q = \frac{f(x)\phi^{1.8}}{1000K} P_t$$

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

$$f(x) = 2.667 \cdot \frac{P_p}{P_t \sqrt{\left(1 - \frac{P_p}{P_t}\right)}}$$

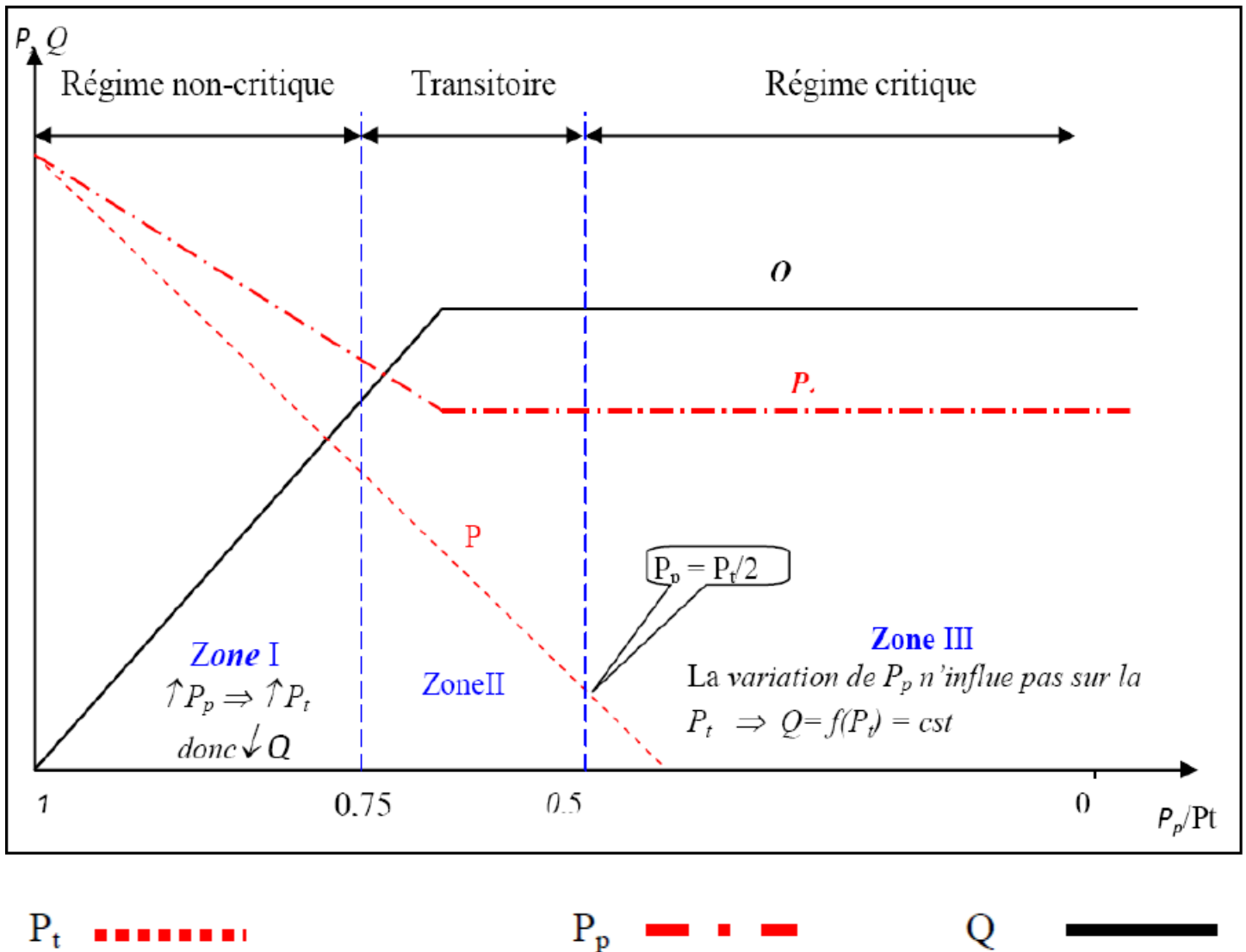


Figure 3.3 : Régimes d'écoulement à travers la duse

### 3.6 Introduction de différentes corrélations :

Différentes corrélations de pertes de charge développées par divers auteurs ont été étudiées.

Dans un premier temps, une note de développement de ces différentes corrélations a été établie et celles-ci ont ensuite été implémentées dans Excel. Chaque corrélation a un domaine d'application particulier : elles sont soit applicables dans une conduite horizontale ou verticale, soit parfois dans les deux cas. Certaines prennent en compte les modèles d'écoulement et/ou le Glissement. Un tableau récapitulatif pour toutes les corrélations étudiées dans ce travail est dressé ci-après :

<b>Corrélations</b>	<b>Modèles d'écoulements</b>	<b>Glissement</b>	<b>Orientation de la conduite</b>
<b>Monophasé</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>
<b>Lockhart &amp; Martinelli</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>Horizontal</b>
<b>Dukler</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>Horizontal</b>
<b>Beggs &amp; Brill</b>	<b>✓</b>	<b>✓</b>	<b>Indifférent</b>
<b>Hagedorn &amp; Brown</b>		<b>✓</b>	<b>verticale</b>
<b>Griffith</b>		<b>✓</b>	<b>verticale</b>
<b>Duns &amp; Ros</b>	<b>✓</b>	<b>✓</b>	<b>verticale</b>
<b>Orkiszewski</b>	<b>✓</b>	<b>✓</b>	<b>verticale</b>

Tableau 3.4 comparatif des différentes corrélations

Une analyse de ces différentes corrélations a donc été réalisée. Le comportement de chaque corrélation a été étudié par rapport à divers paramètres tels que les débits massiques et la densité de la phase liquide, le but étant de voir l'influence de ces divers paramètres sur les corrélations.

# Partie pratique

#### 4.1. Introduction :

Dans ce chapitre nous visons la réduction de la, contre pression dans la zone 02 MLN et par conséquent l'augmentation de la production par la réalisation de deux études et l'installation des nouveaux équipement et conduites, ensuite faire une étude comparative entre les deux cas (avant et après).

Ses études seront établies avec une optimisation du réseau de collecte a l'aide d'un logiciel approprié PIPESIM 2017.

##### 4.1.1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'optimisation de la production.
- L'analyse des puits multilatéraux.

Le PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM 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 sous-système, Par le biais de la fonction matching.

PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modeler le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres. Pour réaliser l'objectif de notre travail, qui est d'optimiser la production des puits de la série inférieure, nous avons utilisé les modules 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 module 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 [9].

## 4.2. Description du réseau de collecte a MLN :

Dans le champ de MLN le type de réseau existant est la liaison par collecteur, subdivisé en 4 zones :

**4.2.1 Zone 01** : puits MLN qui est composée de 09 puits producteur se collectant à un collecteur 18", ses puits sont :

MLN-01/MLN-04/MLN-05/MLN-07/MLN-08/MLN-12/MLN-18/MLN-19/MLNW-11.

**4.2.2 Zone 02** : puits MLW qui comporte des puits de potentiel important de production dont nous allons intervenir.

L'ensemble de ses puits se collectent dans un 12" qui lui-même se collecte dans le 18" de la zone 01, les puits de cette zone sont : MLNW-2/MLNW-8/MLNW-9/MLNW-10/MLNW-12/MLW-02/MLW-05/MLW06/MLW-07/MLW-09/MLW-10/MLW-11.

**4.2.3 Zone 03** : Puits MLC/KMD qui se collecte dans deux ligne 8" séparément, ses puits sont comme suivis : MLC-01/MLC-02/MLC-03/MLC-05/MLC-09/KMD-02/KMD-04/KMD-05.

**4.2.4 Zone 04** : Puits MLSE qui se collecte dans une ligne 16", cette area est considérée la plus lointaine, les puits sont : MLSE-04/MLSE-05/MLSE-06/MLSE-07/MLSE-10.

- ❖ L'ensemble des conduites de la zone 02 se rassemble dans un collecteur 12" qui achemine les fluides vers le collecteur 18" qui est déjà collecté aux puits de la zone 01, par la suite l'ensemble est destiné vers l'entrée de séparateur.
- ❖ L'ensemble des conduites de la zone 03 est dirigées vers l'entrée séparateur dans deux ligne 8" qui se rassemble par la suite dans une seul ligne 8" et se dirige vers l'entrée séparateur.
- ❖ L'ensemble des conduites de la zone 04 est dirigées vers l'entrée séparateur dans une ligne 16".

**4.2.5 Nouveaux puit** : une nouvelle phase a été réaliser ressemant en forant neuf puits producteurs, ceci à engendrer bien sur une compression aux anciens collecteurs et ligne de production, l'ensemble de ses puits est comme suit : MLC-09/KMD-05/MLN-03/MLN-18/MLN-19/MLNW-11/MLNW-12/MLW-10/MLW11.



#### 4.3. Potentiel de production pour chaque puits de la zone O2 :

Le gisement de MLN est constitué de plusieurs réservoir, dans le but d'avoir plus d'exactitude il faut identifier le potentiel de production afin de pouvoir mieux l'optimiser.

Pour mieux clarifier et spécifier le potentiel des puits spécialement ceux de la zone O2 dont nous allons intervenir, nous feront appel au données de well test (jaugeage en surface) pour identifier les paramètres essentiels tels que la pression de tête, la pression de ligne, débit d'huile et de gaz, le GOR, WCT.

Les puits de la zone O2 présentent un potentiel important en produisant plus de 40% de la production total de MLN.

On peut citer des puits high GOR tel que MLW-02/05, MLNW8/9/10 et des puits low GOR tels que MLNW2/MLNW12/MLW-10.

Les puits MLW-06/07/09 sont candidat à la production assistée en utilisant la pompe multiphasique MPP, mais malheureusement à cause du back pressure la réalisation a été suspendu et reportée ultérieurement, et à partir de cette contrainte que notre optimisation aura lieu.

Les résultats récents sont présentés si dessous :

Well Head				Flow Meter Readings							
Wells	Choke	Gas Lift Rate	Well Head	BS&W	PL	TL	Oil_SC	Gas_SC	Wtr_SC	GOR	CMSF
	%	T/H	barg	%	barg	degC	sbbl/d	MMscf/d	sbbl/d	scf/sbbl	
MLW-10	25%	—	214.6	Trace	58.1	34.8	418	7.80	12	18775	0.720
	30%	—	206.3	Trace	58.2	39.8	663	11.30	34.5	17064	0.706
MLW-5	50%	—	174.1	Trace	66.5	60.5	1468	31.6	6.9	21524	0.717
	40%	—	183.6	Trace	62.1	57.1	1146	25.2	5.2	22021	0.722
MLNW-12	26%	—	62.6	0.0	48.5	43.3	483	1.18	0.0	2479.1	0.755
	30%	—	57.1	2% water	48.3	45.2	535	1.24	19.6	2380.8	0.763
MLW-2	20%	—	207.2	1% Water	52.4	40.0	676	15.80	8.1	23388.4	0.721
	40%	—	198.7	1% Water	55.0	46.3	997	24.55	15.3	24620.4	0.725
MLNW-2	60%	—	149.4	1% water, 1.5%Emulsion	53.3	62.8	2021	25.12	44.6	12434.3	0.729
	70%	—	140.4	3% water	55.8	65.0	2328	28.73	48.3	12342.6	0.738
MLNW-10	40%	—	211.7	6% Emulsion	52.6	32.6	503	8.50	30.8	16915.8	0.731
	30%	—	212.8	5% Emulsion	51.3	32.6	461	8.31	25.8	18043.8	0.728
MLNW-8	30%	—	212.8	3% water	54.3	24.1	535	16.02	21.5	29963.0	0.779
MLW-7	17%	—	35.0	0,5%	57.3	41.22	332	0.77	25.16	2951	0.74
MLW-9	14%	—	33.3	0.3	3.7	30	194	56.00	95.78	3870.136	0.821
MLNW-9	32/64"	—	194.53	25%	50.04	22.72002	652	13.89	0	21303.18	0.703

**Tableau 4.1 : données de wells test pour la zone O2**

#### 4.4. Limites et problématique :

##### 4.4.1 Percé de gaz :

Au début de la production d'un réservoir, la pression suffit à acheminée le fluide en surface tout en gardant le gaz dissous, cela veut dire que la pression de réservoir est supérieure à la pression de saturation et le rapport gaz/huile est faible ou médium.

Malheureusement en expulsant les effluents vers la surface, le réservoir tend à se dépressuriser et la pression devient inférieure à la pression de bulle, ce qui entraîne la libération du gaz dissous qui par la suite perturbe l'écoulement dans le réseau de collecte et augmente les pertes de charge.

Le diagramme suivant montre l'évolution du GOR du champ MLN depuis l'origine :

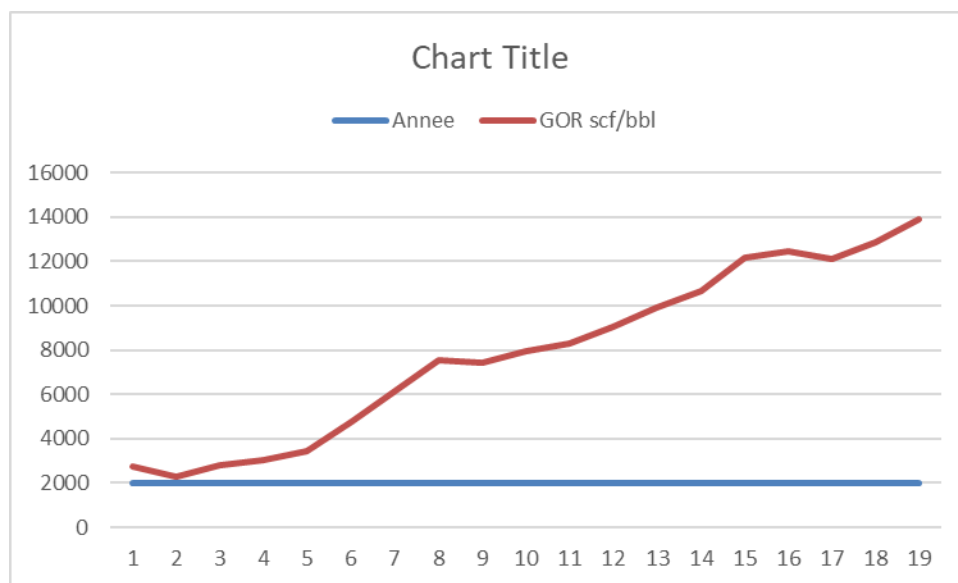


Figure 4.2 : Evolution du GOR depuis l'origine

##### 4.4.2 Le raccordement des nouveaux puits dans les collecteurs existants :

Pour des raisons économiques, une nouvelle phase a été réalisée pour l'augmentation de la production, cette quantité produite va générer des pertes de charge supplémentaires.

Les nouveaux puits sont représentés si dessous :

Wells	Well Head				Flow Meter Readings						
	Choke	Gas Lift Rate	Well Head	BS&W	PL	TL	Oil_SC	Gas_SC	Wtr_SC	GOR	C MSF
	%	T/H	barg	%	barg	degC	sbb/d	MMscf/d	sbb/d	scf/sbbl	
MLNW-11	28%	-	70.3	0	47.2	50.0	664	2.6	0.0	3975	0.746
	33%(33.4%)	-	60.0	0	46.1	52.3	690	2.8	0.0	4104.2	0.756
MLW-10	25%	-	214.6	Trace of water	58.1	34.8	418	7.8	12.0	18775	0.720
	30%(30.4)	-	206.3	Trace of water	58.2	39.8	663	11.3	34.5	17064	0.706
MLNW-12	26%	-	62.6	0.0	48.5	43.3	483	1.18	0.0	2479.1	0.755
	30%	-	57.1	2% water	48.3	45.2	535	1.24	19.6	2380.8	0.763
MLN-19	45%	-	71.7	Trace of water	46.3	52.8	636	13.2	2.2	20796	0.762
	40%	-	89.8	Trace of water	46.0	47.7	604	11.7	1.8	19378.2	0.756
MLSE-10	45%(45.3%)	-	150.8	1% water	63.2	62.9	1151	24.73	19.8	21480.5	0.747
MLW-11	20.7	-	67.5	0.0	56.0	26.0	224	0.2	0.0	1704	0.753
MLC-9	24/64"	-	28.2	Trace of sediment	20.6	23.4	606	0.14	0.0	237.9	0.877
	8/64"	-	73.2	Trace of sediment	49.2	24.7	221	0.05	0.0	226.7	0.877
MLN-18	20%	-	190.6	Variable	48.4	25.7	160	3.2	632.0	19848	N/A
KMD-5	30	No	166.6	4.0	42.8	31.1	166	9.5	6.7	57461	0.731
	25	No	179.6	3.0	41.6	32.0	124	6.4	3.6	52171	0.721

**Tableau 4.2 : Nouveaux puits P4D**

Les puits MLN-18 et KMD-05 sont fermés à cause du high GOR et WCUT, nous allons les considérer comme des puits inactifs.

Si on prend le cas critique saisonnière en été on trouve une augmentation de 54 million scf/d de gaz, ce qui est un volume important qui doit être pris en considération pour les calculs des pertes de charge.

#### **4.4.3 High backup pressure sur le collecteur MLW (zone02) :**

Suites aux contraintes précédente le collecteur MLW a expérimenté une haute contre pression, spécialement dans MLW-05 ou la pression de ligne a augmentée aux enivrent de la pression de service (design pressure, PSV : 75 barg, PSH : 67.5 barg).

Malheureusement cette contrainte a empêché l'exploitation de plusieurs puits environnants de LOW GOR et de régime d'écoulement non critique produisant avec assistance par la pompe multiphasique(MPP) tel que MLW-06/07.

Ainsi cette contrainte a réduit la production de certains puits HIGH GOR par la diminution de la Duse ou par la fermeture complète tel que MLNW-08/09/10 et MLW-02.

La perte de production engendrer par, la contre pression de la collecte MLW est représentée dans le tableau suivant :

Well Head			Flow Meter Readings								
Wells	Choke	Gas Lift Rate	Well Head	BS&W	PL	TL	Oil_SC	Gas_SC	Wtr_SC	GOR	CMSF
	%	T/H	barg	%	barg	degC	sbbl/d	MMscf/d	sbbl/d	scf/sbbl	
MLW-6	30%	—	68.6	0.0	53.1	35.8	152	0.30	0.0	2173.3	0.778
MLNW-10	40%	—	211.7	6%Emulsion	52.6	32.6	503	8.50	30.8	16915.8	0.731
MLNW-8	30	—	212.8	3% water	54.3	24.1	535	16.02	21.5	29963.0	0.779
MLW-2	30	—	209.1	Trace of water	57.6	37.5	794	18.80	11.7	23628	0.714
MLNW-9	32/64"	—	194.53	25%	50.04	22.72002	652	13.89	0	21303.18	0.703
MLW-7	17%	—	35.04	1,5%	57.33	41.22	332	0.77	25.16	2951	0.74
MLW-9	14%	—	33.29	30%	3.68	30	193.9	56	95.78	3870.136	0.821

**Tableau 4.3 : estimation de perte de production à cause de contre pression**

On peut donc voir que ses contraintes nous empêchent de produire plus de 3000 BBL/D, ainsi d'autres problèmes qui concerne la collecte elle-même tel que le phénomène d'érosion et les risque d'endommagement des collectes comme indiqué si contre :



#### 4.5. Optimisation du réseau de collecte :

Notre objectif est de réduire la contre pression dans le collecteur MLW et pouvoir améliorer la production en produisant les puits assistés et les puits fermés une fois la pression diminue, et minimiser les problèmes de sécurité tel que l'érosion du pipe et MAOP pour la zone MLW/MLNW, on peut citer notre objectif comme suit :

- ❖ Examiner/vérifier le réseau de collecte de production existant et la distribution de production.
- ❖ Vérifier la taille du pipeline pour les nouveaux puits de production. Identifier la contre-pression pour chaque puits.
- ❖ Déterminer la nécessité d'un nouveau pipeline pour le réseau de production.
- ❖ Rapport d'étude hydraulique en régime permanent Production.
- ❖ Etudier la possibilité d'utiliser les pipelines existants.
- ❖ Assurer la sécurité du réseau en identifiant les points critiques de l'érosion, corrosion, MAOP.

Pour cela nous allons utiliser le logiciel PIPESIM pour simuler notre réseau de collecte, et présenter deux scénarios, un pour le long terme et l'autre pour le court terme pour des raisons technicoéconomiques.

##### 4.5.1 Présentation des données :

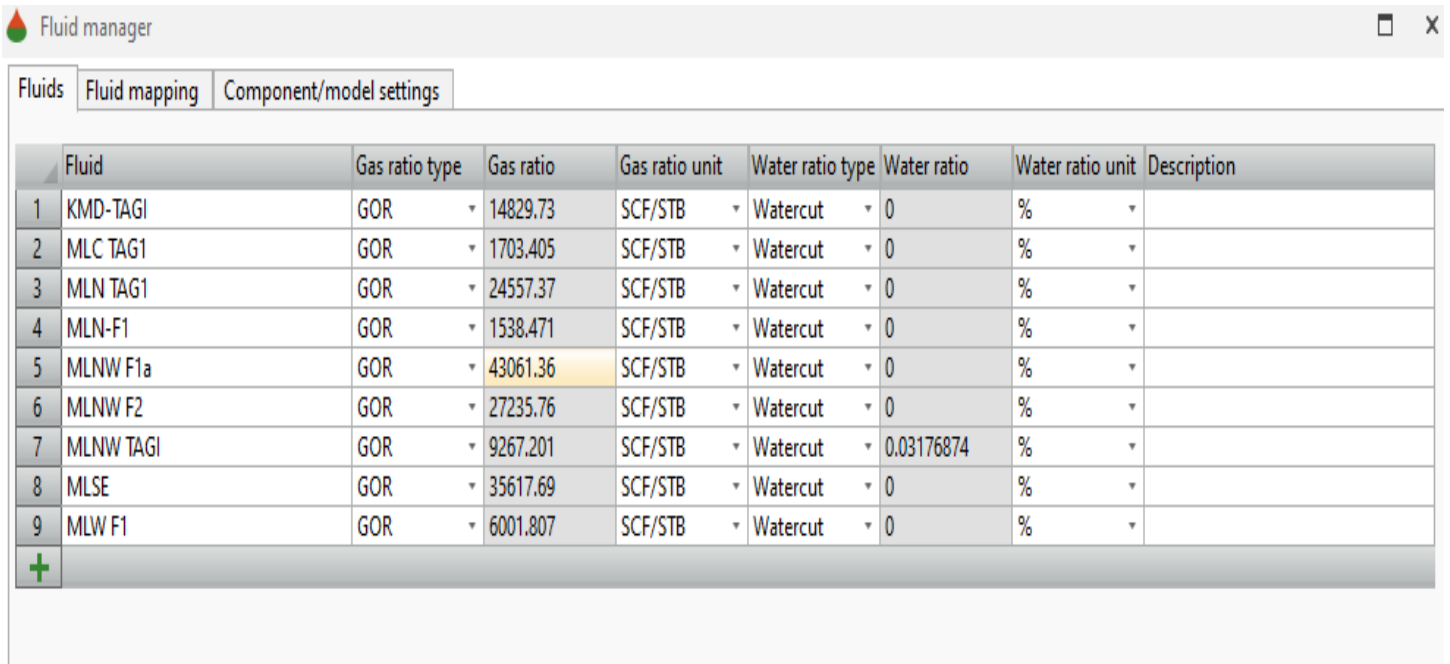
Afin de pouvoir lancer la simulation, il nous faut certaines données, à partir du réservoir jusqu'au bac de stockage tels que les caractéristiques de fluide (fluide model), le GOR, le WCUT les pressions de têtes, les pressions de ligne, la température, la longueur et l'élévation du collecteur le diamètre intérieur ainsi que la pression de séparation.

NB : pour la collecte des données, il existe deux périodes, celle de l'hiver et celles de l'été, nous allons prendre le pire cas celui de l'été.

	Summer	Winter
Air Temperature (°C)	55	10
Soil Temperature (°C)	25	15
Air Velocity (m/s)	5	5

##### 4.5.2 Données de fluides pour chaque réservoir :

Les données de composition sont introduites pour chaque réservoir dans l'annexe 1, Les GOR et WCT sont présentés dans la figure suivante :



The screenshot shows the 'Fluid manager' window with the 'Fluids' tab selected. The table below lists the fluid properties for each reservoir, including fluid name, gas ratio type, gas ratio, gas ratio unit, water ratio type, water ratio, water ratio unit, and description.

Fluid	Gas ratio type	Gas ratio	Gas ratio unit	Water ratio type	Water ratio	Water ratio unit	Description
1 KMD-TAG1	GOR	14829.73	SCF/STB	Watercut	0	%	
2 MLC TAG1	GOR	1703.405	SCF/STB	Watercut	0	%	
3 MLN TAG1	GOR	24557.37	SCF/STB	Watercut	0	%	
4 MLN-F1	GOR	1538.471	SCF/STB	Watercut	0	%	
5 MLNW F1a	GOR	43061.36	SCF/STB	Watercut	0	%	
6 MLNW F2	GOR	27235.76	SCF/STB	Watercut	0	%	
7 MLNW TAG1	GOR	9267.201	SCF/STB	Watercut	0.03176874	%	
8 MLSE	GOR	35617.69	SCF/STB	Watercut	0	%	
9 MLW F1	GOR	6001.807	SCF/STB	Watercut	0	%	

**Tableau 4.4 GOR/WCUT pour chaque réservoir**

#### **4.5.3 Paramètres de tête de puits :**

Les conditions limites pour la tête de puits de production sont la pression et la température.

La pression et la température des puits existants à chaque cas de simulation sont présentées si après avec les données du jaugeage pour chaque puits.

#### **4.5.4 Données de jaugeage en surface :**

Nous allons spécifier les données de jaugeage pour chaque zone comme suit :

Zone 01 :

Well Head			Flow Meter Readings								
Wells	Choke	Gas Lift Rate	Well Head	BS&W	PL	TL	Oil_SC	Gas_SC	Wtr_SC	GOR	CMSF
	%	T/H	barg	%	barg	degC	sbbl/d	MMscf/d	sbbl/d	scf/sbbl	
MLN-4	60%	—	65.3	Trace	49.5	57.2	1384	28.7	7.5	20718	0.739
	40%	—	90.2	Trace	48.5	52.6	1265	24.6	4.3	19444	0.745
MLN-19	45%	—	71.7	Trace	46.3	52.8	636	13.2	2.2	20796	0.762
	40%	—	89.8	Trace	46.0	47.7	604	11.7	1.8	19378.2	0.756
MLNW-11	28%	—	70.3	0	47.2	50.0	664	2.6	0.0	3975	0.746
	33%	—	60.0	0	46.1	52.3	690	2.8	0.0	4104.2	0.756
MLN-8	80	—	133.2	Trace	53.3	58.2	1199	26.4	0.0	22050	0.758
MLN-5	60%	—	209.6	2% water	50.0	49.9	1097	22.3	37.9	20308	0.748
	40%	—	212.0	2% water	49.5	49.4	1055	21.1	30.4	20045.0	0.751
MLN-7	20%	—	133.3	1.5 %Emulsion	41.3	33.9	488	9.54	9.3	19554.3	0.715
	30%	—	107.5	2% Water	42.1	43.3	597	13.38	12.5	22414.9	0.747
MLN-12	30%	—	139.1	0.5% water	42.0	32.6	378	4.8	8.6	12623	0.730
	50%	—	89.6	2% Water	41.9	46.4	449	7.2	18.2	15942	0.752
MLN-1	10	-	236.6	1.0	42.7	24.4	733	18.5	7.8	25215	0.713
	15	-	211.0	1.0	45.3	31.2	961	26.3	10.9	27413	0.710

Tableau 4.5 : Données de puits pour zone 01

Zone 02 :

Well Head			Flow Meter Readings								
Wells	Choke	Gas Lift Rate	Well Head	BS&W	PL	TL	Oil_SC	Gas_SC	Wtr_SC	GOR	CMSF
	%	T/H	barg	%	barg	degC	sbbl/d	MMscf/d	sbbl/d	scf/sbbl	
MLW-10	25%	—	214.6	Trace	58.1	34.8	418	7.80	12	18775	0.720
	30%	—	206.3	Trace	58.2	39.8	663	11.30	34.5	17064	0.706
MLW-5	50%	—	174.1	Trace	66.5	60.5	1468	31.6	6.9	21524	0.717
	40%	—	183.6	Trace	62.1	57.1	1146	25.2	5.2	22021	0.722
MLNW-12	26%	—	62.6	0.0	48.5	43.3	483	1.18	0.0	2479.1	0.755
	30%	—	57.1	2% water	48.3	45.2	535	1.24	19.6	2380.8	0.763
MLW-2	20%	—	207.2	1% Water	52.4	40.0	676	15.80	8.1	23388.4	0.721
	40%	—	198.7	1% Water	55.0	46.3	997	24.55	15.3	24620.4	0.725
MLNW-2	60%	—	149.4	1% water, 1.5%Emulsion	53.3	62.8	2021	25.12	44.6	12434.3	0.729
	70%	—	140.4	3% water	55.8	65.0	2328	28.73	48.3	12342.6	0.738
MLNW-10	40%	—	211.7	6% Emulsion	52.6	32.6	503	8.50	30.8	16915.8	0.731
	30%	—	212.8	5% Emulsion	51.3	32.6	461	8.31	25.8	18043.8	0.728
MLNW-8	30%	—	212.8	3% water	54.3	24.1	535	16.02	21.5	29963.0	0.779
MLW-7	17%	—	35.0	0,5%	57.3	41.22	332	0.77	25.16	2951	0.74
MLW-9	14%	—	33.3	0.3	3.7	30	194	56.00	95.78	3870.136	0.821
MLNW-9	32/64"	—	194.53	25%	50.04	22.72002	652	13.89	0	21303.18	0.703

Tableau 4.5 : Données de puits pour zone 02

## Zone 03 :

Well Head			Flow Meter Readings								
Wells	Choke	Gas Lift Rate	Well Head	BS&W	PL	TL	Oil_SC	Gas_SC	Wtr_SC	GOR	CMSF
	%	T/H	barg	%	barg	degC	sbbl/d	MMscf/d	sbbl/d	scf/sbbl	
MLC-3	108/64"	1.15	45.6	0.0	44.8	48.1	818	5.7	0.0	6914	0.790
	108/64"	0.00	45.1	0.0	44.5	56.3	791	4.5	0.0	5709	0.804
MLC-2	6/64"	0.00	68.8	0.0	46.3	49.1	787	1.9	0.0	2368	0.779
	5/64"	0.00	73.5	0.0	46.1	47.8	651	1.5	0.0	2235	0.803
	15/64"	0.00	77.8	0.0	46.0	47.5	712	1.5	0.0	2108	0.803
KMD-2	70%	—	147.55	Trace of w	59.5	53.8	1202	28.0	6.0	23323	0.706
	50%	—	162.2	Trace of w	51.7	47.9	949	20.4	4.5	21502	0.754

Tableau 4.6 : Données de puits pour zone 03

## Zone 04 :

Well Head			Flow Meter Readings								
Wells	Choke	Gas Lift Rate	Well Head	BS&W	PL	TL	Oil_SC	Gas_SC	Wtr_SC	GOR	CMSF
	%	T/H	barg	%	barg	degC	sbbl/d	MMscf/d	sbbl/d	scf/sbbl	
MLSE-10	15% (45.3%)	—	150.8	1% water	63.2	62.9	1151	24.73	19.8	21480.5	0.747
MLSE-4	34	-	175.5	2.5 water	63.4	38.2	417	18.14	13.7	43559.6	0.701
	21	-	180.5	2.5 water	61.4	33.9	273	11.16	11.3	40947.3	0.701
MLSE-7	13	-	127.8	6% water	59.7	36.7	326	12.51	10.1	38318.3	0.738
	10	-	129.7	4% water	58.8	34.8	246	9.30	8.3	37796.8	0.714

Tableau 4.7 : Données de puits pour zone 04

#### 4.5.5 Les données du réseau de collecte :

La modélisation de réseau de collecte consiste à collecter les données nécessaires pour avoir une conception sur le réseau, puis ajuster le modèle pour avoir une optimisation adéquate des raccords.

L'emplacement des puits et des collecteurs ainsi que les différents raccords entre pipes, aussi les différents diamètres et longueurs des lignes est représenté dans la figure ci après :

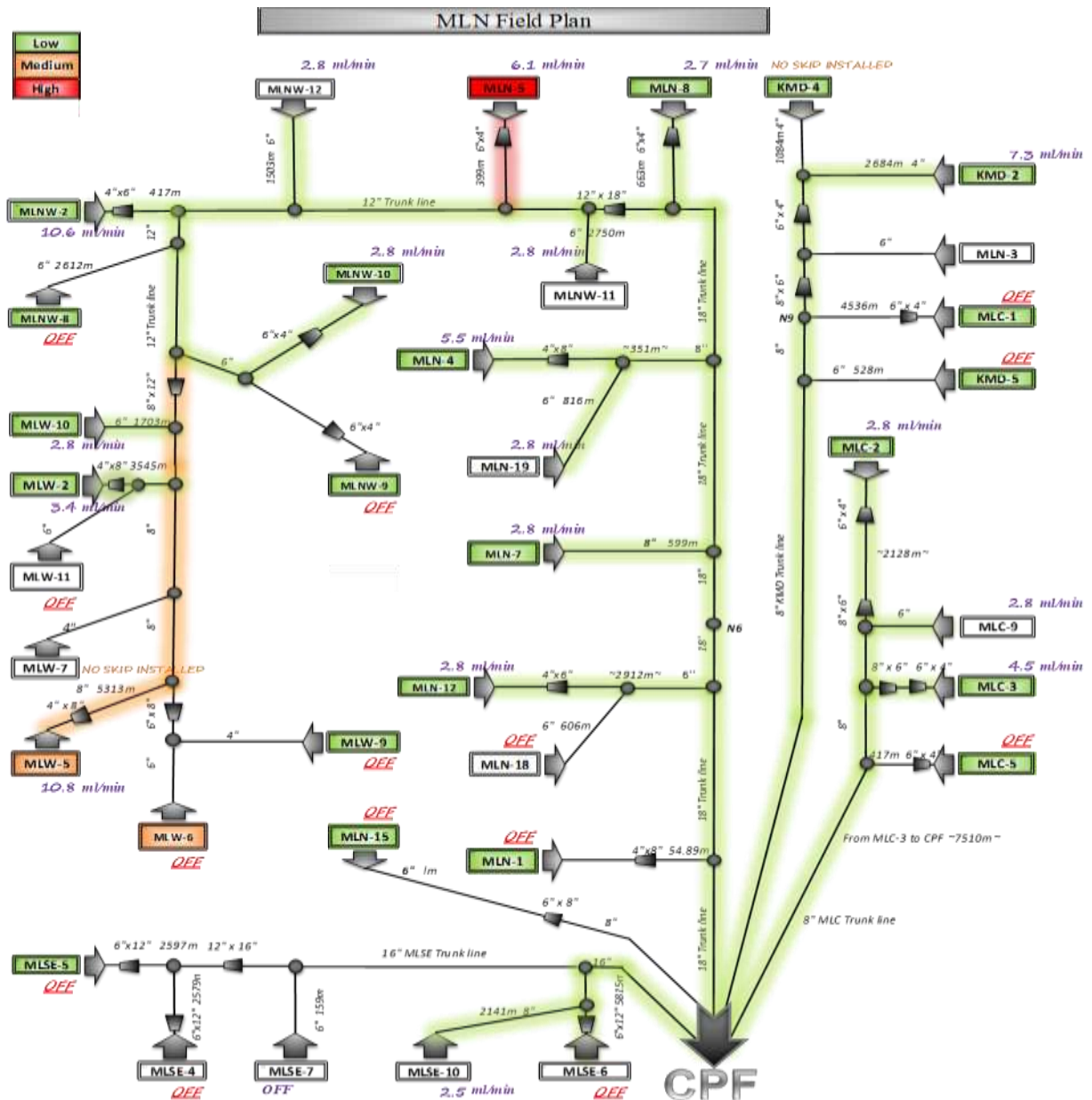


Figure 4.4 : Présentation de réseau de collecte

- ❖ L'élévation de chaque collecte est identifier à partir du satellite pipe simulator.

#### 4.5.6 Equation d'états et corrélation :

Il existe plusieurs corrélation dans le domaine des calculs les pertes de charge des conduites horizontales, mais seulement deux qui donnent des bons résultats pour le réseau de MLN à savoir :

☒ Beggs / Brill / Moody (BBM).

☒ Dukler / Eaton/ Flannigan (DE).

Le tableau suivant résume l'équation d'état et la corrélation d'écoulement utilisées dans la simulation :

Parameter	Value
Equation of State	3 Parameter Peng-Robinson 1976
Multiphase flow correlation	Olga v 7.3.1 3-Phase
Single phase correlation model	Moody
Erosion Velocity Constant	122

#### 4.5.7 Choix et calage du modelé :

L'objectif du calage consiste à ajuster les valeurs des pressions calculées avec les valeurs mesurées, afin de trouver un modèle de base qui reflète l'état du réseau de collecte avec le moins d'itérations possibles. On a pris comme hypothèse que l'erreur admissible entre la valeur mesurée et la valeur calculée ne doit pas dépasser 7%. C'est à dire :

$$Ecart = \left| \frac{P_{Pm} - P_{Pc}}{P_{Pm}} \right| \leq 7\%$$

Tout puits qui présente un écart dépassant cette limite doit être revue. En premier lieu, il faut revoir les données entrées. Une fois qu'il a été confirmé que les pressions enregistrées, les différents débits, les profils de niveau, les longueurs et les dimensions de ligne sont corrects, le calage de PPC au PPM se fait par les ajustements de l'efficacité d'écoulement et de la rugosité du PIPE.

La procédure de calage du modèle a été réalisée on tris étapes comme montrée si après :

1. Construire le model avec les données des de fluide et de collecte les plus récentes.

2. Caler le modèle avec le dernier test de mesure des pression ligne et tête.
3. Mise à jour du modèle avec les données du jaugeage récentes.

Le schéma ci après illustre la procédure de callage :

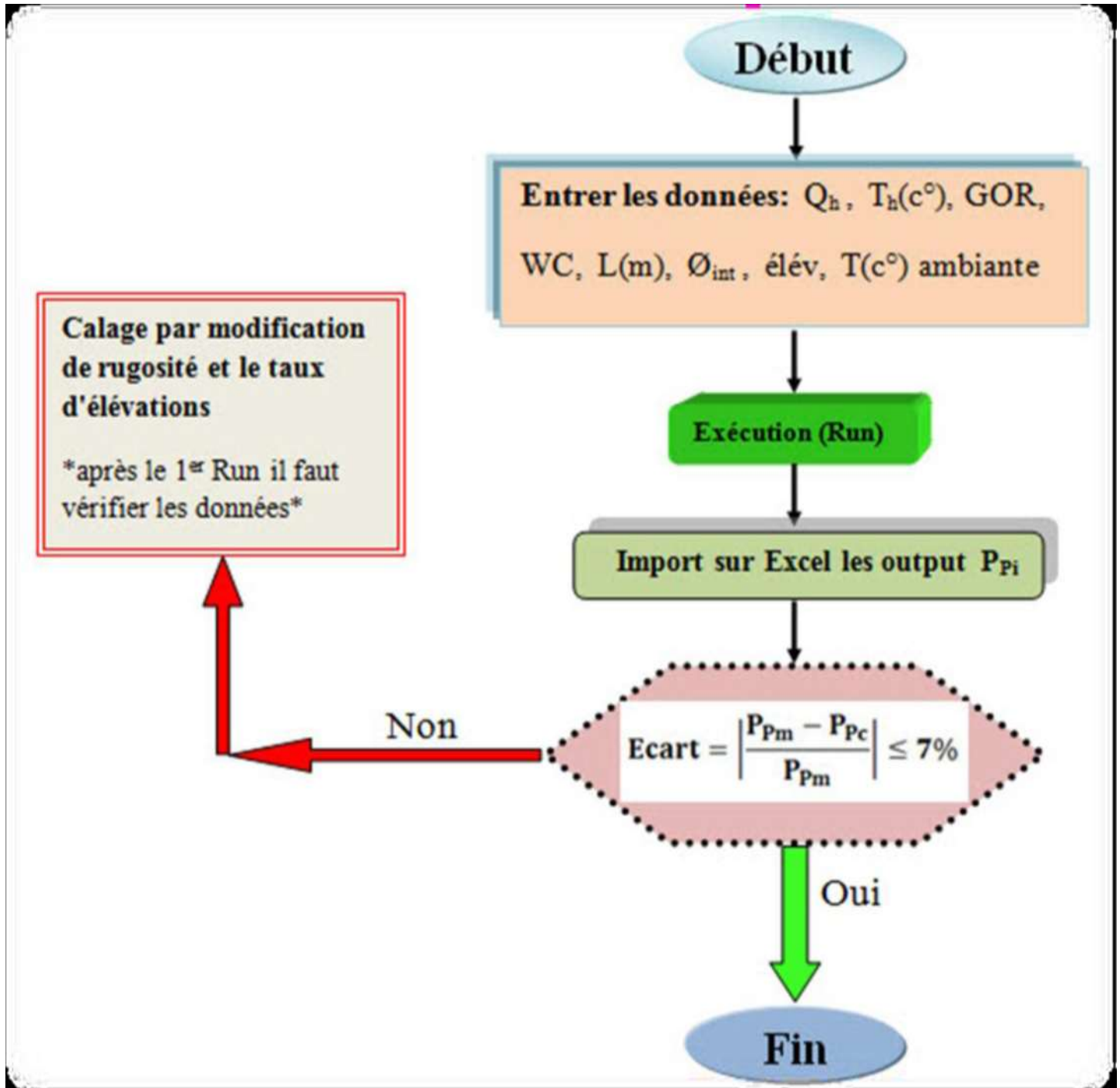


Figure 4.5 Procédure de calage d'un modèle



Une fois le modèle est appelé en introduisant les données actuelles et Les résultats sont si après :

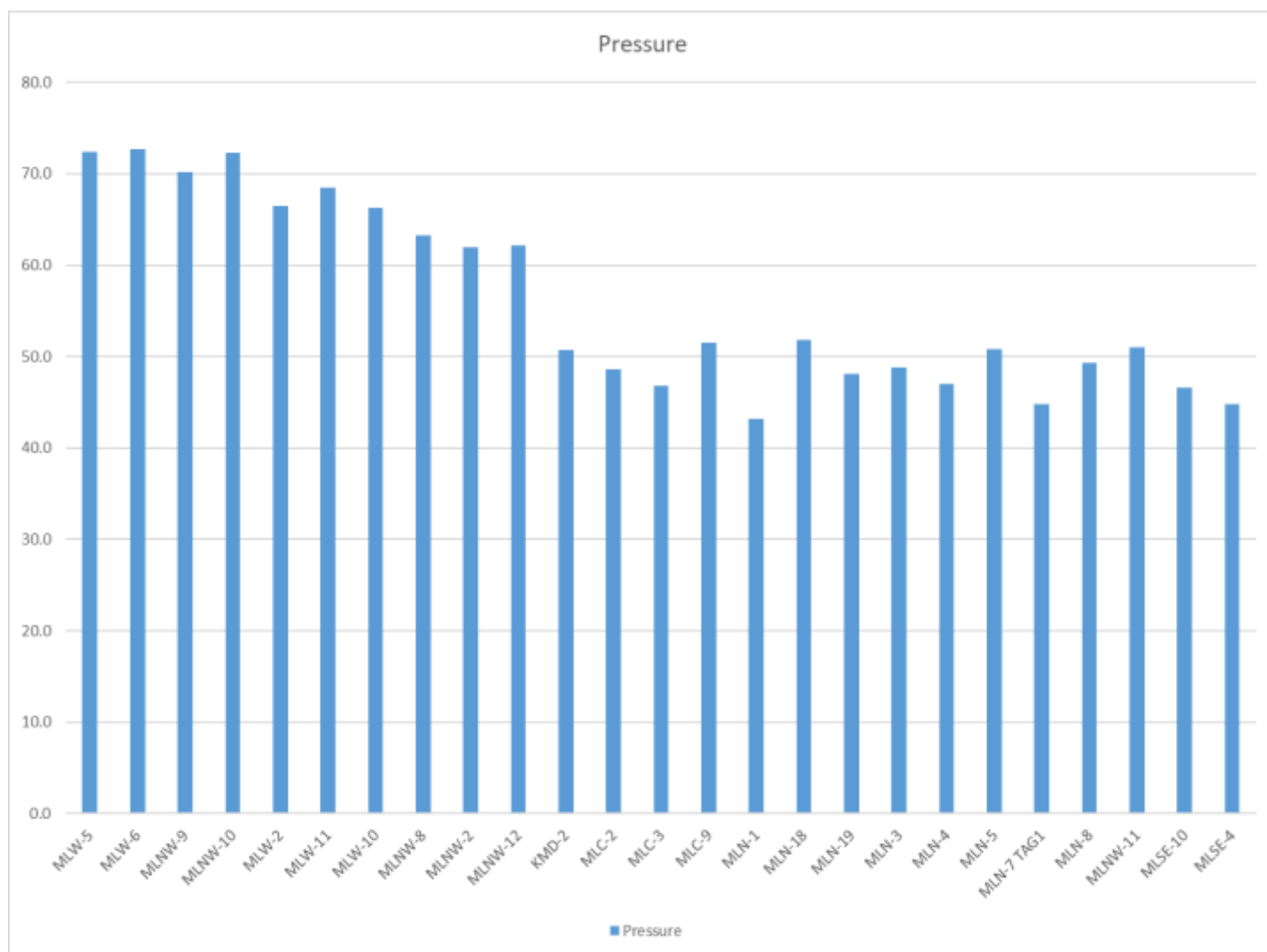
Well	Type	Pressure bar	Liquide bbl/d	oil bbl/d	water bbl/d
KMD-2	Source	50.7	371	371	0
MLC-2	Source	48.58	863	863	0
MLC-3	Source	46.77	1121	1121	0
MLC-9	Source	51.5	1604.5	1572.41	32.09
MLN-1	Source	43.15	832	805.38	26.624
MLN-18	Source	51.79	943	924.14	18.86
MLN-19	Source	48.13	1065	1043.7	21.3
MLN-3	Source	48.77	268	262.64	5.36
MLN-4	Source	47.03	2601	2601	0
MLN-5	Source	50.79	844	804.84	39.16
MLN-7 TAG1	Source	44.84	798	784.43	13.57
MLN-8	Source	49.34	1145	1145	0
MLNW-10	Source	72.32	515	499.65	15.35
MLNW-11	Source	51.01	887	869.26	17.74
MLNW-12	Source	62.13	710	695.8	14.2
MLNW-2	Source	61.92	1876	1876	0
MLNW-8	Source	63.26	347	328.44	18.5645
MLNW-9	Source	70.17	652	638.96	13.04
MLSE-10	Source	46.63	910	910	0
MLSE-4	Source	44.83	568	556.64	11.36
MLW-10	Source	66.32	1572	1540.56	31.44
MLW-11	Source	68.47	1548.1	1517.14	30.96
MLW-2	Source	66.51	916	911.97	4.03
MLW-5	Source	72.36	3036	3036	0
MLW-6	Source	72.67	307	304.7	2.3
Manifold	Junction	62.07	8720.289	102.49	

Tableau 4.8 : résultats avant simulation

Les pressions en rouge pour les puits de la zone 2 sont des pressions critique qui sont proches à la pression de service MAOP et provoquent le déclenchement du puits (67.5 barg) ou le POP UP du PSV (75 barg).

Ainsi la pression a augmenté au niveau du manifold (collecteur) de la zone 02 ce qui empêche l'ajout des futurs puits.

L'évaluations des pressions est représentée dans le diagramme suivant :



**Diagramme 4.1 : évaluation des pressions de ligne avant simulation**

On voit clairement que les pressions de ligne pour la zone 2 sont élevés par rapport aux autres, raison pour laquelle on va simuler des scénarios pour en réduire cette contrainte et pouvoir améliorer la production.



La distance mesurée et les autres caractéristiques sont présentés si dessous :

**FLOWLINE**

Name: FL\_56

Mode:  Simple  Detailed

Environment:  Land  Subsea

Override global environmental data:

General Heat transfer

**PIPE DATA**

Inside diameter: 11.93701 in

Wall thickness: 0.4059055 in

Roughness: 0.001771654 in

**PROFILE DATA**

Populate from GIS map:

Flowline starts at: Manifold

	Hor. distance	Measured dist...	Latitude	Longitude	Elevation
	m	m	deg	deg	m
200	5477.26	5529.879	30.35295333	7.8599106	210.22
201	5507.02	5559.836	30.35308312	7.86018165	213.58
202	5536.79	5589.604	30.35321291	7.8604527	213.36
203	5566.56	5619.485	30.35334269	7.86072375	215.96
204	5596.33	5649.424	30.35347248	7.8609948	219.16
205	5626.09	5679.203	30.35360226	7.86126586	219.96
206	5655.86	5709.212	30.35373205	7.86153691	223.76
207	5685.63	5738.96	30.35386183	7.86180796	223.56
208	5715.4	5768.829	30.35399161	7.86207902	225.76
209	5745.17	5798.633	30.35412139	7.86235008	227.22
210	5774.93	5828.411	30.35425118	7.86262113	226.42
211	5785.77	5839.252	30.35429844	7.86271985	226.42
212	5804.7	5858.18	30.35426832	7.86291362	226.22
213	5834.47	5888.044	30.35422095	7.86321839	223.82
214	5864.24	5917.963	30.35417358	7.86352316	220.82
215	5894	5947.741	30.35412621	7.86382792	220.02
216	5923.77	5977.739	30.35407884	7.86413269	216.31
217	5953.54	6007.508	30.35403146	7.86443746	216.11
218	5983.31	6037.281	30.35398409	7.86474222	215.51

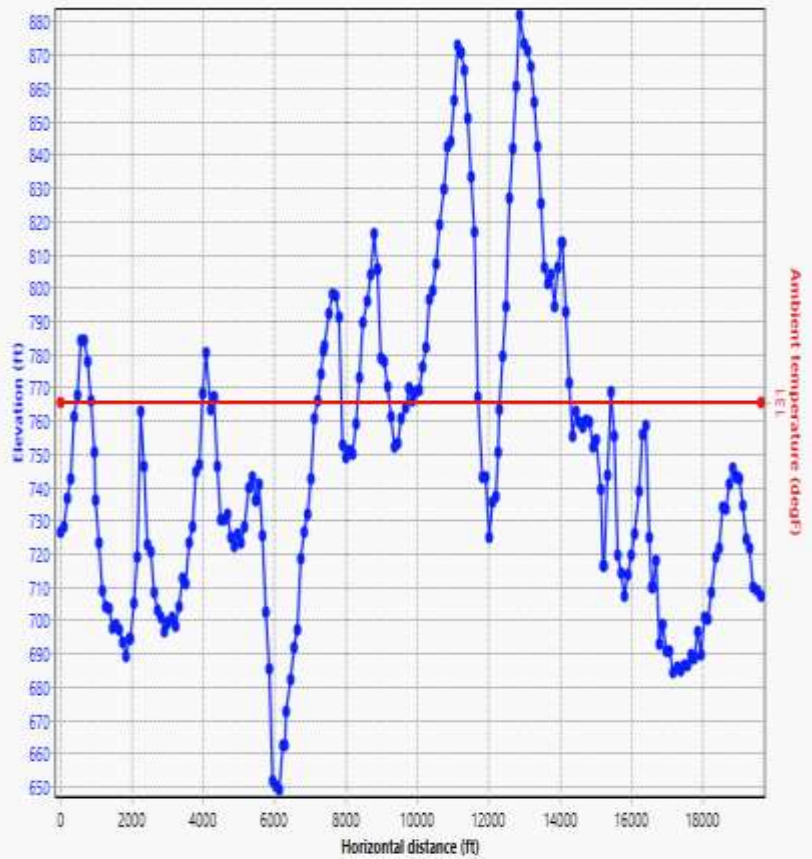


Figure 4.7 Données de la Loop line 12''

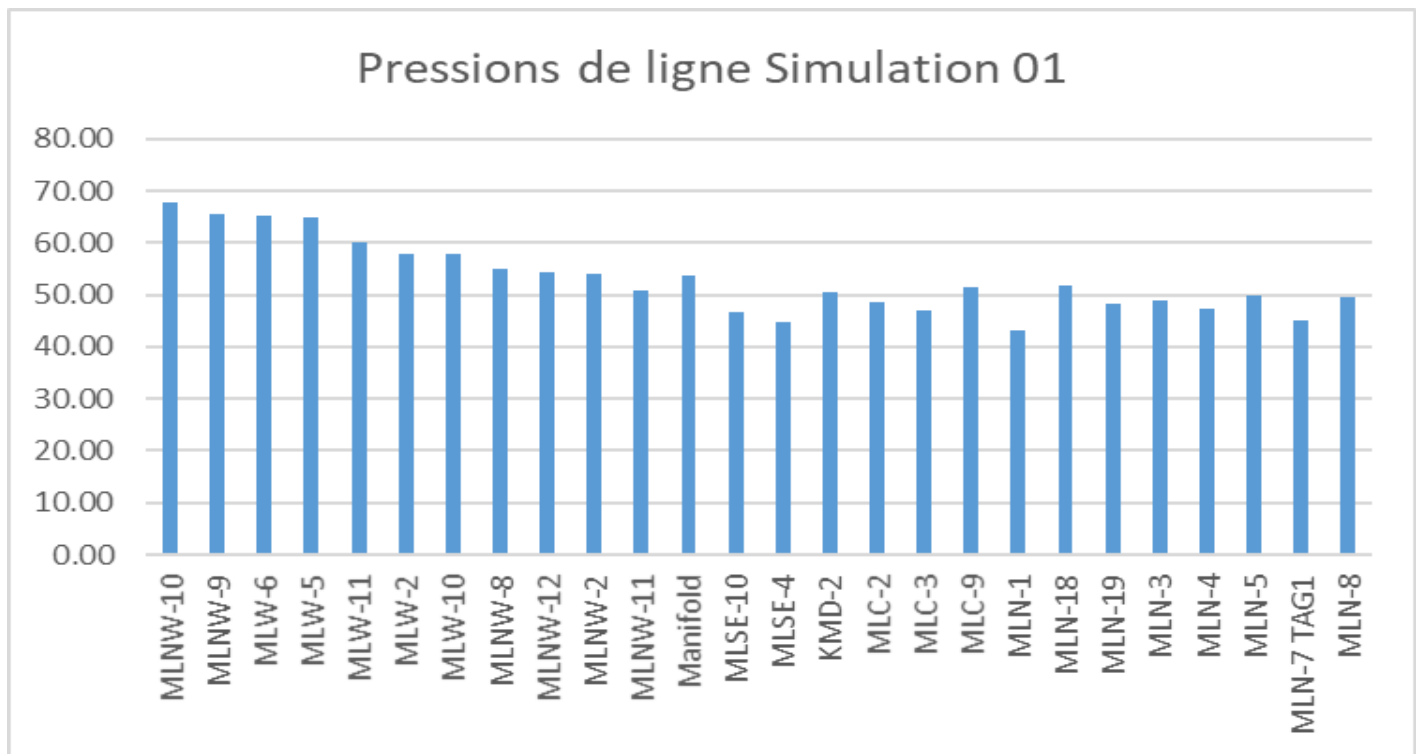
#### 4.6.2 Résultat de simulation pour le scénario 01 :

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Name	Pressure barg	Liquide rate bbl/d	Oil rate bbl/d	Water rate bbl/d	Gas rate MMscf/d	GOR	WCUT
KMD-2	50.62	371	371	0	20.38	54923	0
MLC-2	48.68	863	863	0	3.83	4436	0
MLC-3	46.87	1121	1121	0	8.70	7765	0
MLC-9	51.60	1604.5	1572.41	32.09	0.83	531	2
MLN-1	43.23	832	805.376	26.624	20.92	25972	3.2
MLN-18	51.85	943	924.14	18.86	20.76	22462	2
MLN-19	48.31	1065	1043.7	21.3	14.64	14023	2
MLN-3	48.77	268	262.64	5.36	4.86	18496	2
MLN-4	47.21	2601	2601	0	27.35	10517	0
MLN-5	49.75	844	804.8384	39.1616	19.62	24378	4.64
MLN-7 TAG1	44.97	798	784.434	13.566	14.66	18686	1.7
MLN-8	49.55	1145	1145	0	22.19	19381	0
MLNW-10	67.64	515	499.653	15.347	12.24	24497	2.98
MLNW-11	50.89	887	869.26	17.74	6.61	7607	2
MLNW-12	54.46	710	695.8	14.2	4.54	6521	2
MLNW-2	53.87	1876	1876	0	18.83	10037	0
MLNW-8	54.89	347	328.4355	18.5645	8.80	26797	5.35
MLNW-9	65.46	652	638.96	13.04	13.77	21556	2
MLSE-10	46.63	910	910	0	19.99	21967	0
MLSE-4	44.83	568	556.64	11.36	18.00	32332	2
MLW-10	57.93	1572	1540.56	31.44	4.24	2752	2
MLW-11	59.99	1548.1	1517.138	30.962	15.17	10000	2
MLW-2	57.93	916	911.9696	4.0304	17.11	18764	0.44
MLW-5	64.99	3036	3036	0	34.80	11462	0
MLW-6	65.30	307	304.6975	2.3025	0.68	2246	0.75
Manifold	53.66	8809.468	8704.91	104.5583	106.98	12289	1.187

Tableau 4.9 : Résultats de simulation 01

L'évaluation de la pression de ligne est représentée si dessous :



**Diagramme 4.2 : Pression de ligne après simulation 01**

On peut constater que la contre pression pour les puits de la zone MLW est diminuée de 8 barg, ce qui nous donne la possibilité de rouvrir le puits fermé(MLNW09/10), et de pouvoir lancer l'exploitation des puits assistés par pompage.

Avec l'ajout des puits assistée, le gain de production est comme suivi :

Well Head			Flow Meter Readings								
Wells	Choke	Gas Lift Rate	Well Head	BS&W	PL	TL	Oil_SC	Gas_SC	Wtr_SC	GOR	CMSF
	%	T/H	barg	%	barg	degC	sbb/d	MMscf/d	sbb/d	scf/sbb	
MLNW-8	30	—	212.8	3% water	54.3	24.1	535	16.02	21.5	29963.0	0.779
MLNW-9	32/64"	—	194.53	25%	50.04	22.72002	652	13.89	0	21303.18	0.703
MLW-7	17%	—	35.04	1,5%	57.33	41.22	332	0.77	25.16	2951	0.74
MLW-9	14%	—	33.29	30%	3.68	30	193.9	56	95.78	3870.136	0.821

**Tableau 4.11 : gain de production après simulation 01**

Environ 2000 baril/jour de gain de production.

La seule contrainte est l'augmentation de pression de ligne dans les puits MLNW-09/10 environ la pression de service, on peut donc recommander de réduire la Duse des deux puits.

#### **4.6.3 Scenario 02 :**

Dans ce cas nous allons collecter les puits high GOR de la zone 2 en même collecteur et étudier les résultats,

MLW-05 MLW-02 et MLNW-08 seront connectés ensemble dans une ligne 12'' pour se raccorder ensuite dans la 18''.

Nous utiliserons les lignes existantes de MLW-02 et MLNW-08 avec une modification dans la branche avec MLW-10 et le manifold successivement.

Nous construisons une nouvelle ligne 8'' pour raccorder MLW-5 dans le nouveau manifold, l'ancienne ligne 8'' sera réservée uniquement pour les puits low GOR tel que MLW-06/07/09.

Ainsi redimensionner la collecte de l'ensemble des puits MLNW-09/10 dans une ligne de 8'' au lieu de 6''.



Les données de la nouvelle ligne 8" pour MLW-05 sont comme suit :

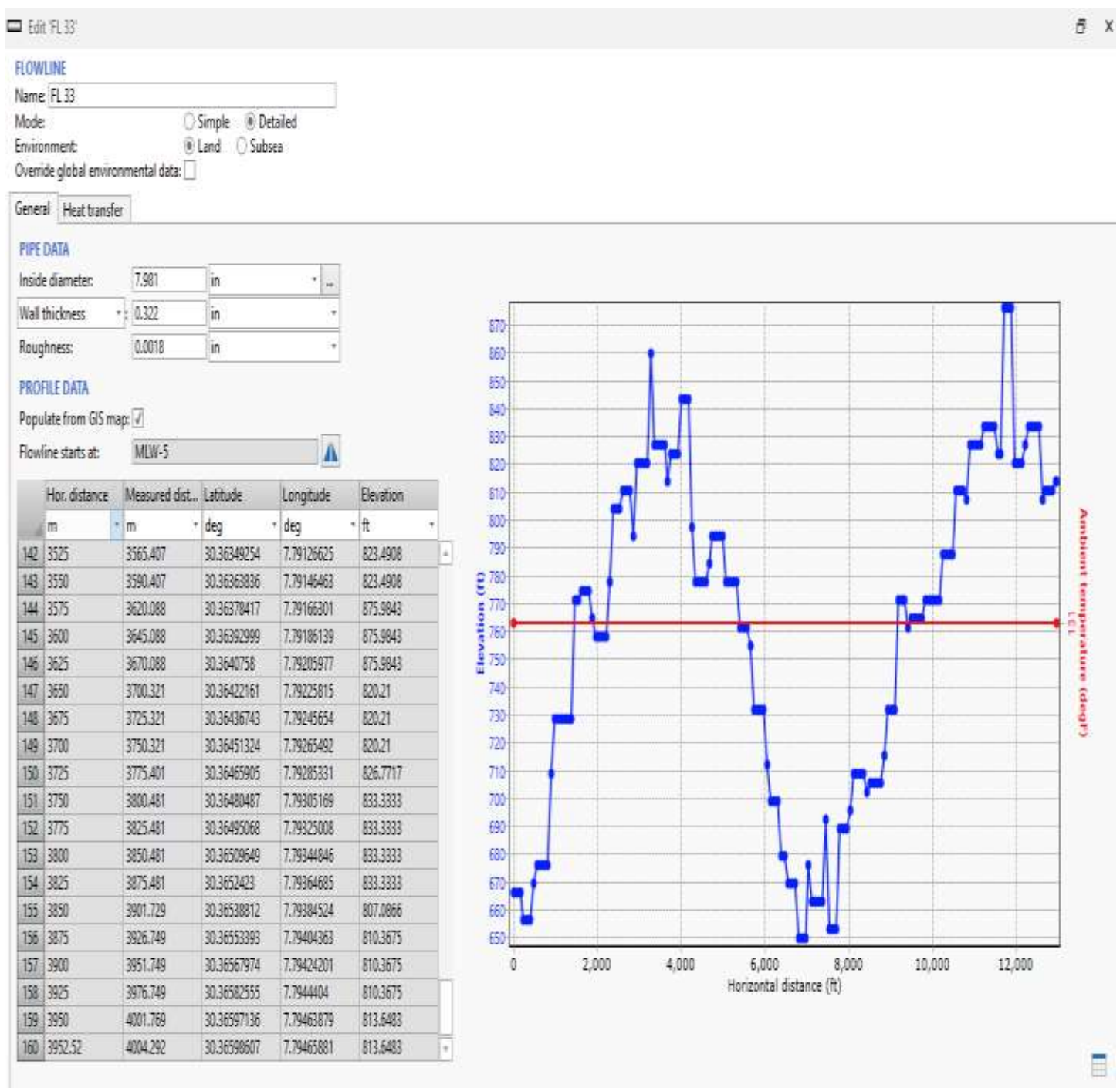


Figure 4.9 : Données de ligne 8" MLW-05

Les données pour redimensionné le pipeline de MLNW-09/10 sont comme suit :

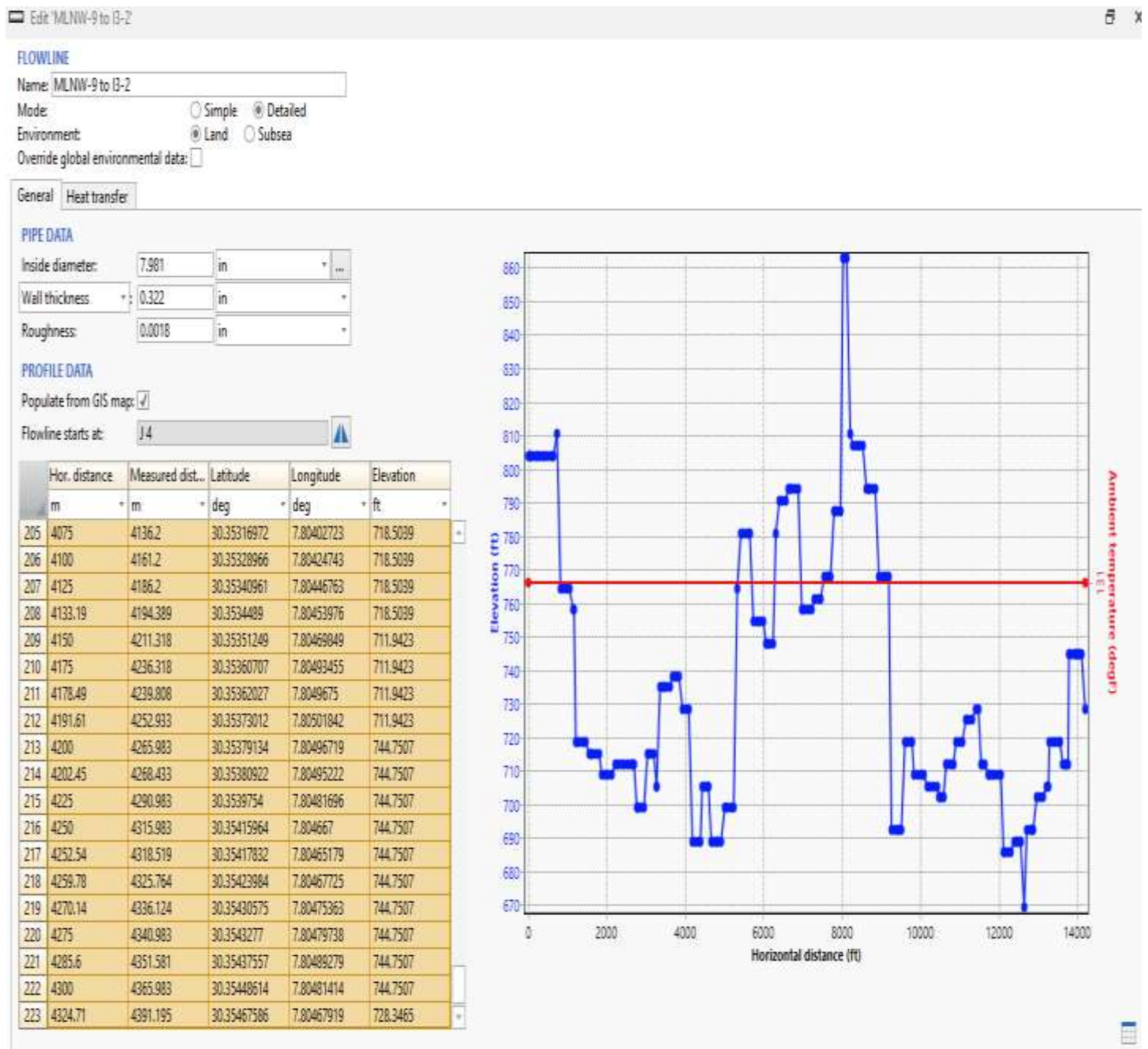


Figure 4.10 : Données de la ligne 8" MLNW-09

Les données pour la ligne 12'' du manifold J14 au 18'' sont représentées si après :

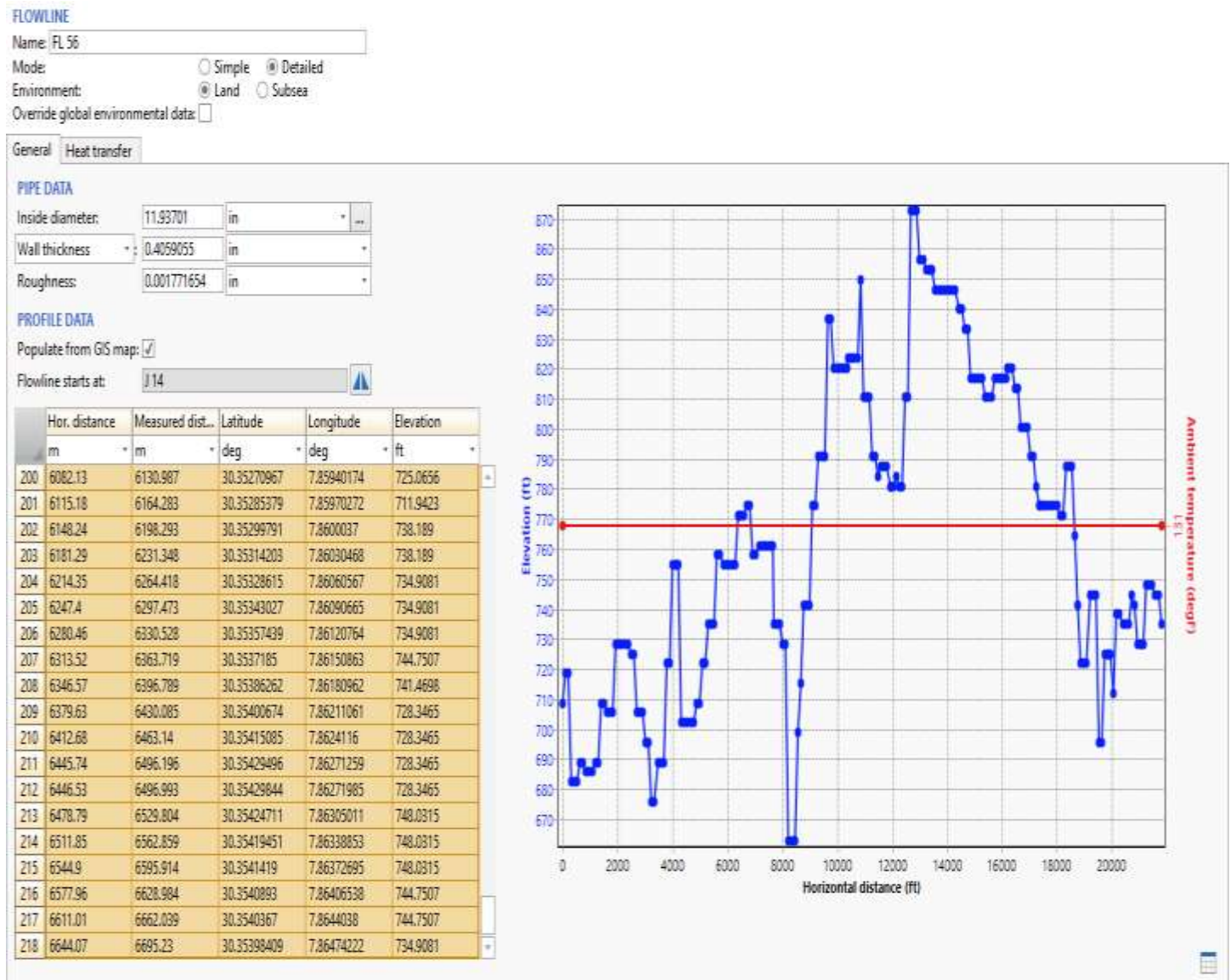


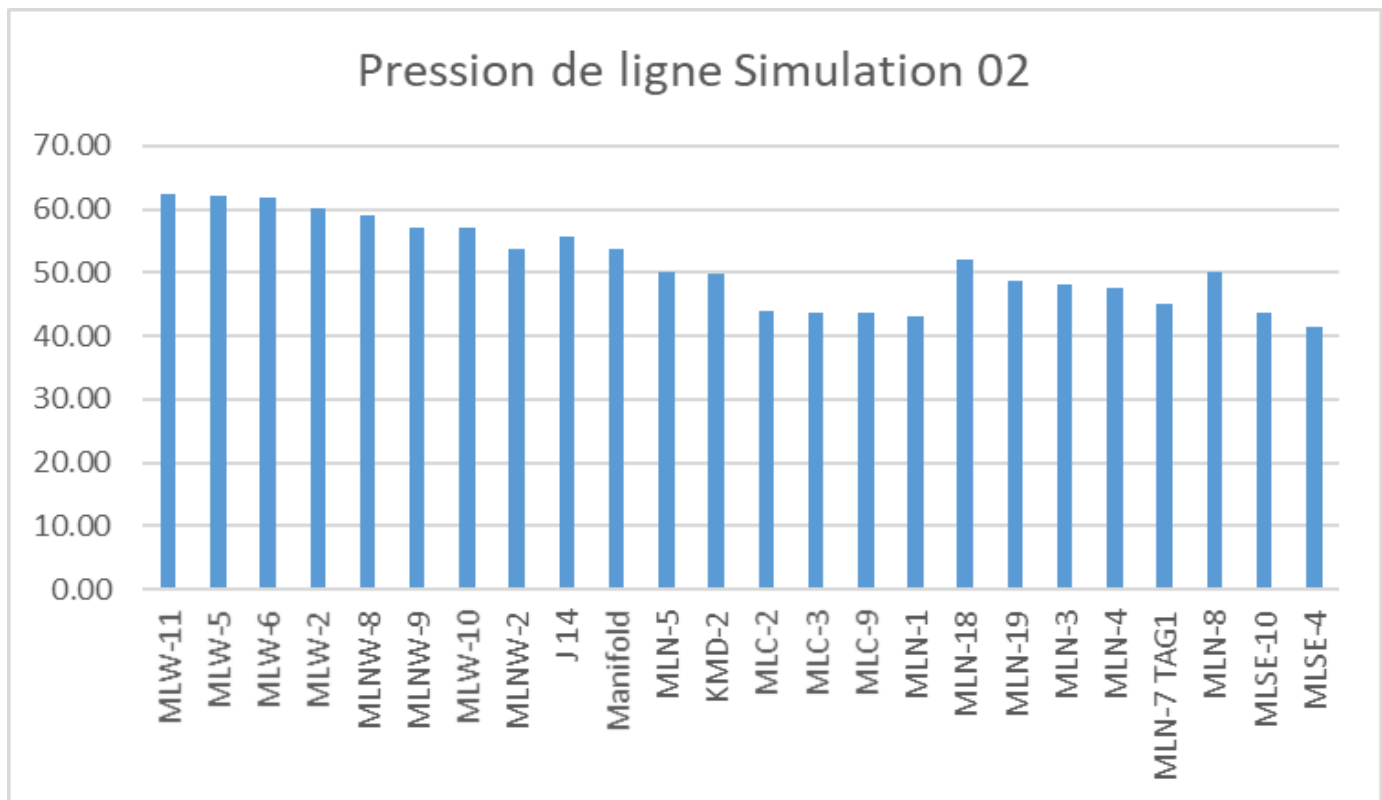
Figure 4.11 : données de la ligne 12'' J14

Les résultats sont si dessous :

Name	Pressure bar	Liquide rate bbl/d	Oil rate bbl/d	Water rate bbl/d	Gas rate MMscf/d	GOR	WCUT
KMD-2	49.78	371	371	0	20.38	54923	0
MLC-2	43.93	863	863	0	3.83	4436	0
MLC-3	43.59	1121	1121	0	8.70	7765.01	0
MLC-9	43.68	1604.5	1572.41	32.09	0.83	531.02	2
MLN-1	43.16	832	805.376	26.624	20.92	25972	3.2
MLN-18	52.06	943	924.14	18.86	20.76	22462	2
MLN-19	48.62	1065	1043.7	21.3	14.64	14023	2
MLN-3	48.03	268	262.64	5.36	4.86	18496	2
MLN-4	47.46	2601	2601	0	27.35	10517	0
MLN-5	50.12	844	804.8384	39.1616	19.62	24378	4.64
MLN-7 TAG1	44.97	798	784.434	13.566	14.66	18686	1.7
MLN-8	49.97	1145	1145	0	22.19	19381	0
MLNW-10	59.72	515	499.653	15.347	12.24	24497	2.98
MLNW-11	51.57	887	869.26	17.74	6.61	7607.01	2
MLNW-12	53.72	710	695.8	14.2	4.54	6521	2
MLNW-2	53.61	1876	1876	0	18.83	10037	0
MLNW-8	56.89	347	328.4355	18.5645	8.80	26797	5.35
MLNW-9	57.18	652	638.96	13.04	13.77	21556	2
MLSE-10	43.66	910	910	0	19.99	21967	0
MLSE-4	41.51	568	556.64	11.36	18.00	32332	2
MLW-10	56.97	1572	1540.56	31.44	4.24	2752	2
MLW-11	60.60	1548.1	1517.138	30.962	15.17	10000	2
MLW-2	58.51	916	911.9696	4.0304	17.11221	18764	0.44
MLW-5	60.83	3036	3036	0	34.79865	11462	0
MLW-6	61.75	307	304.6975	2.3025	0.684351	2246	0.75
Manifold	53.67	2975.519	2913.56	61.95888	31.01022	10643.4	2.08229
J 14	55.01	5823.08	5780.504	42.57581	75.97766	13143.8	0.73116

Tableau 4.12 : résultats après simulation O2

L'évaluation de la pression est représentée ci-dessous :



**Diagramme 4.3 : Pression de ligne après simulation 02**

On peut constater clairement que les pressions des deux manifolds sont réduites ainsi les pressions de ligne des deux puits MLNW-09/10 rencontrées dans la simulation précédente.

On peut donc recommander non seulement de rouvrir tous les puits fermés mais aussi de raccorder des nouveaux puits dans les tie-in existantes.

## 4.7 Etudes économiques :

### 4.7.1 Scénario 01 :

Un total shut down de 03 jours pour la zone 02 est nécessaire pour le raccordement de la nouvelle Loop line 12'' avec tous les autres opérations tel que le flashage de l'ancienne ligne et l'inertes (extraction de l'air).

Ainsi des contracteurs de service seront appelés pour performer ses interventions de construction.

- Un total shut down cout environ 80 000 à 100 000 \$.
- La ligne 12'' cout 1200\$ pour les 10 feet (6m), donc la Loop line complète 6037m coute 1200 000\$.
- Deux vannes DBB 12'' en amont et aval pour le raccordement coutes 24000\$
- LPO (lost of production) pour les puits de la zone 02 de 03 jours.

**Donc le cout de la réalisation du premier scénario est de 1 324 000\$ et une perte de production de 03 jours pour les puits de la zone 02.**

### 4.7.2 Scenario 02 :

De même cette réalisation nécessite un shut down de 05 jour avec une préparation plus importante en civil avant de commencer, ainsi plus de contracteurs pour les travaux de construction.

- Un total shut down cout environ 80 000 à 100 000\$.
- Une ligne 8'' pour MLW-05 coute 800\$ pour les 10 feet (6m), donc la ligne complète de 4000m coute 533 333\$.
- Une ligne 8'' pour redimensionner MLNW-09/10 de 4400m coute 586 666\$.
- La ligne 12'' depuis le manifold J14 jusqu'au 18'' le long de 6700m coute 1260000\$.
- Deux vannes 8'' DBB pour la ligne MLW-05 coutes 17000\$.
- Deux vannes 8'' DBB pour la ligne MLNW-09/10 coutes 17000\$.
- Deux vannes 12'' DBB pour la ligne 12'' coutes 24000\$.
- LPO pour les puits de la zone 02 de 05 jours.

**Donc le cout de la réalisation du deuxième scénario est de 2 537 000\$ et une perte de production de 05 jours pour les puits de la zone 02.**

# **Conclusion et recommandations**

---

## **Conclusion et recommandations**

On peut conclure que :

- ❖ La collecte de MLW-05 est sous dimensionnée ainsi que la collecte de MLW-06/07.
- ❖ La collecte des puits MLNW-09/MLNW-10 est sous dimensionnée.
- ❖ Les sous dimensions des collectes précédentes ont engendrer une contre pression au manifold de la zone 02, ce qui freine les puits du low GOR.
- ❖ La réalisation du premier scénario est moins chère par rapport au deuxième scénario avec une limite de réduire la production de deux puits MLNW-09/MLNW-10 et produire aux environ de la pression de service des pipes ligne.
- ❖ La réalisation du deuxième scénario est plus performante en terme de production et de sécurité sauf qu'elle coute plus chère par rapport au premier cas et à la situation financière pendant la propagation du Covid-19.

Par conséquent nous allons recommander de :

- ❖ Réaliser le premier scénario afin de pouvoir réduire la contre pression et améliorer la production dans un temps très proche tout en gardant le système sécurisé, et installer deux block valve près du manifold pour pouvoir réaliser le deuxième scénario (utiliser la ligne 12'' Loop line) ultérieurement et raccorder les puits de GOR élevés ensemble.
- ❖ Planifier un nettoyage(pigging) des collecteurs principaux dans le prochain arrêt, prévu au premier trimestre 2022, ce qui va réduire la pression dans le manifold de la zone 02, ainsi que la pression des puits situés aux extrémités (MLW-05/02/06/MLNW-09/10).
- ❖ Assurer un bon maintien de pression qui va réduire le GOR et augmenter la pression du réservoir, ce qui est prouvé sur le réservoir KMD TAGI en réduisant le GOR de KMD-02 de 30000 scf/sbbl en Février 2019 à 22000 scf/sbbl en juillet 2021.

## Bibliographies

- [1] E.K. SI-AHMED IAP 2012- Eléments sur les écoulements diphasiques.
- [2] L. MAILHE édition TECHNIP IFP- Collecte-traitement- stockage.
- [3] université Paris O. GREGORIE et A. CUMBARO- introduction aux modèle industriels pour les écoulements liquide-gaz.
- [4] M. BELAHCEN IAP CORPORATE UNIVERSITY- mécanique des fluides.
- [5] J.D. Jansen and P.K. Currie- Modelling and Optimisation of Oil and Gas Production Systems.
- [6] TOTAL support de formation-conduite optimisée des puits.
- [7] MLN P4D-étude hydraulique.
- [8] MLN document control-présentation du champ MLN.
- [9] PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide, Schlumberger, 2011.
- [10] BOURAS KHALED ET MECHALIKH FAROUK Université OURGLA- Optimisation de production dans le champ Nord de Hassi Messaoud par la Mise en place d'un séparateur avec une unité de pompage au niveau du manifold OMP153,
- [11] BOUCHAMA Farid et KHOUILED Hicham et BELLAOUI Brahim Université OURGLA- Optimisation de production par la modélisation intégrée (puits – réseau) Cas d'étude - satellite W1A

Zone	KMD-TAG1	MLC-TAG1	MLN-F1	MLN-TAG1	MLNW-F1A	MLNW-F2	MLNW-TAG1	MLSE	MLW-F1
	Mol %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %
Me-Cyclo-pentane	0.08	0.302	0.000	0.00	0.060	0.09	0.23	0.08	0.00
Cyclo-hexane	0.13	0.480	0.000	0.00	0.079	0.09	0.42	0.09	0.00
Hexanes	0.70	2.337	2.427	0.46	0.446	0.46	1.73	0.44	1.06
Toluene	0.04	0.102	0.313	0.05	0.024	0.07	0.11	0.1	0.14
Me-Cyclo-hexane	0.18	0.805	0.000	0.00	0.097	0.14	0.38	0.15	0.00
Heptanes	0.43	2.125	3.191	0.45	0.236	0.27	0.82	0.29	1.19
Meta/Para-xylene	0.05	0.184	0.476	0.07	0.030	0.06	0.09	0.1	0.19
Ethyl-benzene	0.02	0.117	0.041	0.01	0.007	0.01	0.02	0.02	0.01
Ortho-xylene	0.02	0.098	0.000	0.00	0.007	0.02	0.03	0	0.00
Octanes	0.42	2.235	3.356	0.45	0.179	0.26	0.58	0.31	1.22
Nonanes	0.32	1.831	2.040	0.25	0.126	0.18	0.33	0.21	0.69
Decanes	0.32	1.817	2.120	0.26	0.120	0.17	0.29	0.23	0.70
Undecanes	0.27	1.621	1.566	0.19	0.101	0.15	0.31	0.16	0.51
Dodecanes	0.22	1.351	1.247	0.14	0.078	0.12	0.32	0.12	0.40
Tridecanes	0.20	1.222	1.225	0.13	0.072	0.11	0.33	0.1	0.39
Tetradecanes	0.16	0.979	1.034	0.11	0.059	0.09	0.29	0.08	0.33
Pentadecanes	0.15	0.901	0.880	0.09	0.056	0.08	0.26	0.07	0.28
Hexadecanes	0.12	0.732	0.730	0.07	0.046	0.06	0.21	0.05	0.23
Heptadecanes	0.10	0.631	0.742	0.07	0.040	0.05	0.16	0.04	0.23
Octadecanes	0.10	0.580	0.592	0.06	0.038	0.05	0.14	0.03	0.19
Nonadecanes	0.08	0.509	0.457	0.04	0.034	0.04	0.12	0.03	0.15
Hydrogen	0.00	0.000	0.000	0.00	0.000	0.00	0.00	0	0.00
Nitrogen	1.15	1.704	0.364	0.45	0.606	0.41	0.36	0.3	0.29
Hydrogen sulphide	0.00	0.000	0.000	0.00	0.000	0.00	0.00	0	0.00
Carbon dioxide	1.02	1.236	1.266	1.04	1.749	1.57	0.85	1.69	1.33
Hexatriacontanes plus	0.10	0.893	1.098	0.03	0.000	0.10	0.21	0.01	0.51
Tri-Me-benzene	0.03	0.184	0.000	0.00	0.013	0.03	0.04	0	0.00
C20+	0.54	3.192	3.514	0.28	0.276	0.28	0.58	0.12	1.09

Zone	KMD-TAG1	MLC-TAG1	MLN-F1	MLN-TAG1	MLNW-F1A	MLNW-F2	MLNW-TAG1	MLSE	MLW-F1
	Mol %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %
Water	1.62	1.042	1.071	1.62	1.672	1.63	1.63	0	1.47
Salt	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Methane	64.84	40.567	45.768	71.86	73.443	70.71	60.74	79.41	63.64
Ethane	14.26	12.378	9.277	13.46	11.439	12.92	13.85	10.01	12.13
Propane	7.20	9.076	7.224	5.31	5.598	6.25	7.31	3.46	6.58
i-Butane	0.97	1.099	1.129	0.64	0.697	0.82	1.14	0.56	0.93
n-Butane	2.61	4.167	3.621	1.52	1.621	1.70	3.19	0.98	2.38
neo-Pentane	0.01	0.004	0.000	0.00	0.000	0.01	0.01	0.01	0.00
i-Pentane	0.61	1.098	1.296	0.38	0.435	0.48	1.20	0.38	0.77
n-Pentane	0.84	2.054	1.850	0.45	0.502	0.47	1.56	0.34	0.90
Benzene	0.10	0.349	0.085	0.05	0.014	0.02	0.18	0.03	0.08

## Bibliographies

- [1] E.K. SI-AHMED IAP 2012- Eléments sur les écoulements diphasiques.
- [2] L. MAILHE édition TECHNIP IFP- Collecte-traitement- stockage.
- [3] université Paris O. GREGORIE et A. CUMBARO- introduction aux modèle industriels pour les écoulements liquide-gaz.
- [4] M. BELAHCEN IAP CORPORATE UNIVERSITY- mécanique des fluides.
- [5] J.D. Jansen and P.K. Currie- Modelling and Optimisation of Oil and Gas Production Systems.
- [6] TOTAL support de formation-conduite optimisée des puits.
- [7] MLN P4D-étude hydraulique.
- [8] MLN document control-présentation du champ MLN.
- [9] PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide, Schlumberger, 2011.
- [10] BOURAS KHALED ET MECHALIKH FAROUK Université OURGLA- Optimisation de production dans le champ Nord de Hassi Messaoud par la Mise en place d'un séparateur avec une unité de pompage au niveau du manifold OMP153,
- [11] BOUCHAMA Farid et KHOUILED Hicham et BELLAOUI Brahim Université OURGLA- Optimisation de production par la modélisation intégrée (puits – réseau) Cas d'étude - satellite W1A