

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

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



Département Transport et Equipements des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'études  
En vue de l'obtention du diplôme de

## Master

**Domaine** : Sciences et Technologies

**Filière** : Hydrocarbures

**Option** : Génie mécanique- Transport et distribution des hydrocarbures

**Présenté par :**

- Khadidja MOKEDDEM
- Joumana SAIDANI

### THEME

**Étude et évaluation du comportement physique d'un système  
réseau de collecte TINHERT**

Devant le jury :

Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation	
Mr. YOUNSI Karim	MCA	UMBB	<b>Président Examineur Examineur Encadrant</b>
Mr. TIKOUBAINI Morad	MAA	UMBB	
Mr. MENAA Abdennour	MCB	UMBB	
Mme. Rania M. HIMEUR	MAB	USTHB	

Boumerdes 2024

## *Je dédie ce modeste travail.*

*Tout d'abord, nous voudrions remercier « ALLAH » Tout-Puissant de nous avoir donné la force et la patience de faire ce travail.*

*A Ma très chère mère, Mon ange gardien, qui m'a entouré d'amour inconditionnel, qui a fait tout pour ma réussite, et qui m'a encouragé dans mes moments difficiles, A celle qui a prié jour et nuit pour mon bonheur et qui a sacrifié tout pour m'aider à devenir ce que je suis aujourd'hui. Maman t'est merveilleuse, t'es idéale ton soutien inébranlable dépassent tout ce que je ne pourrais jamais formuler avec les mots. Aucun remerciement ne sera jamais assez pour tout ce que tu as fait pour moi.*

*A mon très cher Papa, À l'épaule solide, l'œil attentif compréhensif, mon soutien moral et source de joie et de bonheur. A celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir. Tu es la personne la plus digne de mon estime et de mon respect. J'espère que tu as toujours été fier de moi et que j'ai su te mener aux sommets de tes aspirations.*

*A mon seul et unique frère, mon soutien Kheiro, à qui je souhaite beaucoup de succès et de bonheur,*

*A mes meilleures amies et mes sœurs Sonia, Hana, Louisa ceux qui ont apporté la joie à ma vie, je souhaite le meilleur et tout le bonheur du monde à chacune d'entre vous*

*A Ma chère Khadidja, ma compagne de souvenir, ma meilleure amie et ma sœur, je tiens à t'exprimer ma profonde gratitude, ensemble nous avons traversés des moments difficiles et des instants de joie, Ta patience et ta confiance en moi, envers et contre tout, ont été d'un soutien inestimable. Sans toi, rien de ce que nous avons accompli n'aurait été possible. Je suis profondément reconnaissante d'avoir partagé ces expériences à tes côtés. Tu es une personne exceptionnelle et j'estime notre amitié plus que tout.*

*A l'ensemble des membres du club scientifique SPE petroleum club avec qui j'ai appris les sens du travail, d'organisation et responsabilité, et spécial dédicace pour Farah*

*A tous mes camarades du groupe MATH19 spécialement vous les filles, vous êtes les meilleures*

*A tous les transporteurs dans le monde*

*A Mon petit chat Simo*

*Joumana SAIDANI*



## *Je dédie ce modeste travail.*

*Avant tout, je remercie ALLAH, le tout puissant, pour m'avoir donné la force et la patience. Avec toute mon estime et mon amour, je vous dédie ce modeste travail.*

*À mes chers parents ;*

*Maman, ma perle, ma raison d'être qui sans elle je ne serai pas la fille d'aujourd'hui, toi qui m'as donné tant de choses et qui continue à le faire, toi le symbole du courage, de la générosité et de la patience, tu as tant sanctifié pour le bonheur de tes enfants, j'aimerais te rendre tout l'amour et la dévotion que tu nous as offerts, mais une vie entière ne suffirait pas.*

*Papa, mon trésor, l'homme qui m'a fait grandir, qui a toujours été là et qui n'a jamais dit non à mes demandes, merci de m'avoir accompagné et encouragé même pendant les moments les plus critiques. Je te dois ma réussite. Rien au monde ne vaut tes efforts fournis jour et nuit pour mon bien-être, ma protection et ton soutien inconditionnel que tu m'apportes.*

*Ce travail est le fruit des sacrifices que vous avez consentis pour mon éducation et ma formation. Je vous dédie ce travail, Papa et Maman.*

*À ma famille ;*

*Mon frère Abdou mon héros, Bakj l'amour, Khalil le sucre de notre famille. Ma mimi, mon coup de cœur.*

*Mon grand-père Mustapha, Merci d'avoir prié pour moi.*

*Mes chères cousines que j'adore Houda, Loubna, Imène, Sara, Manel.*

*Mes chères tantes Zohra, Hassina, Yasmine, Samiha et Akila.*

*À ma très chère Binôme ;*

*Joumana, Chaque étape de notre parcours a été marquée par ton soutien indéfectible et ta présence rassurante. Je suis remplie de gratitude pour avoir eu l'occasion de travailler à tes côtés et de célébrer nos succès en commun. Merci d'avoir contribué à rendre cette expérience si gratifiante et mémorable.*

*À mes amis ;*

*À Rania, mon amie d'enfance, merci de m'avoir écouté et encouragé dans les moments difficiles.*

*À tous mes amis du groupe Transport-19 ; que la paix d'ALLAH soit avec tous.*

*Khadidja MOKEDDEM*

# *Remerciements*

Nous remercions "DIEU" le tout puissant pour nous avoir donné le courage, la patience, la volonté et la force nécessaire pour affronter toutes les difficultés et les obstacles qui se sont hissés au travers de notre chemin, durant toutes nos années d'études.

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce aux efforts et à la contribution de plusieurs personnes à qui nous voudrions exprimer nos sincères remerciements.

Nous tenons à exprimer toute notre reconnaissance à notre encadrante Mme Rania. M HIMEUR ; ainsi que le docteur K. YOUNSI ; Merci de nous avoir accompagnés, encadrés, orientés, aidés et conseillés tout au long de ce travail.

Nous tenons également à exprimer notre profonde gratitude envers l'entreprise ENGCB de nous avoir offert l'opportunité de réaliser notre stage au sein de la direction Engineering & Procurment (DEP) particulièrement le directeur Samir BENAMMAR et le sous directeur Mr Djemaa CHEKERKER.

Nous tenons à exprimer notre plus sincère remerciements à Mr Lyas LAREDJ, Chef du Département Piping, pour nous avoir accueillis au sein de son département et pour le traitement bienveillant dont nous avons bénéficié tout au long de notre stage.

Nous voudrions remercier notre Co-encadreur Mme FZ KORDJIDJ pour l'assistance technique et morale qu'elle nous a prodigué pour l'élaboration du présent travail, ainsi que les ingénieurs du départements Piping et Pipeline qui ont tous contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de fin d'étude ; Mme B. ELISLAM- KELLAL, Mr A. DEHMOUS, Mr Y. HAMMOUDI, Mr M.L. DAHMANI, Mr Y. SAIFI et Mr M. MOUDJEBOUR.

Nous exprimons notre profonde gratitude à Mr L. BENZADA , Votre mentorat et aide ont été précieux pour nous, et nous voulons vous remercier sincèrement pour le soutien, les conseils qui ont rendu ce travail réalisable.

Nous voudrions également remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont accordé en acceptant d'évaluer notre travail ainsi que toutes les personnes qui ont contribué au succès et au bon déroulement de notre mémoire.

Finalement, nous présentons nos remerciements, notre respect et notre gratitude, à tous nos chers professeurs qui ont assuré notre formation à la faculté des hydrocarbures et de la chimie (FHC), ainsi qu'à notre groupe MATH 19 et nos chers amis qui nous ont toujours soutenus et encouragés.

## Résumé

Dans un contexte mondial où la demande énergétique continue de croître de manière exponentielle, l'efficacité et la fiabilité des infrastructures de collecte et de transport des ressources naturelles sont devenues essentielles.

Cette étude vise à étudier et à évaluer le comportement physique d'un système de réseau de collecte dans le champ Tinhert. L'objectif principal est d'améliorer l'optimisation opérationnelle de ce champ tout en assurant la sécurité et la durabilité des infrastructures.

L'étude se concentre sur la détermination des valeurs de pression, température, fraction de liquide dans le gaz et les régimes d'écoulement le long des flowlines et trunklines par le simulateur OLGA, afin de vérifier l'état des pipes constituant le réseau de collecte dans les champs de TINERHERT. Elle vise à comprendre les contraintes mécaniques, thermiques et hydrauliques auxquelles les infrastructures sont soumises par le simulateur CAESAR II.

## Abstract

In a global context where energy demand continues to grow exponentially, efficiency and reliability of natural resource collection and transportation infrastructures have become essential.

This study aims to study and evaluate the physical behavior of a collection network system in the Tinhert field. The main objective is to improve the operational optimization of this field while ensuring the security and sustainability of the infrastructure.

The study focuses on determining the values of pressure, temperature, liquid fraction in the gas and flow regimes along flowlines and trunklines by the OLGA simulator, in order to verify the state of the pipes constituting the collection network in the TINERHERT fields. It aims to understand the mechanical, thermal and hydraulic stresses to which infrastructures are subjected by the CAESAR II simulator.

## ملخص

في ظل الظروف العالمية التي تستمر فيها الطلب على الطاقة في نمو متزايد، أصبحت فعالية وموثوقية البنية التحتية لتخزين ومراقبة الموارد الطبيعية ضرورية.

تهدف هذه الدراسة إلى دراسة وتقييم السلوك البدني لنظام شبكة جمع في مجال TINHERT. الهدف الرئيسي هو تحسين التشغيل في هذا المجال مع ضمان السلامة والاستدامة من البنية التحتية.

ركزت الدراسة على تحديد قيمة الضغط، والطاقة، والتقسيم السائل في الغاز، والسياسات التنقلية على طول خطوط النزول والخلفية من خلال المحاكاة OLGA، من أجل التحقق من حالة الأطباق التي تشكل شبكة جمع في مجالات TINHERT. يهدف إلى فهم التهديدات الميكانيكية والحرارية والأدوية التي تتعرض لها البنية التحتية من خلال CAESAR II.

# Table des matières

Liste des figures .....	I
Liste des tableaux.....	II
Nomenclature.....	III
Résumé.....	IV

Introduction générale .....	1
-----------------------------	---

## Chapitre 1 Domaine et environnement d'étude

1-Introduction.....	3
2-Stage et collaboration.....	3
2-1- Présentation de l'ENGCB.....	4
2-2-Organisation et implantation.....	4
2-2-1-Organisation.....	4
2-2-2-Implantation .....	4
2-3-Les missions de L'ENGCB .....	5
2-4-Activité de L'ENGCB.....	6
2-5-Ressources.....	6
2-6-Présentation de la direction Engineering et Procurement (DEP/EPE) .....	7
3-Présentation du champ de TINRHERT .....	8
3-1-Localisation du site étudié .....	8
3-2-Description de projet d'Ohanet :.....	9

## Chapitre 2 Généralités sur le gaz naturel

1-Introduction.....	12
2-Définition du gaz naturel .....	12
3-Classification du gaz naturel .....	12
4-Les réservoirs à gaz naturels.....	13
4-1- Gaz-condensat rétrograde .....	13
4-2- Condensat de gaz quasi critique.....	13
4-3- Gaz humide .....	14

4-4- Gaz sec .....	15
5-Les propriétés physico-chimiques du gaz.....	16
5-1-Fraction molaire.....	16
5-2- La masse volumique.....	16
5-3- Le volume massique .....	16
5-4-La masse du gaz.....	16
5-5- La masse molaire de mélange.....	17
5-6-La densité relative .....	17
5-7- La viscosité .....	17
5-7-1-La viscosité dynamique .....	17
5-7-2-La viscosité cinématique.....	17
5-8- Le pouvoir calorifique.....	18
5-8-1-Le pouvoir calorifique supérieure (PCS) .....	18
5-8-2-Le pouvoir calorifique inférieure (PCI).....	18
5-9-Le rapport de chaleur spécifique.....	18
5-10- La constante du gaz $R_g$ .....	18
5-11- Le facteur de compressibilité $Z$ .....	18
5-12- Les coordonnées critiques d'un gaz réel .....	19
5-12-1- La températures pseudo critique .....	19
5-12-2- La pression pseudo critique.....	19
5-12-3-La température pseudo réduite.....	19
5-12-4-La pression pseudo réduite .....	20
6-Le transport du gaz.....	20
7-Les condensats .....	21
7-1-Définition .....	21
7-2-Propriétés du condensat .....	21
7-3-Utilisation du condensat .....	21
8-Les hydrates et leur formation .....	22
8-1-Définition .....	22
8-2-La formation d'hydrates .....	22
8-3-Prévention des hydrates .....	23
9-Le traitement du gaz .....	23

10- Calcul thermo-hydraulique d'un réseau .....	24
10-1-Les écoulements multiphasiques .....	24
10-2-Les régimes d'écoulement .....	25
10-2-1-Les écoulements dans un pipeline horizontal .....	25
10-2-2-Les écoulements dans un pipeline vertical .....	26
10-3-Les paramètres qui gouvernent les écoulements multiphasiques .....	27
10-3-1-Hold-up .....	27
10-3-2-Les vitesses .....	29
10-3-3-Débit massique .....	30
10-3-4-Nombre de Reynolds .....	30
10-3-5-Le GOR .....	30
10-4-Les pertes de charge en écoulement multiphasique .....	31
11-conclusion.....	32

### **Chapitre 3 Généralités sur les réseaux de collecte**

1-Introduction .....	33
2-Rappels sur les réseaux de collecte et le transport par gazoducs .....	33
2-1-Définition du réseau de collecte .....	33
2-2- Les lignes de collecte .....	33
2-3- Le transport par gazoducs .....	33
2-4- Classification des conduites .....	34
3- Plans du réseau de collecte.....	34
3-1- Liaison individuelle .....	34
3-2- Liaison par collecteur .....	35
4- CPF (Central Processing Facilities) .....	36
4-1- Fonctions principales .....	37
4-2- Composants d'un CPF .....	37
4-3- Le CPF du gaz .....	38
5-Manifold .....	38
6- Accessoires de collecte .....	39
6-1- Les joints isolants .....	39
6-2- Les racleurs .....	40
6-3- Les gares-racleurs .....	41
6-4-Les vannes.....	41

7-Les Points singuliers .....	41
8- Identification des normes et codes applicables .....	42
8-1- ASME .....	42
8-2-ASME B31.8 "gas transmission and distribution piping systems" .....	43
8-3-API 5L .....	43
9-Conclusion .....	44

## **Chapitre 4 Etude du comportement mécanique et l'analyse des contraintes**

1-Introduction .....	45
2- Généralité sur un système de tuyauterie (PIPING).....	45
3-L'objectif de l'analyse de flexibilité des systèmes de tuyauterie .....	46
4-Codes de construction ..	46
5- Les contraintes en tuyauterie .....	47
5-1- Les charges soutenues .....	48
5-2-Les charges thermiques ou charges d'extension (secondaires) .....	49
5-3-Les charges occasionnelles .....	49
6-Les modes de défaillance d'un système de tuyauterie .....	49
6-1-La rupture statique .....	49
6-1-1- La rupture ductile .....	49
6-1-2- La rupture fragile (rupture brutale) .....	49
6-2-La rupture de fluage .....	50
6-3-Rupture due à l'instabilité du système .....	50
6-4-Rupture due à la fatigue .....	50
6-5-Rupture provoquée par la corrosion .....	50
7-Résolution technique contre les sollicitations .....	51
7-1-Résolution technique contre les charges soutenues .....	51
7-1-1-Les supports ..	51
7-1-2-Fonctions principales des supports de tuyauterie .....	51
7-1-3-Types de supports de tuyauterie .....	51

7-1-4-Détermination de l'emplacement du support de tuyauterie .....	54
7-2-Résolution technique contre la dilatation thermique et la contraction .....	54
7-2-1-Compensateurs de dilatation .....	54
7-2-2-Boucles de tuyaux .....	55
7-2-3- Changements de direction .....	56
7-2-4-Ancrages et supports flexibles .....	56
7-2-5-Calculs et conception appropriés .....	56
7-3-Résolution technique contre les charges occasionnelles.....	56
8-Concluion .....	56

## **Chapitre 5 Flow Assnce Résultats et Discussion**

1-Introduction .....	57
2-Définition du Flow-assurance .....	57
3- Logiciels utilisés en Flow-Assurancen .....	57
3-1 Généralité sur le logiciel.....	57
3-2 Description du logiciel Multiflash .....	60
3-2-1 Définition .....	60
3-2-2- L'interface de multiflash .....	61
3-2-3 Choix d'un modèle manuellement .....	63
3-2-4 Étapes de création et flash d'un fluide dans Multiflash .....	63
3-2-5 Exporter des fichiers OLGA .....	65
3-3 Construction du système sur OLGA .....	66
3-3-1 Composantes du système .....	66
3-3-2 Les étapes de modélisation d'un système sur Olga .....	66
4- Flow Assurance du réseau de TINHRET .....	69
4-1- Les données du réseau de collecte du projet .....	69
4-1-1- Les caractéristiques des puits .....	69
4-1-2- La composition chimique des puits .....	69
4-1-3- Les propriétés des matériaux .....	70
4-2 – Réalisation du réseau de collecte sur OLGA .....	71
4-3 – simulation de l'écoulement pour une durée de 1j .....	71
4-4 – Extraction des résultats de simulation .....	72
4-4-1 – température .....	73

4-4-2 – Pression .....	75
4-4-3 – HOLD-up ( liquid volume fraction ) .....	75
4-4-4– ACCLIG ( Accumulates liquid mass flow ) .....	78
4-4-5– QLT ( totale liquid volume flow ) .....	78
4-4-5– ID ( flow régime ) .....	79
5- Conclusion .....	80

## **Chapitre 6 Etude de flexibilité -Résultats et interprétation**

1- Introduction .....	81
2- Description du logiciel CAESAR II v11 .....	81
2-1- Généralité sur le logiciel .....	81
2-2- Caractéristiques principales .....	82
2-3- Interface utilisateur .....	82
2-4- Les conditions requises pour l'analyse des contraintes sous Caesar .....	83
2-5- Les critères d'acceptation .....	83
2-6- Formules de calcul considéré par logiciel CAESER II .....	84
2-7- Méthodologie d'analyse de flexibilité sous CAESAR II v11 .....	87
2-7-1- Les étapes de la création d'un modèle sous CAESAR II .....	87
2-7-2- La vérification des erreurs.....	88
2-7-3- Éditeur de cas de chargement .....	88
2-7-4- Analyse de flexibilité .....	88
2-7-5- Optimisation et correction .....	89
2-7-6- Rapports et documentation.....	89
3- Données de calcul de projet .....	89
3-1- Système d'unités utilisé .....	89
3-2-Données de process (Inputs) .....	89
4- Calcul et analyse de flexibilité sur le puits AK202.....	90
4-1- Présentation du circuit.....	93
4-2- Scenarios de simulation.....	93
4-2-1- Les principaux Scénarios étudiés.....	94
4-3- Représentation du puits AK202 sous le logiciel CAESARII.....	95
4-4- Contraintes maximales calculées.....	97
4-4-1- Analyses des contraintes.....	99
4-5- Résultat de Simulation pour différents cas de chargements.....	99
5- Calcul et analyse de flexibilité sur le manifold AK.....	100

5-1- Présentation du circuit .....	100
5-2- Calcul de la force de slug .....	101
5-2-1- Définition .....	101
5-2-2- La méthode de calcul.....	101
5-3- Les principaux Scénarios étudiés .....	103
5-4- Représentation du manifold AK sous le logiciel CAESAR II .....	104
5-5- Contraintes maximales calculées .....	104
5-5-1- Analyses des contraintes .....	107
5-7- Résultat de Simulation pour différents cas de chargements .....	108
6- Interprétation des résultats d'analyse de flexibilité .....	109
7- Recommandations et Solutions des problèmes .....	109
7-1- Recommandations et Solutions à proposer pour le puits AK-202 .....	110
7-1-1- Les recommandations et solutions .....	110
7-1-2- Résultat de Simulation pour différents cas de chargements .....	114
7-2- Recommandations et Solutions des problèmes de Manifold AK .....	115
7-2-1- Les recommandations et solutions .....	115
7-2-2- Résultat de Simulation pour différents cas de chargements .....	120
8- Conclusion .....	121
Conclusion générale.....	122
Annexes.....	V
Références bibliographiques.....	VI

# Liste des figures

---

## Liste des figures

Figure 1-1 : implantation géographique .....	5
Figure 1-2 : organigramme de la DEP .....	7
Figure 1-3 : Carte de la position géographique des champs de Tinrhert.....	9
Figure 1-4 : Représentation du projet d’Ohanet .....	10
Figure 1-5 : Carte géographique du réseau 10 puits du projet Ohanet. ....	11
Figure 2-1 : diagramme P-T Gaz-condensat .....	14
Figure 2-2 : diagramme P-T Condensat de gaz quasi critique .....	14
Figure 2-3 : diagramme P-T Gaz humide .....	15
Figure 2-4 : diagramme P-T Gaz sec .....	15
Figure 2-5 : La distribution du gaz naturel .....	21
Figure 2-6 : Hydrate sorti d'une gare racleur .....	23
Figure 2-7 : Régimes d'écoulement dans un pipeline horizontal .....	26
Figure 2-8 : Régimes d'écoulement dans un pipeline vertical .....	27
Figure 2-9 : Illustration du problème de Liquide Hold-up. ....	29
Figure 3-1 : Schéma représentatif d'une liaison individuelle. ....	35
Figure 3-2 : Schéma représentatif de la liaison par collecteur. ....	35
Figure 3-3 : Central processing facility .....	37
Figure 3-4 : Manifold .....	38
Figure 3-5 : un exemple d'architecture de manifold. ....	39
Figure 3-6 : Le rôle du joint isolant .....	39
Figure 3-7 : Le joint isolant. ....	40
Figure 3-8 : Racleur avant lancement.....	40
Figure 3-9 : Schéma d'une gare de racleur. ....	41
Figure 4-1: Le support élastique .....	51
Figure 4-2 : Le support simple.....	52
Figure 4-3 : Le support guide.....	52
Figure 4-4 : Colliers.....	53
Figure 4-5: Le stoppeur.....	53
Figure 4-6: Joints de dilatation .....	55
Figure 4-7: Boucle de dilatation .....	55
Figure 5-1 : Le logiciel OLGA version 2017.2.0.....	57
Figure 5-2 : Étapes du processus de simulation par OLGA.....	58

## Liste des figures

---

Figure 5-3 : File menu d'OLGA. ....	59.
Figure 5-4 : Logiciel du Multiflash version 6.1. ....	61
Figure 5-5 : L'interface de logiciel de Multiflas ....	61
Figure 5-6 : composants du système sur Olga. ....	66
Figure 5-7 : Un simple modèle construit sur Olga.....	66
Figure 5-8 : Schématisation du réseau de collecte.....	71
Figure 5-9 : Modélisation du réseau de collecte sur Olga. ....	71
Figure 5-10 : simulation de l'écoulement pour une durée de 1j.....	73
Figure 5-11 : Graphe de variation de la température du flowline 6_in_A202 en OLGA.....	73
Figure 5-12 : Graphe de variation de la température du flowline 6_in_A203 en OLGA.....	74
Figure 5-13 : Graphe de variation de la température du flowline 6_in_A206 en OLGA.....	74
Figure 5-14 : Graphe de variation de la température du trunkline 10_in_TL en OLGA.....	74
Figure 5-15 : Graphe de variation de pression du flowline 6_in_A202 en OLGA.....	75
Figure 5-16 : Graphe de variation de la pression du flowline 6_in_A203 en OLGA.....	76
Figure 5-17 : Graphe de variation de la pression du flowline 6_in_A206 en OLGA.....	77
Figure 5-18 : Graphe de variation de la pression du 10_in_TL en OLGA.....	77
Figure 5-19 : Hold-up dans les flowline 6-in-A202,A206 ,A203.....	78
Figure 5-20: Hold-up dans le trunline 10_in_TL .....	79
Figure 5-21 : ACCLIG dans les flowlines 6_in_A202, A206, A203 et le trunkline 10_in_TL.....	79
Figure 5-22 : QLT dans les flowlines 6_in_A202, A206, A203 et le trunkline 10_in_TL.....	80
Figure 5-23 : ID dans les flowlines 6_in_A202,A206 ,A203 et le trunkline 10_in_TL.....	80
Figure 6-1 : Le logiciel CAESAR II version 2019.....	82
Figure 6-2 : Interface utilisateur du logiciel CAESAR II 2019.....	83
Figure 6-3 : Les étapes de modélisation sous CAESAR II.....	87
Figure 6-4 : Système d'unité utilisé.....	90
Figure 6-5 : Plan d'arrangement(2D) -AUTOCAD du puits.....	93
Figure 6-6 : Représentation du puits AK202 sous le logiciel CAESAR II.....	95
Figure 6-7 : Représentation de la force de PSV sur CAESAR II.....	96
Figure 6-8 : Représentation des valeurs de contraintes par couleurs dans le puits.....	98
Figure 6-9 : Plan d'arrangement(2D) -AUTOCAD du Manifold.....	100
Figure 6-10 : La force de slug.....	101

## Liste des figures

---

Figure 6-11 : Représentation du manifold AK sous le logiciel CAESAR II .....	104
Figure 6-12 : Représentation des valeurs de contraintes par couleurs dans le manifold.....	105
Figure 6-13 : L'ajout du support à la sortie de la tête de puits.....	110
Figure 6-14 : Décalage du support de type appuis.....	110
Figure 6-15: Création du support dans la section de dégagement.....	111
Figure 6-16: Création du support avant la PSV.....	111
Figure 6-17: les renforcements du système par des guides.....	112
Figure 6-18: Création d'un appui simple +Y sur la tuyauterie 2" .....	112
Figure 6-19: Représentation de la solutions Ajout du Gap.....	113
Figure 6-20: Représentation des cas de chargement après solution.....	113
Figure 6-21 : L'ajout du support à l'entrée de manifold.....	115
Figure 6-22 : L'ajout du support dans la ligne de test.....	116
Figure 6-23 : L'ajout du support dans la kikerline.....	116
Figure 6-24 : La suppression et décalage des supports.....	117
Figure 6-25: Le renforcement des flowlines.....	117
Figure 6-26 : Problème de surcharge dans le cas opérationnel.....	118
Figure 6-27: Changement de la trajectoire de la tuyauterie.....	118
Figure 6-28 : Changement des longueurs des flowlines.....	119
Figure 6-29 : Représentation des cas de chargement après solution.....	119

# Liste des tableaux

---

## Liste des tableaux

Tableau 3-1 : Les règles de chaque section du code ASME B31.....	42
Tableau 5-1 : Description de l'interface de Multiflash.....	62
Tableau 5-2 : Données du réseau de collecte.....	69
Tableau 5-3 : Les caractéristiques des puits .....	69
Tableau 5-4 : La composition chimique des puits .....	70
Tableau 6-1 : Descriptif des critères d'acceptation de CAESAR II.....	83
Tableau 6-2 : Les températures et pressions du système puits AK202.....	91
Tableau 6-3 : Les données de process de puits AK202.....	91
Tableau 6-4 : Les températures et pressions du système manifold AK.....	92
Tableau 6-5 : Les données de process pour le manifold AK.....	92
Tableau 6-6 : les contraintes maximales dans le puits pour les cas de chargement problèmes.....	97
Tableau 6-7 : Analyse des contraintes des cas de chargement à problèmes dans le puits.....	99
Tableau 6-8 : Les déplacements dans le cas des essais hydrostatiques.....	99
Tableau 6-9 : Les forces et moments dans le cas des essais hydrostatiques.....	100
Tableau 6-10 : Les forces de slug calculées dans le manifold AK.....	102
Tableau 6-11 : les contraintes maximales dans le manifold pour les cas de chargement à problèmes.....	105
Tableau 6-12 : Analyse des contraintes des cas de chargement à problèmes dans le manifold.....	107
Tableau 6-13 : Les déplacements dans le cas des essais hydrostatiques.....	108
Tableau 6-14 : Les forces et les moments dans le cas des essais hydrostatiques.....	108
Tableau 6-15 : les contraintes maximales dans le puits pour les cas de chargement à résoudre.....	114
Tableau 6-16 : Les déplacements dans le cas des essais hydrostatiques.....	114
Tableau 6-17 : Les forces et moments dans le cas des essais hydrostatiques.....	115
Tableau 6-18 : les contraintes maximales dans le manifold pour les cas de chargement à résoudre.....	120
Tableau 6-19 : Les déplacements dans le cas des essais hydrostatiques.....	120
Tableau 6-20 : Les forces et moments dans le cas des essais hydrostatiques.....	121

## Nomenclature

GCB	Société nationale de génie civil et du bâtiment.
EPC	Engineerig, Procurment, Construction.
ASME	American Society of Mechanical Engineers.
API	American Petroleum Institute.
ASTM	American Society for Testing and Materials.
MFD	Manifold.
TK	Trunkline.
FL	Flowline.
AK	Askarene.
GLT	Guelta.
CPF	Installation centrale de traitement (centrale processing facility).
SBF	Separation and Boosting Facility.
GNL	Gaz naturel liquifié.
GPL	Gaz du pétrole liquifié.
P	Pression.
T	Température.
Tc	Température critique.
Pc	Pression critique.
Tpr	Température pseudo-réduite.
Tpc	Température pseudo- critique.
Ppr	Pression pseudo-réduite.
Ppc	Pression pseudo-critique.
Tct	Température cricondentherme.
TR	Température dans le réservoir.
Ts	Température de surface.
PR	Pression dans l réservoir.
Ps	Pression de la surface.
PVT	Pression volume température.
Z	Coefficient de compressibilité.
n	Nombre de mole.

M	Masse molaire.
m	la masse.
GOR	Rapport du gaz sur l'huile (Gas oil ratio).
EVR	Rapport de vitesse d'érosion (erosional Velocity ratio).
$\rho$	La masse volumique.
V	Volume.
R	Constante universelle de gaz.
$\nu$	Viscosité dynamique.
$\mu$	Viscosité cinématique.
d	Densité.
PCS	Pouvoir calorifique supérieur.
PCI	Pouvoir calorifique inférieur.
Cp	Rapport de la chaleur spécifique.
HL	Taux de liquide accumulé (Liquid Hold-up).
Hg	Taux de gaz accumulé (Gas Hold-up).
Qv	Débit volumique.
Qm	Débit massique.
t	Temps.
D	Diamètre.
Re	Nombre de Reynolds.
P hyd	Pression hydrostatique.
w	le facteur de réduction de la résistance du joint de soudure.
W	Poids.
S	Contrainte de dilatation.
f	Facteur de réduction des contraintes.
$\alpha$	Coefficient de dilatation thermique.
Sh	Contrainte admissible à la température de fonctionnement.
S oc	Contraintes produites par des charges occasionnelles.
SL	Somme des contraintes longitudinales, dues à des charges soutenues.
SA	Contrainte admissible.
Sb	Contrainte de flexion combinée.

Mi	Moments de flexion du plan intérieur.
Mo	Moments de flexion du plan extérieur.
Mt	Moment de cisaillement.
li	Facteurs d'intensité de contraintes du plan intérieur.
lo	Facteurs d'intensité de contraintes du plan extérieur.
OPE	Opérationnelle.
OCC	Occasionnelle.
HYD	Hydrostatique.
SUS	Sustainable (soutenue).
EXP	Expansion.
PSV	Pressure safety valve.
TRESCA	Critère de la contrainte de cisaillement maximal.
ANC	ANCHOR (Encastrement).
CAO	Conception assistée par ordinateur.
t min	Epaisseur minimale.
t n	Epaisseur normalisée.
Dm	Diamètre moyen.
As	Surface de tube.
A	Surépaisseur (corrosion et tolérance de fabrication).
$\sigma_c$	Contrainte circonférentielle de pression.
$\sigma_l$	Contrainte longitudinale de pression et de flexion.
$\sigma_{eq}$	Contrainte équivalente.
$E$	Module de Young.
$\nu$	Coefficient de Poisson.
H	Hauteur de couverture de la conduite enterrée.
Fa	Force de l'ancrage.
$\gamma$	Poids volumique.
$\varepsilon$	Allongement.
OD	Diamètre extérieur.
PSV	Soupape de sécurité.
MP	Pression moyenne.

## Introduction générale

Dans un contexte mondial où la demande énergétique continue de croître de manière exponentielle, l'efficacité et la fiabilité des infrastructures de collecte et de transport des ressources naturelles sont devenues essentielles. Les réseaux de collecte, en particulier, représentent des éléments vitaux de l'industrie pétrolière et gazière, assurant le transport des hydrocarbures extraits depuis les sites de production jusqu'aux installations de traitement. Le champ Tinhert, situé en Algérie, constitue un exemple typique de ces systèmes complexes, et son optimisation est essentielle pour garantir une exploitation efficace et durable.

Ce mémoire de fin d'études, spécialisé dans le transport et la distribution des hydrocarbures, vise à étudier et à évaluer le comportement physique d'un système de réseau de collecte dans le champ Tinhert. L'objectif principal est d'améliorer l'optimisation opérationnelle de ce champ tout en assurant la sécurité et la durabilité des infrastructures.

Le choix de ce sujet repose sur plusieurs motivations clés. Premièrement, le champ Tinhert représente une part substantielle de la production nationale d'hydrocarbures, et toute amélioration de son réseau de collecte pourrait avoir des répercussions économiques significatives. Deuxièmement, une compréhension approfondie du comportement physique de ces systèmes permet de mieux anticiper et gérer les défis liés à la maintenance et à l'optimisation des flux. Enfin, ce projet s'inscrit dans une démarche personnelle de développement des compétences et des connaissances dans le domaine de l'ingénierie des systèmes de collecte et de distribution des hydrocarbures.

La structure de ce mémoire se décline en plusieurs chapitres distinctes mais interconnectées :

**Domaine et environnement d'étude :** ce premier chapitre présente le champ Tinhert en détail, en soulignant son importance économique, géologique et technique. Il fournit également un contexte complet de l'infrastructure existante et des conditions opérationnelles spécifiques à ce champ, ainsi qu'une présentation de l'ENGCB, de son histoire, son organisation, ses missions et activités, avec un focus particulier sur la direction Engineering et Procurement (DEP/EPE).

**Généralités sur le gaz naturel :** Le deuxième chapitre offre une présentation exhaustive des caractéristiques du gaz naturel, de son extraction à son utilisation, incluant ses propriétés physico-chimiques et les aspects économiques et environnementaux associés. Ce chapitre couvre la définition et la classification du gaz naturel, ainsi que le transport et le traitement du gaz, les condensats, les hydrates, leur formation et leur prévention, et enfin, le calcul thermo-hydraulique des écoulements multiphasiques et des régimes d'écoulement dans les pipelines.

Le troisième chapitre analyse les principes de conception et de fonctionnement des réseaux de collecte des hydrocarbures, en mettant l'accent sur les défis techniques et les innovations récentes. Il explore les réseaux de collecte et les gazoducs, la classification des conduites et les plans du réseau, les installations de traitement centralisé (CPF), ainsi que les manifolds et accessoires de collecte tels que les joints isolants, les racleurs, les gares-racleurs et les vannes. Il aborde également les points singuliers et les normes et codes applicables, comme ASME et API 5L.

**Étude du comportement mécanique et analyse des contraintes :** Une étude détaillée des aspects mécaniques des pipelines, incluant une analyse des contraintes et des modes de défaillance des systèmes de tuyauterie avec des modèles théoriques et pratiques.

Le cinquième chapitre utilise le logiciel OLGA pour simuler le comportement hydraulique du réseau de collecte, présentation des résultats de simulation et interprétation des données pour assurer la continuité et l'efficacité du flux.

Le dernier chapitre présente une étude de flexibilité sous le logiciel Caesar II , l'application du logiciel pour évaluer la flexibilité des systèmes de tuyauterie Puits AK-202 et Manifold AK du réseau de collecte, suivi des résultats de simulation et de leur interprétation avec des solutions et recommandations à proposer pour garantir la sécurité et la robustesse de l'infrastructure.

En conclusion, ce mémoire a pour ambition de contribuer significativement à la compréhension et à l'optimisation des réseaux de collecte des hydrocarbures, avec une attention particulière portée au champ Tinrhert. Nous espérons que les résultats de cette étude serviront de base à de nouvelles avancées dans ce domaine crucial pour l'industrie énergétique.

## ❖ Problématique

La problématique centrale de ce sujet de fin d'étude réside dans la complexité et les défis associés à l'optimisation des réseaux de collecte de gaz naturel dans le champ de Tinrhert, en Algérie. La variabilité des conditions opérationnelles, les contraintes mécaniques et thermiques, ainsi que les risques de défaillance structurelle représentent des enjeux majeurs pour l'intégrité et l'efficacité de ces infrastructures.

Comment peut-on, à travers l'utilisation des logiciels CAESAR II et OLGA, identifier, analyser et atténuer les points critiques dans le réseau de collecte pour améliorer la sécurité, la fiabilité et la performance globale du système ? Quelles sont les solutions techniques les plus appropriées pour répondre aux contraintes identifiées et garantir la durabilité des opérations de transport de gaz naturel dans un environnement aussi exigeant ?

Cette étude se propose de répondre à ces questions en fournissant une évaluation approfondie et des recommandations spécifiques pour le réseau de collecte du champ de Tinrhert.

## ❖ Objectifs de la recherche

Les principaux objectifs de ce travail sont

- Détermination des valeurs de pression, température, Fraction de liquide dans le gaz et les régimes d'écoulement le long des flowlines et trunklines par le simulateur OLGA, ainsi pour vérifier l'état des pipes constituant le réseau de collecte dans les champs de TINERHERT.
- L'étude vise à comprendre les contraintes mécaniques, thermiques, et hydrauliques auxquelles les infrastructures sont soumises. Les résultats obtenus permettront de formuler des recommandations techniques visant à améliorer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du transport des hydrocarbures, tout en assurant la durabilité des opérations.

# **Chapitre 1**

## **Domaine et environnement d'étude**

### 1- Introduction

L'entreprise est un acteur essentiel dans l'économie d'un pays. Sa principale fonction est de produire, consommer et investir des ressources humaines, matérielles et financières pour répondre à des besoins spécifiques et satisfaire la demande.

En raison des relations complexes qu'elle entretient avec son environnement et de la diversité de ses fonctions, il est difficile de donner une définition exhaustive de l'entreprise. Cependant, on peut la considérer comme un système global où une multitude d'éléments (matériaux, équipements, salariés, clients, fournisseurs, informations, etc.) interagissent en permanence. Ce système est ouvert sur un environnement technique, économique, financier, juridique et social, qui tend à s'étendre à l'échelle mondiale.

### 2- Stage et collaboration

#### 2-1- Présentation de l'ENGCB

ENGCB (Entreprise Nationale de Grands Travaux pétroliers et de Construction de Bâtiments) est une entreprise algérienne spécialisée dans l'exploration, la production et la commercialisation de pétrole et de gaz. C'est une filiale du Groupe SONATRACH créée par décret présidentiel n° 81-173 du 1er Aout 1981, elle est devenue un acteur clé de l'industrie pétrolière et gazière en Algérie. Elle a pour mission de contribuer au développement de l'économie nationale en produisant du pétrole et du gaz naturel, en réalisant des travaux de génie civil, de construction et de maintenance dans le secteur de l'énergie, ainsi qu'en fournissant des services d'ingénierie et de conseil à ses clients.

L'entreprise dispose d'une infrastructure solide, avec des installations de production modernes, des équipements de pointe et des technologies de pointe pour la gestion des projets. Elle emploie également des professionnels hautement qualifiés, tels que des ingénieurs, des techniciens et des travailleurs spécialisés, pour garantir la qualité de ses prestations et la sécurité de ses opérations. Elle s'engage à respecter les normes internationales en matière de sécurité, d'environnement et de développement durable, et à contribuer au développement social et économique des communautés locales.

Elle est composée de plusieurs directions qui se situent un peu partout de l'Algérie :

- DIRECTION RÉGIONALE SUD-OUEST (DSO) HASSI R'MEL
- DIRECTION RÉGIONALE OUEST (DRO)
- DIRECTION RÉGIONALE CENTRE (DRC)
- DIRECTION TRAVAUX DE CANALISATION (DTC)
- DIRECTION PRODUCTION AGRÉGATS (DPA)
- DIRECTION ENGINEERING & PROCUREMENT (DEP)
- DIRECTION CONSTRUCTION MÉTALLIQUE (DCM)
- DIRECTION MATÉRIELS (MTL)
- DIRECTION SANTE, SECURITE ET ENVIRONNEMENT (HSE)
- DIRECTION NORMALISATION ET QUALITE (DNQ)

- DIRECTION MONTAGE, MAINTENANCE & EXPLOITATION INDUSTRIELLE (DMI)
- DIRECTION WATER TREATMENT (DWT)
- DIRECTION CONSTRUCTION PREFABRIQUEE (DCP)
- DIRECTION RESSOURCES HUMAINES (DRH)
- DIRECTION COMMERCIALE (COM)
- DIRECTION FINANCES (FIN)
- DIRECTION TECHNIQUE (TECH)
- DIRECTION STRATÉGIE, PLANIFICATION ET ETUDES (SPE)
- DIRECTION ACHATS (ACH)
- DIRECTION AUDIT
- DIRECTION DES ADMINISTRATIONS GÉNÉRALES (DAG)
- DIRECTION JURIDIQUE (JUR)
- DIRECTION MOYENS GÉNÉRAUX (MGX)
- DIRECTION RÉGIONALE SUD-EST (DSE) HASSI MESSAOUD
- DIRECTION RÉGIONALE IN AMENAS (DSI) ILLIZI. [1]

## 2-2- Organisation et implantation

### 2-2-1- Organisation

La structure organisationnelle de GCB est composée par :

- Un niveau stratégique pris en charge par la Direction Générale.
- Un niveau de pilotage pris en charge par des structures centrales.
- Un niveau opérationnel pris en charge par des directions régionales au Sud et au Nord du pays.

La Société est organisée en structures régionales polyvalentes dont chacune dispose des capacités matérielles et managériales pour répondre aux besoins des clients de GCB dans sa région.

### 2-2-2- Implantation

Ces structures régionales ont l'appui des structures support en matière du transport, moyens généraux, techniques et financiers en fonction des besoins tout en jouant un rôle régulateur pour optimiser les moyens de la Société.

GCB dispose d'infrastructures fixes au Sud et au Nord du pays, à vocations industrielles, administrative et socioprofessionnelles et sont notamment implantées à :

- ALGERIE (Zones industrielles d'El-Harrach, et d'Oued-Smar), Bordj el Kifane.
- BOUMERDES (Boumerdes et Boudouaou).
- ARZEW (Zone industrielle d'Arzew).
- Hassi Messaoud – Irara – Rhourd nouss – Hassi berkine.
- Hassi R'mel – In Salah – Adrar.
- In Amenas – Tiguentourine – Tin Fouye Tabenkort – Alrar – Ohanet.

GCB dispose d'infrastructures et de bases de vie sur ses différents chantiers avec une capacité d'accueil pour la prise en charge de plus de 6 500 agents sur les différents sites des projets (studios, cabines d'hébergement, chalets, cantines, etc..). [1]

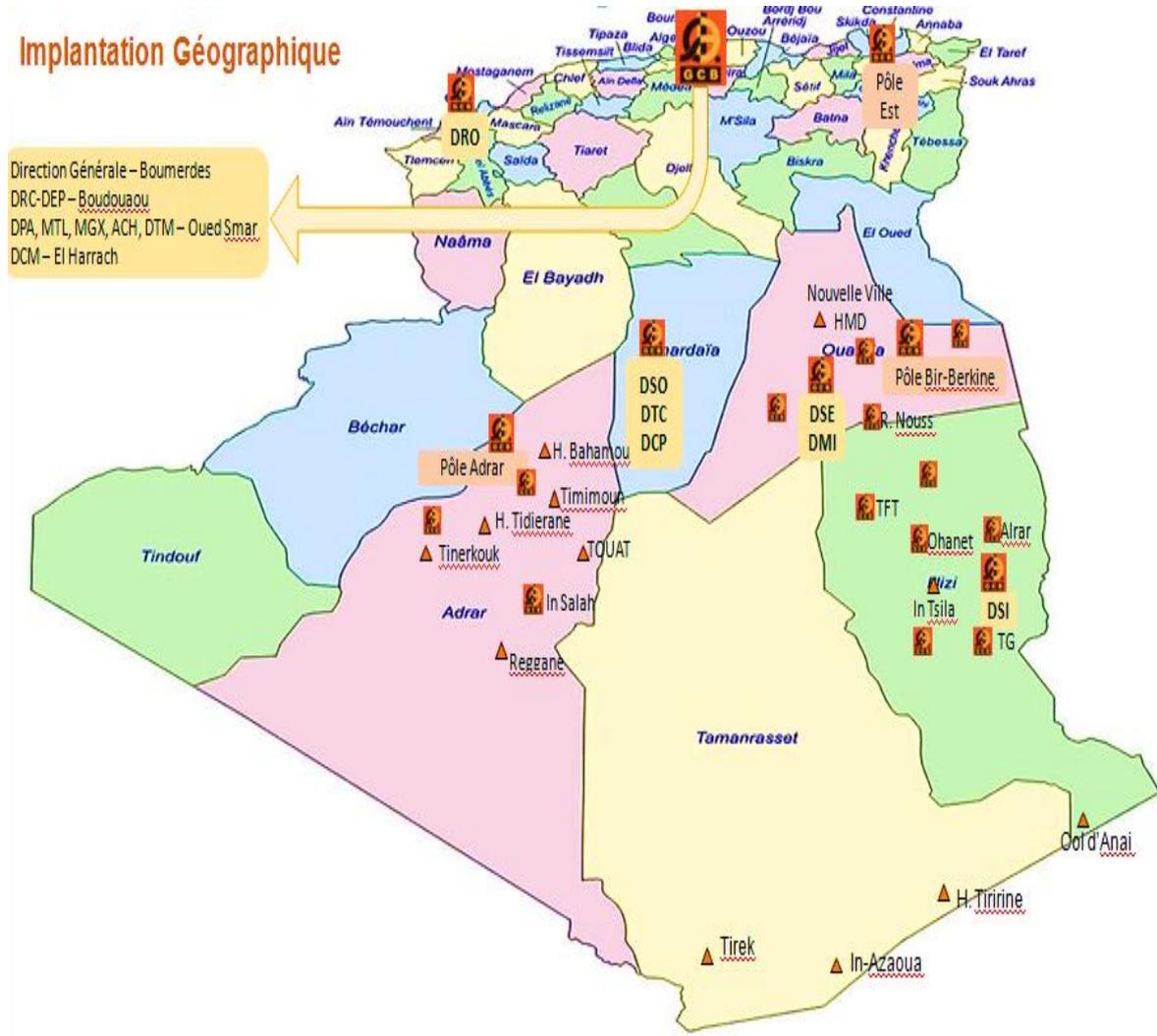


Figure 1-1 : implantation géographique

### 2-3- Les missions de L'ENGCB

- Etudes et réalisation des projets d'installation dans le domaine des hydrocarbures et des industries s'y rapportant.
- Etude générale d'ensembles industriels, résolution des problèmes
- La préfabrication de charpente métallique, la maintenance des moyens roulants et appareils, l'usinage et le soutien logistique en matière d'achat d'équipements et de consommables pour le compte des directions régionales.
- Entretien et maintenance du matériel de réalisation.

## **2-4- Activité de L'ENGCB**

- Engineering et Procurement.
- Pipeline
- Montage mécanique et Maintenance industrielle.
- Construction Mécanique, Chaudronnerie et Charpente Métalliques.
- Le Génie-civil industriel des grandes installations pétrolières et gazières.
- Les Terrassements en grande masse.
- Les Plates-formes de forage et pistes d'accès
- Les réalisations des routes et autoroutes.
- Les réalisations de pistes d'atterrissage et aérodromes.
- Le Bâtiment et VRD.
- Le Génie-civil ferroviaire.
- Les ouvrages hydrauliques, transferts et stations de dessalement.

## **2-5- Ressources**

### ***A- Ressources matériels***

GCB met en œuvre un parc matériel de plus de 4900 articles dont 3500 engins et équipements lourds.

### ***B- Ressources humaines***

GCB emploie en moyenne 18 000 travailleurs, la plupart, spécialisés dans le domaine des grands travaux de construction et se répartissent par catégorie socioprofessionnelle comme suit :

Cadres : 2 700 soit 15 %.

Maîtrise : 5 500 soit 31 %.

Exécution : 9 800 soit 54 %.

2-6- Présentation de la direction Engineering et Procurement (DEP/EPE)

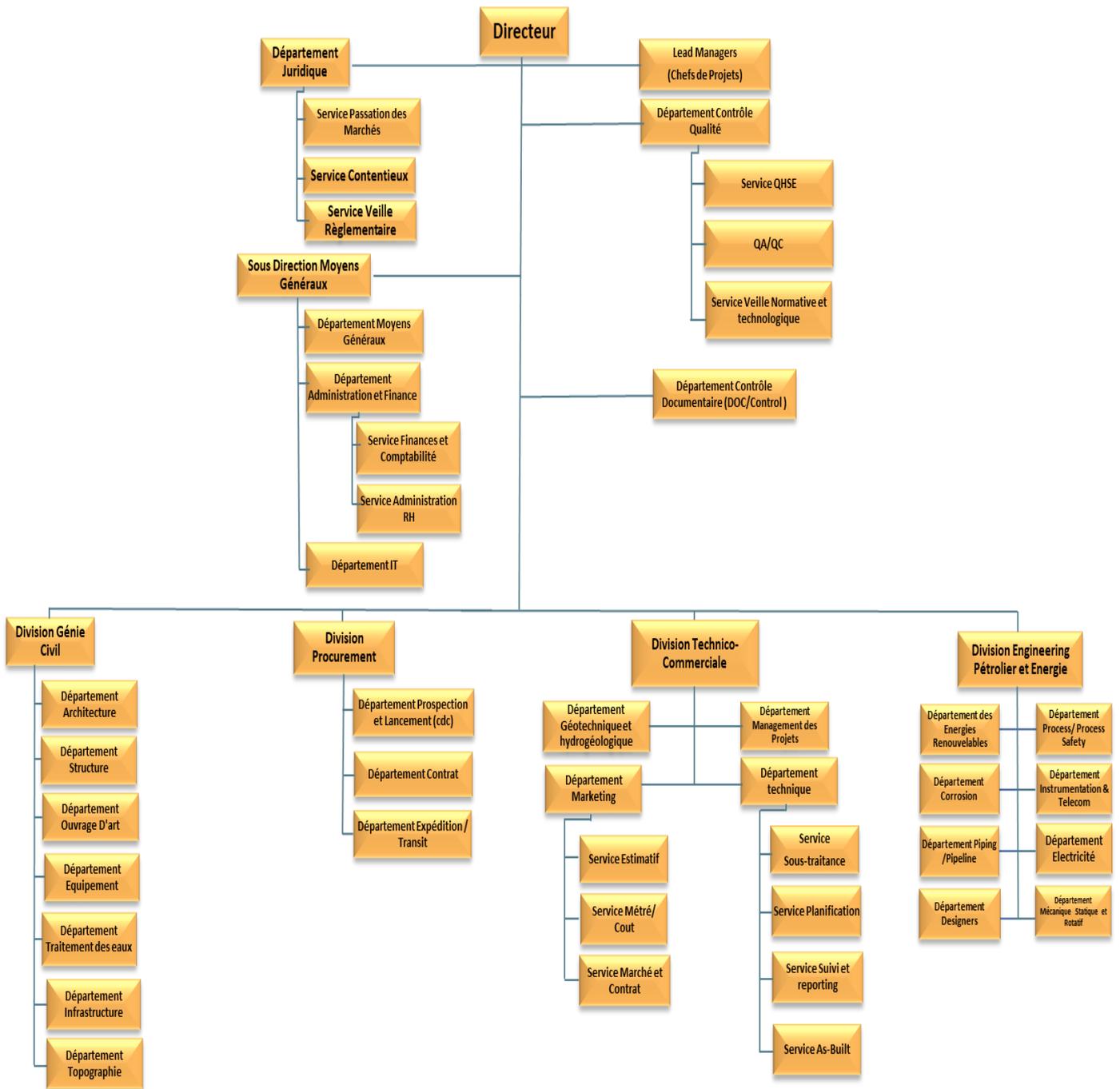


Figure 1-2 : organigramme de la DEP

- L'étude d'engineering pétrolier et gazier d'où le pipeline, les stations de pompage de compression et de déshuilage, le raccordement des puits et manifolds, les EPF (Early Production Facility), le FEED (Front End Engineering Design), les bacs de stockage, Le montage mécanique des infrastructures pétrolières et gazières, la maintenance des équipements industrielle, l'exploitation industrielle et le montage et démontage des pompes.

- Le procurment de tous les incorporables nécessaires au fonctionnement des installations industrielles.
- L'ensemble des départements constituant la direction DEP/EPE se présente comme suit :

-Département Process&Safety ;

-Département Mécanique ;

-Département Piping ;

-Département Pipeline ;

-Département Electricité ;

-Département instrumentation &telecom ;

-Département Protection Cathodique ;

-Département QA/QC ;

-Département Projet ;

-Département Procurement. [1]

### **3- Présentation du champ de TINRHERT**

#### **3-1- Localisation du site étudié**

Les champs gaziers de TINRHERT sont situés dans le désert saharien sud-est de l'Algérie au sein de la Wilaya d'Illizi.

Ces champs s'étendent sur une superficie totale d'environ 200 km<sup>2</sup>. D'une superficie totale approximative de 200 km<sup>2</sup> et situés à :

- 1500 km au sud-est d'Alger,
- 360 km au nord d'Illizi (capitale de la province de Wilaya)
- 800 km au sud-est de Ouargla,
- 120 km au nord d'Amenas (chef-lieu de Daira).

La position géographique de ces champs est indiquée sur la carte ci-dessous :

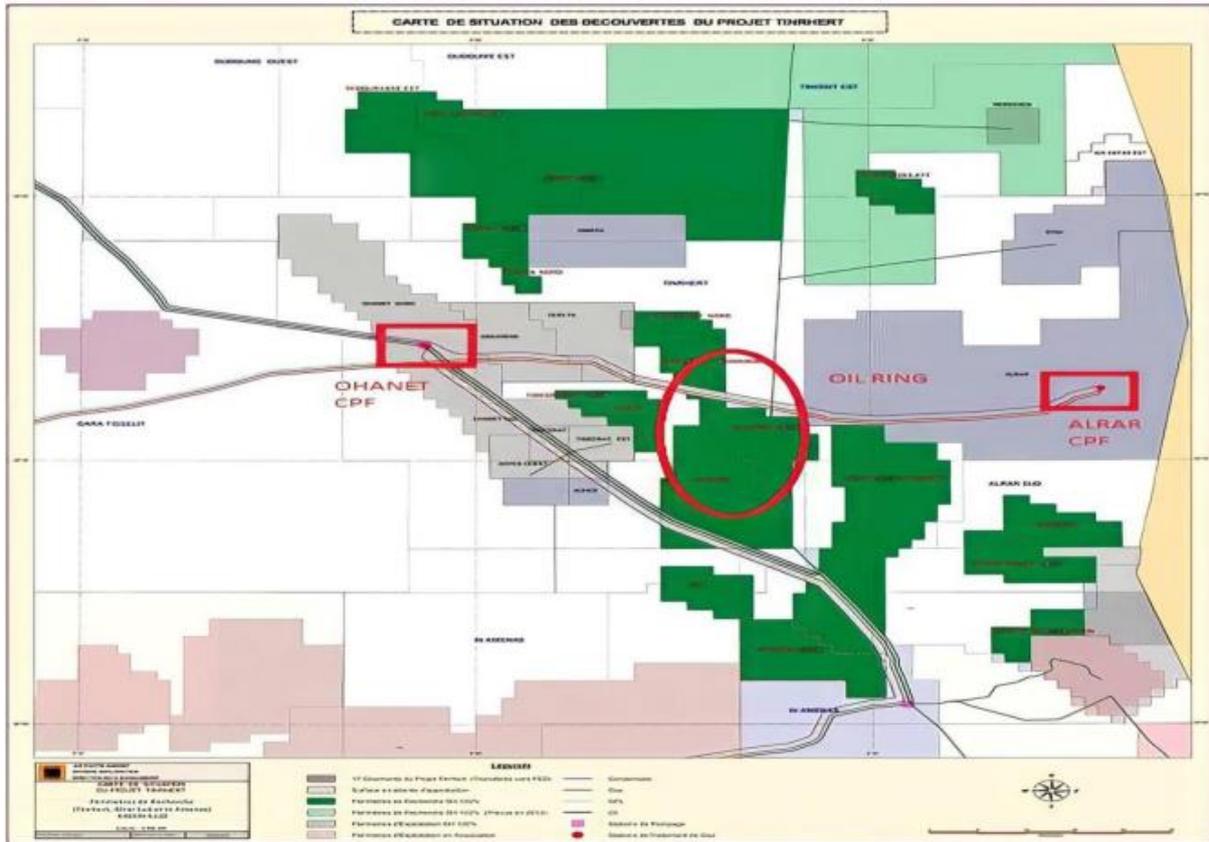


Figure 1-3 : Carte de la position géographique des champs de Tirthert

### 3-2- Description de projet d'Ohanet

SONATRACH a attribué à GCB un contrat EPC pour une modification du projet : Contrat TIRHERT Field Développement Project - EPC 1 Inlet Separation and Boosting Facility in Ohanet.

-**La demande de modification consistera globalement en** : Le remplacement de 12 puits et de leur système de collecte par 12 nouveaux puits et un autre système de collecte, tout en adoptant l'ancien équipement pour le nouveau système.

- **Définitions**

**Autorité contractante** : SONATRACH.

**Contractant** : SOCIETE NATIONALE DE GENIE CIVIL ET DU BATIMENT (GCB)

**Fournisseur/ Vendeur** : La (les) partie(s) qui fabrique(nt) et/ou fournit(nt) les matériaux, l'équipement, les documents / dessins techniques et les services nécessaires à l'exécution des tâches spécifiées par l'acheteur.

**Projet** : Projet de développement des champs de TIRHERT EPC-1 (remplacement de base 12 anciens puits par 12 nouveaux puits).

- ❖ L'étude hydraulique a été développée pour vérifier la possibilité de remplacer les douze (12) anciens puits MP situés dans les champs nord et est de TINRHERT par les 12 nouveaux puits Askarene et Guelta (Ce qui est en noir dans la figure 1-4), tout en conservant le réseau de collecte (flowlines et trunklines) et les équipements déjà dimensionnés lors de l'étude du projet de développement du champ de TINRHERT. Le produit multiphasique sera acheminé par un trunkline de 10" vers l'usine de traitement NEWSBF. Le dimensionnement du système de production n'est pas l'objectif de cette étude, elle est limitée aux résultats des simulations.
- ❖ Dans notre projet de fin d'études, nous nous sommes appuyés sur un calcul hydraulique de seulement dix puits du système en dessus qui achemine le gaz par un trunkline 2 vers le NEW10 SBF, nous avons éliminé les deux puits GLT-203 et AK115 qui appartiennent à l'ancien système en dessous (Figure 1-4) acheminant le gaz par un trunkline 1 vers le NEW SBF, et notre choix est dû au manque de toutes les données nécessaires à l'étude (les données des 7 puits de l'ancien système présenté en rouge), car ce projet est une mise à jour d'un projet précédent composé de 36 puits, qui a été réalisé par la société Petrofac, donc les données ne sont pas disponibles.

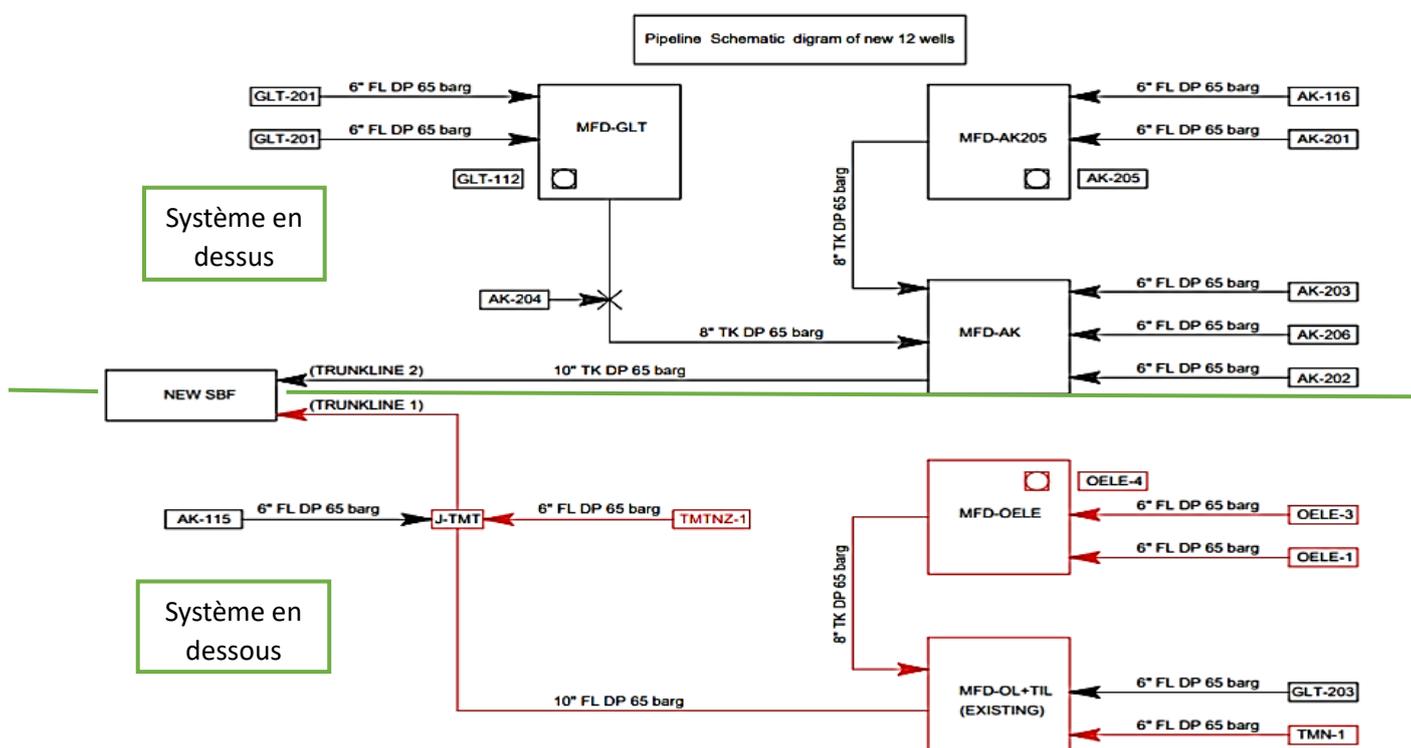


Figure 1-4 : Représentation du projet d'Ohanet.

**Note :** Ce qui est en rouge est l'ancien système qui appartient au projet de 36 puits réalisé par la société Petrofac.

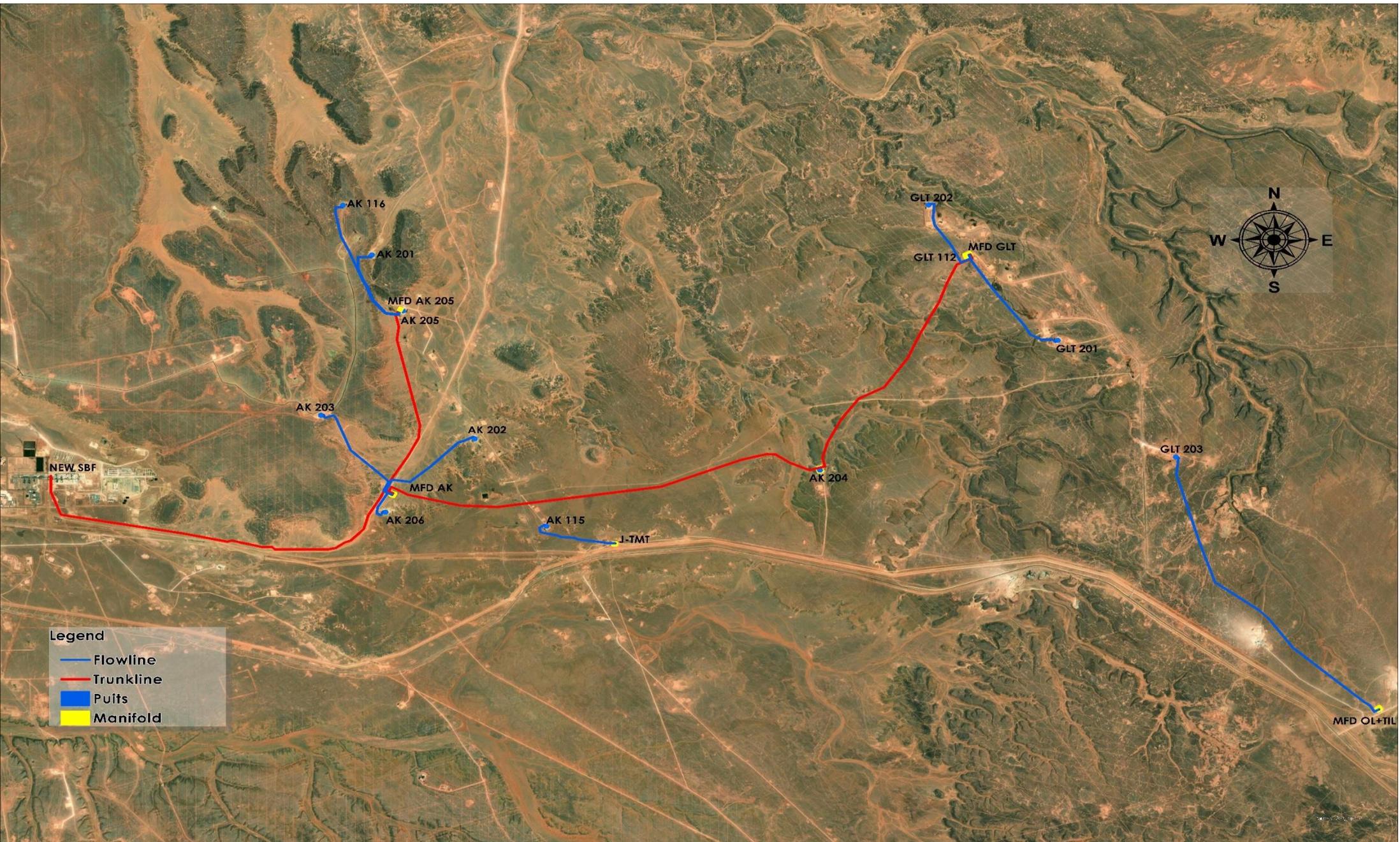


Figure 1-5 : Carte géographique du réseau 10 puits du projet Ohanet.

# **Chapitre 2**

## **Généralités sur le gaz naturel**

### 1- Introduction

Ce chapitre présente une introduction aux différents aspects du gaz naturel, allant de sa définition et de sa classification aux propriétés physico-chimiques et aux techniques de traitement. Il aborde également le transport du gaz, la formation des hydrates, les condensats et le calcul thermo-hydraulique des réseaux de gaz par une présentation des généralités et notions de bases sur les écoulements multiphasiques que nous utiliserons comme support théorique dans la partie pratique.

### 2- Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est un type de gaz naturellement présent dans notre environnement. Il appartient à la catégorie des ressources énergétiques fossiles, au même titre que le pétrole, le charbon, le propane ou le butane. Composé principalement de méthane (CH<sub>4</sub>), bien que d'autres hydrocarbures légers puissent également être présents en petites quantités.

Il résulte de la transformation de matières organiques dans des formations géologiques. Il s'agit d'un processus naturel de plusieurs millions d'années qui permet d'obtenir l'énergie fossile la moins polluante au monde.

Sa distribution se fait souvent via un réseau de pipelines, bien que le gaz naturel liquéfié (GNL) soit également une méthode courante de transport sur de longues distances.

### 3- Classification du gaz naturel

Le gaz naturel peut être classé selon plusieurs critères, chacun offrant une perspective unique sur ses propriétés et son utilisation. Voici quelques classifications courantes :

- **Composition chimique**

La composition exacte varie en fonction du gisement et peut influencer ses propriétés et ses utilisations

-Gaz naturel sec : Principalement composé de méthane (CH<sub>4</sub>), il représente la forme la plus courante.

-Gaz naturel humide : Contient, en plus du méthane, des hydrocarbures comme l'éthane, le propane et le butane.

- **Origine géologique et mode de production**

On distingue le gaz associé, qui est extrait en même temps que le pétrole, ou le gaz non associé, qui est extrait indépendamment du pétrole.

Il peut également être classé en fonction du type de formation géologique dans laquelle il est trouvé, comme les réservoirs de gaz de schiste, les gisements conventionnels ou les hydrates de gaz.

- **Traitement requis**

-Gaz naturel brut : Nécessite un traitement pour éliminer les impuretés avant utilisation.

-Gaz naturel liquéfié (GNL) : Traitement spécifique pour le transport sous forme liquide.

- **Utilisation finale**

Le gaz naturel peut être classé en fonction de son utilisation finale. Il peut être utilisé pour la production d'électricité, le chauffage résidentiel et commercial, la cuisson, ainsi que dans certains secteurs industriels.

- **Diagramme P.T (Pression-Température)**

Est un outil essentiel pour la classification des fluides de réservoir. Il permet de visualiser les conditions de pression et de température dans lesquelles les différentes phases du fluide (gaz, huile, eau) se forment et coexistent.

**-Comprendre les différentes classifications du gaz naturel est important pour**

- Optimiser la production et l'utilisation de cette ressource.
- Gérer les risques liés à son exploitation.
- Développer des stratégies de récupération et de transport efficaces.

### 4- Les réservoirs à gaz naturels

En général, un réservoir est considéré comme un réservoir de gaz naturel si la température du gisement est supérieure à la température critique du système d'hydrocarbures qu'il contient. En analysant le diagramme de phases et les conditions régnant dans le réservoir, on peut classer les gaz naturels en quatre catégories. [2]

#### 4-1- Gaz-condensat rétrograde

- **Zone de condensation rétrograde**

La région hachurée sur la figure représente la zone de condensation rétrograde où la phase liquide est obtenue par diminution de la pression du mélange gazeux à température constante ( $T_R = \text{cst}$ ). [2]

- **Processus de condensation**

-En partant d'une pression élevée ( $P_R$ ), la première goutte de liquide apparaît au point D (intersection avec la courbe de rosée).

-La proportion de liquide augmente ensuite avec la chute de pression, atteignant une valeur maximale de 30% dans l'exemple donné. (Figure 2-1)

-Au-delà de ce point, la condensation rétrograde s'arrête et le liquide commence à se vaporiser progressivement.

-La vaporisation continue jusqu'à ce que la courbe de rosée soit à nouveau traversée et que le mélange redevienne entièrement gazeux. [2]

• **Conditions pour la condensation rétrograde**

-La température du réservoir ( $T_R$ ) doit être comprise entre la température critique ( $T_c$ ) et la température maximale de condensation ( $T_{ct}$ ) du mélange ( $T_c < T_R < T_{ct}$ ).

-La pression du réservoir ( $P_R$ ) est souvent proche de la pression de rosée (point D), ce qui entraîne une condensation rapide d'hydrocarbures dès le début de la production. [2]

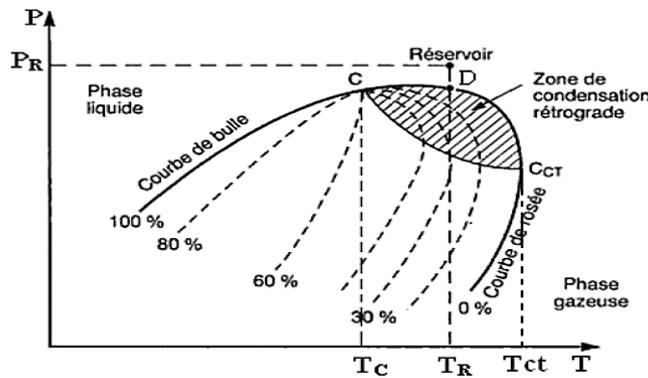


Figure 2-1 : diagramme P-T Gaz-condensat

**4-2- Condensat de gaz quasi critique**

Lorsque la température du réservoir ( $T_R$ ) est très proche de la température critique ( $T_c$ ), le mélange d'hydrocarbures est considéré comme un gaz condensat quasi-critique. Dans cette région, les courbes d'iso-volume se rapprochent et convergent vers le point critique. Par conséquent, une augmentation importante de la quantité de liquide se produit dès que la pression diminue en dessous du point de rosée (Figure 2-2) Lorsque le volume du liquide atteint son maximum et commence à diminuer, on quitte la zone dite "rétrograde" pour entrer dans la zone de vaporisation normale. [2]

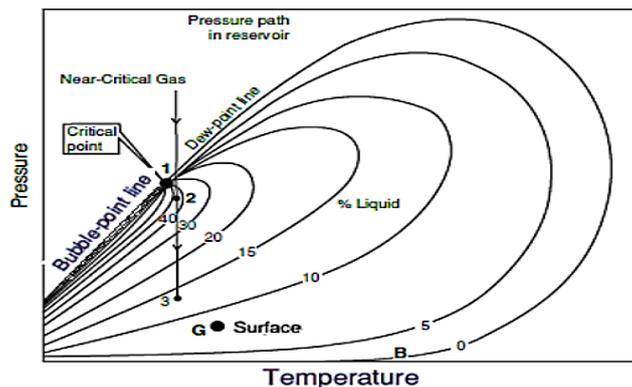


Figure 2-2 : diagramme P-T Condensat de gaz quasi critique

**4-3- Gaz humide**

Un gaz est qualifié d'humide lorsqu'il y a formation de liquide en surface, sans condensation rétrograde dans le gisement (Figure 2-3). Dans ce cas,  $T_R > T_{ct}$ . En d'autres termes, la courbe de  $T_R$  ne traverse pas la zone diphasique du diagramme de phases. Par conséquent, aucune phase liquide n'apparaît dans le réservoir lors de la production (déplétion du gisement). [2]

Cependant, une phase liquide se forme en surface car les conditions de pression ( $P_s$ ) et de température ( $T_s$ ) de surface se situent à l'intérieur du domaine liquide-vapeur du diagramme.

En termes de composition, un gaz humide contient moins de composants lourds qu'un gaz à condensat. Cela implique que sa température critique est plus basse et sa zone diphasique est moins étendue.

Il est important de noter que si les conditions en surface restent constantes pendant l'exploitation du gisement, la fraction liquide produite en surface et la composition de l'effluent resteront également constantes au fil du temps. [2]

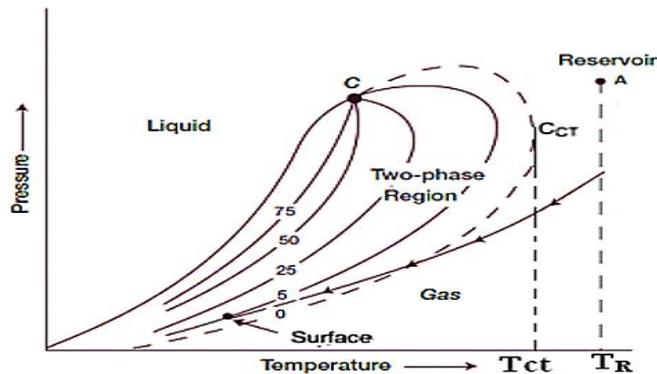


Figure 2-3 : diagramme P-T Gaz humide

### 4-4- Gaz sec

Un gaz sec est un gaz qui ne se condense jamais en liquide, ni dans le réservoir ni en surface. Cela signifie que, quelle que soit la pression ou la température, le gaz reste toujours sous forme gazeuse.

Sur le diagramme de phases (Figure 2-4), la courbe de saturation du gaz représente la limite entre la phase gazeuse et la phase liquide. Pour un gaz sec, l'isotherme correspondant à la température du réservoir ( $T_R$ ) et le point représentatif des conditions de production en surface ( $T_s$ ) se situent tous deux en dehors de la courbe de saturation. [2]

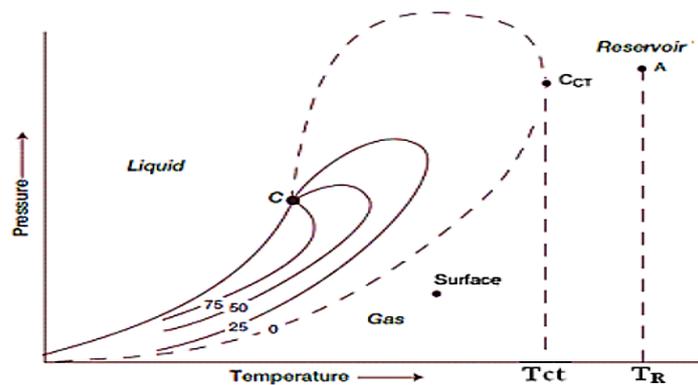


Figure 2-4 : diagramme P-T Gaz sec

## 5- Les propriétés physico-chimiques du gaz

### 5-1- Fraction molaire

La fraction molaire est une grandeur intensive sans dimension, c'est une mesure de la concentration d'une substance dans une solution ou un mélange. Elle est définie comme le rapport du nombre de moles de la substance au nombre total de moles de toutes les substances présentes dans la solution ou le mélange. [2]

$$X_i = \frac{n_i}{n_{total}} \quad \text{et} \quad \sum_{i=1}^n X_i = 1$$

La fraction molaire varie de 0 à 1, où 0 représente l'absence de la substance dans le mélange et 1 représente la présence exclusive de cette substance.

### 5-2- La masse volumique

La masse volumique, souvent représentée par la lettre grecque ( $\rho$ ), est une mesure de la masse par unité de volume d'une substance. Elle est généralement exprimée en kilogrammes par mètre cube ( $\text{kg/m}^3$ ) dans le système international d'unités.

La formule pour calculer la masse volumique ( $\rho$ ) est :

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Pour les gaz, selon la loi des gaz réels en calculant la masse volumique du gaz aux conditions standard (1 bar et 15 °C) et aux conditions d'opération :

$$P V = Z n R T \quad \text{alors:} \quad \rho = \frac{P M}{Z R T}$$

### 5-3- Le volume massique

Le volume massique ( $V_m$ ) est l'inverse de la masse volumique, il est utile lorsque l'on souhaite connaître la quantité d'espace occupée par une unité de masse d'une substance

La formule pour calculer le volume massique est donc la suivante :

$$V_m = \frac{1}{\rho}$$

Il est généralement exprimé en mètres cubes par kilogramme ( $\text{m}^3/\text{kg}$ )

### 5-4- La masse du gaz (m)

La masse totale du mélange est la somme des masses de chacun des gaz qui le compose.

$$\sum_{i=1}^n m_i = m$$

### 5-5- La masse molaire de mélange

La masse molaire de mélange ( $M_m$ ) est définie comme la moyenne pondérée des masses molaires ( $M_i$ ) des constituants du mélange, en fonction de leurs fractions molaires ( $X_i$ ). [2]

$$M = \frac{m}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n m_i = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n n_i M_i = \sum_{i=1}^n X_i M_i$$

### 5-6- La densité relative

La densité relative, aussi appelée masse volumique relative ou gravité spécifique, est une grandeur adimensionnelle définie comme le rapport de la masse volumique d'une substance à la masse volumique d'une substance de référence.

La densité d'un gaz est donc définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans les conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions.

$$d = \frac{\rho_{\text{substance}}}{\rho_{\text{référence}}}$$

### 5-7- La viscosité

La viscosité est une propriété physique des fluides qui mesure leur résistance à l'écoulement. Elle décrit la "fluidité" d'un liquide ou d'un gaz. Plus la viscosité est élevée, plus le fluide s'écoule lentement, on distingue deux types de viscosité : la viscosité dynamique et la viscosité cinématique.

#### 5-7-1- La viscosité dynamique

Également appelée viscosité absolue, est une mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement sous l'effet d'une contrainte de cisaillement. Elle est représentée par le symbole " $\mu$ " (mu) et est exprimée en unités de pascal-seconde (Pa.s) dans le système international (SI).

Elle est définie par la loi de Newton de la viscosité :

$$\tau = \mu \frac{du}{dy}$$

Où  $\tau$  est la contrainte de cisaillement,  $\mu$  est la viscosité dynamique et  $(du/dy)$  est la vitesse de déformation du fluide par rapport à la distance  $y$ .

#### 5-7-2- La viscosité cinématique

Est une mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement qui est basée sur la viscosité dynamique et la densité du fluide. Elle est représentée par le symbole " $\nu$ " (nu) et est exprimée en mètres carrés par seconde ( $m^2/s$ ) dans (SI).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

## 5-8- Le pouvoir calorifique

Est une mesure de la quantité d'énergie libérée lors de la combustion complète d'une unité de quantité d'un combustible. Il est exprimé en unités d'énergie par unité de masse ou par unité de volume du combustible.

### 5-8-1- Le pouvoir calorifique supérieure (PCS)

C'est la quantité totale de chaleur dégagée par la combustion complète d'un combustible, y compris la chaleur latente de condensation de la vapeur d'eau produite.

$$(\text{PCS})_m = \frac{\sum y_i (\text{PCS})_i}{Z}$$

### 5-8-2- Le pouvoir calorifique inférieure (PCI)

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'un combustible, en excluant la chaleur latente de condensation de la vapeur d'eau.

$$(\text{PCI})_m = \frac{\sum y_i (\text{PCI})_i}{Z}$$

La différence entre le PCI et le PCS réside dans le fait que le PCI prend en compte l'énergie absorbée lors de la vaporisation de l'eau, tandis que le PCS ne considère que l'énergie libérée par la combustion des composés combustibles eux-mêmes.

## 5-9- Le rapport de chaleur spécifique

C'est la chaleur nécessaire pour faire varier la température, d'une unité de la matière (Solide, liquide ou gaz) d'un degré (Celsius, Kelvin) à volume constant ou à pression constante.

$$C_{Pi} = \sum_{i=1}^n y_i C_{pi}$$

## 5-10- La constante du gaz $R_g$

Elle est calculée par :

$$R_g = \frac{R}{M_g}$$

Avec : R : est la constante universelle des gaz est égale à 8314 j/kg. K

M : est la molaire du mélange

## 5-11- Le facteur de compressibilité Z

Est un paramètre utilisé pour caractériser le comportement des gaz réels par rapport aux gaz parfaits dans des conditions de pression et de température variables. Il représente le rapport entre le volume réel d'un gaz et le volume du gaz parfait.

Il est donné comme suit :

$$Z = \frac{V_{gr}}{V_{gp}}$$

- Si :  $Z=1$  le gaz réel occupe le même volume que le gaz parfait.
- Si :  $Z < 1$  ce qui souvent le cas, le volume de gaz réel est inférieur à celui du gaz parfait.

A partir de la loi des gaz parfaits, l'expression de définition du facteur de compressibilité peut être modifiée en expliquant la valeur du volume du gaz parfait à partir de la loi des gaz parfait.

Soit pour les gaz parfaits :

$$PV_{gp} = nRT \quad \rightarrow \quad V_{gp} = \frac{nRT}{P}$$

$$\text{Donc : } Z = \frac{PV}{nRT}$$

Ce qui conduit à la loi des gaz réel :

$$PV_{gp} = ZnRT$$

La détermination du facteur de compressibilité du gaz réel est faite par :

- Mesure expérimentale méthode graphique (abaque de Standing et Kat).
- Méthode de corrélation empirique si la composition du gaz est connue (corrélation de Robertson, Papy...) ou par l'équation d'état des gaz réels.

### 5-12- Les coordonnées critiques d'un gaz réel

Les coordonnées critiques d'un gaz réel composé de  $n$  substances sont données par les relations suivantes :

#### 5-12-1- La températures pseudo critique

$$T_{PC} = \sum_{i=1}^n x_i T_{Ci}$$

$T_{Ci}$  : Température critique du composant  $i$

#### 5-12-2- La pression pseudo critique

$$P_{PC} = \sum_{i=1}^n x_i P_{Ci}$$

$P_{Ci}$  : pression critique du composant  $i$ .

### 5-12-3- La pression pseudo réduite

$$T_{Pr} = \frac{T}{T_{PC}}$$

### 5-12-4- La pression pseudo réduite

$$P_{Pr} = \frac{P}{P_{PC}}$$

## 6- Le transport du gaz :

Les principales étapes de la chaîne de transport par gazoduc :

### a- Collecte des effluents :

- Le gaz naturel est extrait des puits de production.
- Il peut être associé à d'autres substances, comme le pétrole brut, l'eau et les condensats.
- Ces substances sont séparées du gaz naturel dans une installation de traitement de surface.

### b-Traitements du gaz :

- Le gaz naturel est ensuite traité pour éliminer les impuretés et le rendre conforme aux spécifications de transport.
- Cela peut impliquer la déshydratation, l'élimination du dioxyde de carbone et des gaz acides, et la compression du gaz.

### c-Compression du gaz :

- Si la pression du gaz en tête de puits est insuffisante, il est comprimé avant d'être transporté.
- Cela est particulièrement nécessaire en phase d'épuisement du gisement.

### d-Transport en conduite :

- Le gaz naturel est ensuite transporté sur de longues distances par des gazoducs.
- Les gazoducs peuvent être constitués de tuyaux en acier ou en plastique.

### e-Recompressions en cours de transport :

- Si la distance est importante, le gaz peut être recomprimé en cours de transport pour éviter une chute trop significative de pression.

### f-Traitement complémentaire :

- Le gaz naturel peut subir un traitement complémentaire pour le mettre aux spécifications de distribution.
- Cela peut impliquer l'ajustement de la composition du gaz et l'ajout d'odorisant.

### g-Stockage et transfert au réseau de distribution :

- Le gaz naturel est stocké dans des installations de stockage avant d'être injecté dans le réseau de distribution.
- Le réseau de distribution est constitué de canalisations qui acheminent le gaz naturel aux consommateurs.

### h-Distribution du gaz :

Le gaz naturel est ensuite distribué aux foyers, aux entreprises et aux industries.

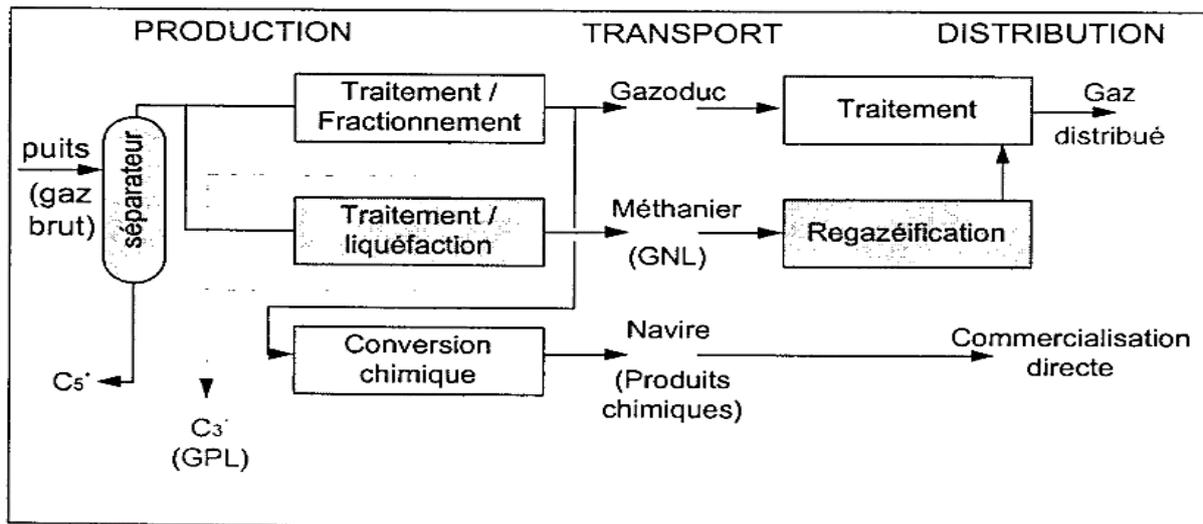


Figure 2-5 : La distribution du gaz naturel.

## 7- Les condensats

### 7-1- Définition

Le condensat est un mélange d'hydrocarbures légers qui est généralement présent sous forme gazeuse à la température et à la pression normales, mais qui peut se condenser en liquide lorsqu'il est soumis à des conditions de température et de pression différentes. Les condensats sont souvent extraits du gaz naturel ou du pétrole brut lors des opérations de production et de traitement. Ils sont composés principalement d'hydrocarbures légers tels que le méthane, l'éthane, le propane et le butane.

### 7-2- Propriétés du condensat

**Point d'ébullition :** Le condensat a un point d'ébullition relativement bas en comparaison avec les fractions plus lourdes du pétrole. Les composés légers qui le composent ont des points d'ébullition bas, ce qui signifie qu'ils se vaporisent facilement à des températures ambiantes normales.

**Densité :** Le condensat a une densité relativement faible, ce qui signifie qu'il est plus léger que l'eau. Il est souvent qualifié de "liquide volatil".

**Pression de vapeur :** Les composés légers du condensat ont une pression de vapeur élevée, ce qui signifie qu'ils se vaporisent facilement à des températures et des pressions ambiantes normales.

### 7-3- Utilisation du condensat :

Voici quelques-unes des utilisations courantes du condensat :

- **Carburant** : Certains composés du condensat, tels que l'éthane et le propane, sont utilisés comme carburants pour les véhicules, notamment dans les zones où l'accès au gaz naturel est limité.
- **Gaz de pétrole liquéfié (GPL)** : Certains condensats peuvent être traités et liquéfiés pour produire du gaz de pétrole liquéfié, qui est utilisé comme carburant dans les foyers, les véhicules et l'industrie.
- **Production d'énergie** : Les composés légers du condensat, tels que le méthane, sont utilisés comme combustible pour la production d'électricité et de chaleur.
- **Matière première chimique** : Le condensat peut être utilisé comme matière première pour la production de produits chimiques, tels que les plastiques et les produits chimiques de spécialité.
- **Diluant pour pétrole lourd** : Dans l'industrie pétrolière, le condensat peut être utilisé comme diluant pour réduire la viscosité du pétrole lourd, facilitant ainsi son transport par pipeline.

## 8- Les hydrates et leur formation

### 8-1- Définition

Les hydrates des structures cristallines avec des petite molécules d'hydrocarbures. Ils peuvent être trouvés dans la nature ou créés artificiellement. Ils sont importants dans divers domaines, mais peuvent présenter des défis, notamment dans l'industrie pétrolière et gazière.

### 8-2- La formation d'hydrates

Il y a formation d'hydrates lorsque les conditions suivantes sont simultanément réalisées :

**-Présence d'eau liquide** : Un gaz naturel saturé ou non en eau ne donne pas lieu à la formation d'hydrates. Celle-ci ne peut intervenir qu'en présence d'eau liquide par exemple libérée par le gaz au cours d'un changement des conditions de pression ou de température

**-Présence d'hydrocarbures légers** : Seuls les quatre premiers hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane) sont susceptibles de former des hydrates en présence d'eau liquide.

D'autres corps tels que le gaz carbonique ou l'hydrogène sulfuré peuvent également former des hydrates avec l'eau.

**-Réalisation de certaines conditions de température et de pression** : En plus des conditions précédentes, pour que des hydrates puissent se former, il faut pour un gaz donné que la pression soit suffisamment élevée et la température suffisamment basse.

**La formation des hydrates est favorisée par un certain nombre de facteurs**

- Vitesse du gaz ;
- Tourbillons ;
- Coude, orifice, changement de  $\phi$  ;
- Phénomène auto amplifié ;
- Haute pression ; et La basse température.



Figure2-6 : Hydrate sorti d'une gare racleur

### 8-3- Prévention des hydrates

Pour empêcher la formation d'hydrates, il est nécessaire de prendre certaines mesures. Ceux-ci ne se forment que lorsque de l'eau liquide est en contact avec un gaz. Ainsi, différentes actions peuvent être entreprises pour prévenir leur production :

-Des traitements mécaniques peuvent être effectués pour extraire l'eau des gaz ou des traitements thermiques peuvent être appliqués pour augmenter la température des gaz résiduels.

-L'utilisation de substances solubles dans l'eau peut également être envisagée. Ces substances, telles que les alcools, peuvent être mélangées à l'eau pour réduire son point de congélation.

-Une autre approche consiste à ajouter des composés tels que l'ammoniac, qui agissent sur la structure de l'eau. Par exemple, l'ajout de sels en solution peut réduire l'activité de l'eau, ce qui empêche la formation d'hydrates.

### 9- Le traitement du gaz

Le traitement du gaz fait référence à l'ensemble des processus utilisés pour purifier, conditionner et traiter le gaz naturel extrait des gisements avant sa distribution et son utilisation finale. Voici quelques étapes courantes du traitement du gaz :

**a- Séparation des hydrocarbures liquides** : Le gaz naturel extrait des gisements contient souvent des hydrocarbures liquides tels que le propane et le butane. Cette étape vise à séparer ces composants du gaz.

**b- Désacidification** : Certains gisements de gaz naturel contiennent des composés acides, comme le dioxyde de soufre. La désacidification permet de réduire leur concentration.

**c- Déshydratation** : L'eau présente dans le gaz naturel doit être éliminée pour éviter la corrosion des équipements et les problèmes de transport. La déshydratation est donc cruciale.

**d- Dégazolinage** : Cette étape intervenant après la désacidification et la déshydratation. Son objectif principal est de séparer les hydrocarbures liquides, appelés "gazoline", du méthane, principal composant du gaz naturel. Cette séparation permet de valoriser chaque fraction sur son marché respectif, optimisant ainsi l'exploitation du gaz naturel.

**e- Elimination d'azote et d'hélium :** L'azote et l'hélium peuvent être éliminés du gaz naturel. Ces gaz ne sont pas combustibles et peuvent réduire la valeur calorifique du gaz.

**f- Elimination du mercure :** Le mercure est un métal toxique qui peut être présent dans le gaz naturel. Il est important d'éliminer le mercure du gaz naturel avant qu'il ne soit rejeté dans l'environnement.

- Les produits ainsi obtenus peuvent être Transportés vers les lieux de consommation :
  - Soit par pipe-line (gazoduc) sous forme de gaz comprimé
  - Soit par navire après liquéfaction

## 10- Calcul thermo-hydraulique d'un réseau

### 10-1- Les écoulements multiphasiques

**Définition:** En mécanique des fluides lorsqu'on parle de multiphasique, on fait référence à un écoulement où il y a une coexistence de deux ou plusieurs phases distinctes de fluide s'écoulant simultanément dans un pipeline. La phase est généralement associée à une classe de matière (c'est-à-dire solide, liquide ou gaz) ayant une réponse dynamique particulière à l'écoulement.

Les écoulements multiphasiques peuvent apparaître au niveau du réservoir, du tubing et des lignes de surface sous différentes possibilités de flux simultanés, nous pouvons en citer :

- Mélange gaz-solide ; Mélange gaz-liquide ; Mélange liquide-solide ; Mélange liquides immiscibles.

#### A- La phase liquide

Dans un écoulement multiphasique contenant une phase liquide, le liquide peut être considéré comme étant la phase continue du mélange contenant des éléments dispersés de solides (particules), de gaz (bulle) ou d'autres liquides (gouttes). Dans d'autres cas, comme la formation de gouttelettes en suspension dans une phase gazeuse, la phase liquide est considérée discontinue. [5]

#### B- La phase solide

La phase solide d'un écoulement multiphasique se présente sous la forme de grumeaux ou de particules qui sont entraînés dans l'écoulement. L'échelle des composants individuels et les mouvements des fluides associés ont un impact important sur les caractéristiques de mouvement du solide. [5]

#### C- La phase gazeuse

En termes de réaction de force, un gaz a les mêmes propriétés qu'un liquide en tant que fluide. Il possède toutefois la propriété essentielle d'être extrêmement compressible (contrairement aux liquides et aux solides). [5]

### 10-2- Les régimes d'écoulement

Lorsque l'écoulement transitoire apparaît dans le pipeline, le principe de conservation de la masse n'est plus valable, car c'est un régime qui présente des instabilités au niveau du débit massique. En général, le débit massique sortant n'est pas le même que le débit massique entrant, par conséquent l'estimation de la production à l'arrivée du pipeline dans la station de traitement ne peut être faite car la valeur du débit massique mesurée n'est pas représentative.

A cet effet, la propriété la plus importante d'un écoulement multiphasique est sa configuration l'interface entre les différentes phases peut être définissable, mais dans certains cas elle peut prendre des formes aléatoires. Ces configurations apparaissent suite à la manifestation de plusieurs paramètres tels que la vitesse et le débit de chaque phase ainsi que les propriétés du fluide, la pression, le flux de chaleur imposé au niveau de la paroi, la géométrie du pipeline et le sens de l'écoulement.

Il existe plusieurs régimes d'écoulement que nous allons classer en deux catégories selon la mise en place du pipeline : Les écoulements dans un pipeline horizontal et Les écoulements dans un pipeline vertical.

#### 10-2-1- Les écoulements dans un pipeline horizontal

On distingue, dans ce cas, les cinq configurations suivantes :

##### 1- Écoulement stratifié (Stratified smooth flow)

A grande vitesse, la différence de masse volumique entre la phase gazeuse et la phase liquide engendre principalement ce type d'écoulement, provoquant ainsi leur séparation à travers une interface lisse et bien définie de telle sorte que le gaz circule dans la partie haute du pipeline au-dessus du liquide. [6]

##### 2- Écoulement à vagues (Stratified wavy flow)

Quand la vitesse du gaz devient suffisamment grande, de petites formes de vagues apparaissent sur l'interface liquide-gaz, ces vagues peuvent former un léger brouillard qui va se déplacer avec le gaz, plus vite que le liquide. [6]

##### 3- Écoulement à bouchons (Slug /Plug flow)

Lorsque le débit du gaz augmente, les bulles fusionnent pour donner lieu à des poches allongées et séparées par des bouchons de liquide de sections voisines de celle du pipeline. Ces poches allongées sont appelées bulles de Taylor.

L'écoulement se fait avec alternance de bouchons de gaz et de liquide. Par conséquent, l'interface entre les deux phases n'est pas très bien définie. [6]

##### 4- Écoulement annulaire (Annular flow)

Le liquide s'écoule comme un film sur les parois internes du pipeline, formant ainsi un anneau. Quant au gaz, il s'écoule au centre du pipeline. La gravité fait que le film est plus épais au fond du tuyau, mais lorsque la vitesse du gaz augmente, le liquide sera entraîné sous forme de gouttelettes et par conséquent, l'épaisseur du film liquide diminue. [6]

### 5- Écoulement dispersé (Mist flow)

L'écoulement dans ce cas est appelé "écoulement de brouillard". Quand la vitesse du gaz est très élevée, le film liquide disparaît car la phase gazeuse, qui est considérée dans ce cas comme étant la phase continue du mélange, entraîne la quantité de liquide sous forme de gouttelettes dispersées dans le gaz. Cette configuration existe pour des vitesses de gaz de surface de 20 m/s à 30 m/s . [6]

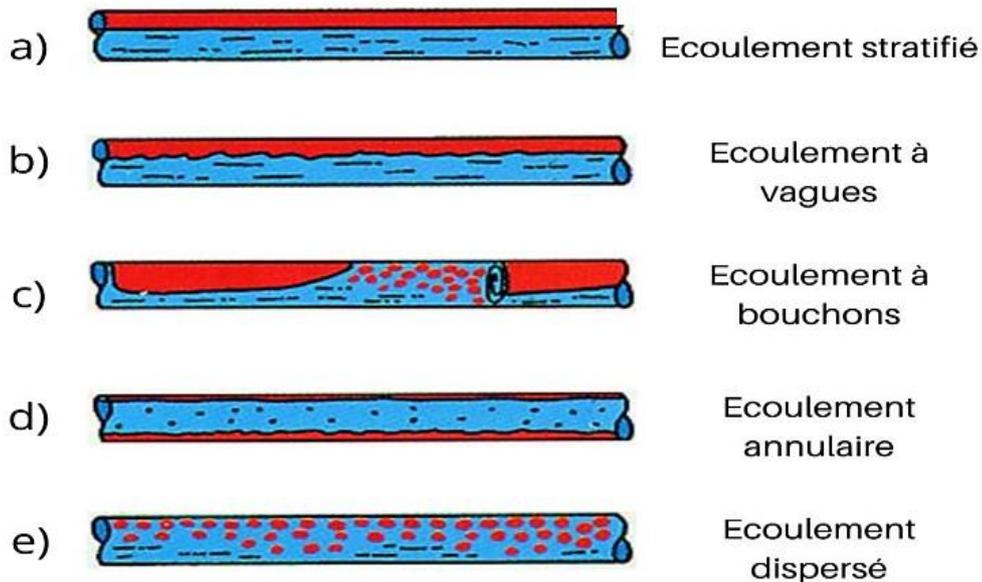


Figure 2-7 : Régimes d'écoulement dans un pipeline

### 10-2-2- Les écoulements dans un pipeline vertical

La pesanteur influence sur la séparation des phases dans les pipelines verticaux. Il existe quatre configurations pour ce type d'écoulement que nous allons présenter comme suit :

#### 1- Écoulement à bulles (Bubble flow)

Cet écoulement consiste en une phase liquide continue dans laquelle la phase gazeuse est dispersée sous forme de bulles. Ces dernières se déplacent selon un mouvement complexe dans l'écoulement. En général, elles peuvent fusionner et sont de taille non uniforme. Dans certains cas, elles se rassemblent principalement au centre du tuyau, dans d'autres, près des parois du tuyau. [6]

#### 2- Écoulement à bouchons (Slug flow)

Cet écoulement se produit lorsque la coalescence des bulles commence et que la taille de ces dernières tend vers celle de pipeline. Ces bulles en forme de balles, souvent appelées bulles de Taylor, s'écoulent dans le pipeline entouré d'un mince film de liquide. La pellicule de liquide entre les bulles de Taylor contient souvent une dispersion de bulles plus petites (Delhaye, 1984; Barderas & Maciel, 2020).

### 3- Écoulement annulaire (Annular flow)

L'écoulement annulaire est caractérisé par un liquide se déplaçant sous forme de film sur les parois du canal. Une partie du liquide peut également être transportée sous forme de gouttelettes dans le noyau gazeux central. [6]

### 4- Écoulement à forte coalescence (Churn flow)

Ce régime d'écoulement est présent dans les pipelines verticaux, de telle sorte qu'en augmentant la vitesse du gaz, le liquide qui descend autour des bouchons de gaz s'arrête pratiquement, ce qui provoque l'instabilité des bulles de Taylor et leur rupture. A cet effet, le mélange s'écoule de façon turbulente et ses éléments structuraux continuent de s'effondrer et de se reformer. Ce type d'écoulement se présente dans une large gamme de vitesses de surface du gaz. [6]

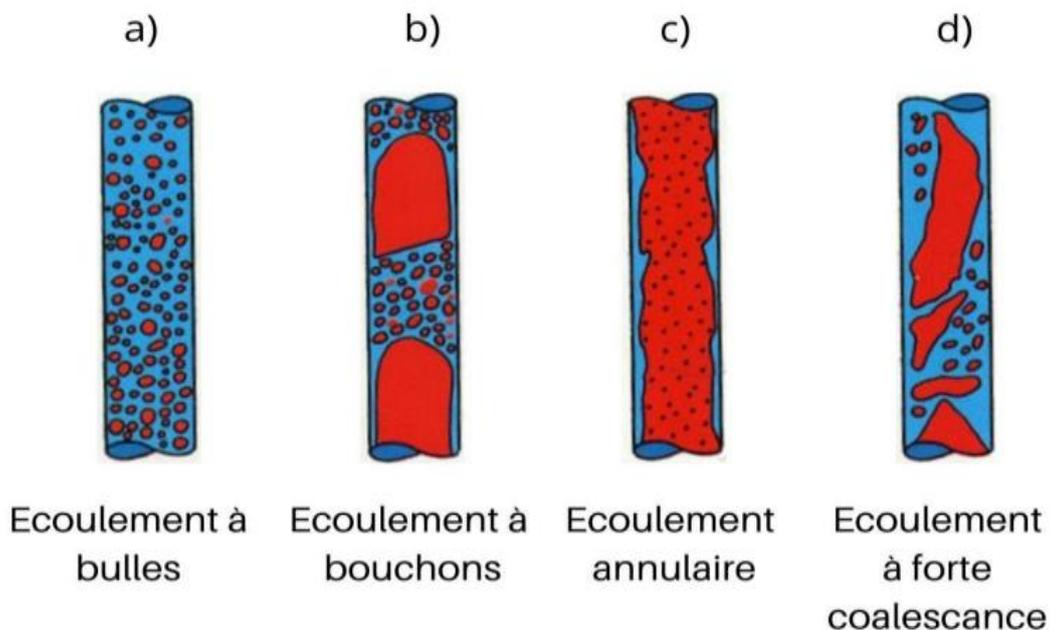


Figure 2-8 : Régimes d'écoulement dans un pipeline vertical

## 10-3- Les paramètres qui gouvernent les écoulements multiphasiques

Pour distinguer et quantifier la présence des deux phases liquide et gazeuse dans les écoulements multiphasiques, on fait appel à des paramètres caractérisant l'écoulement. [7]

### 19-3-1- Hold-up

L'expression "hold-up" est souvent utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour indiquer les fractions de volume occupées par le gaz et le liquide, alors il existe le hold-up liquide et le hold-up gazeux.

- **Le taux de liquide accumulé (liquid holdup)**

Le hold-up liquide ( $h$ ) est la fraction volumique de liquide dans un segment de conduite à un instant donné. Il est également appelé taux de vide dans le cas particulier d'un écoulement liquide/vapeur.

$$H_L = \frac{\text{volume du segment de la conduite}}{\text{volume de liquide dans le segment}}$$

- **Le taux de gaz accumulé (gas holdup)**

$$H_g = \frac{v_g}{v_t}$$

$$H_g = 1 - H_L$$

Avec:

$H_l$  : hold-up liquide

$H_g$  : hold-up gaz

$V_l$  : Volume liquide dans l'élément de pipe, [m3]

$V_g$  : Volume gaz dans l'élément de pipe, [m3]

$V_t$  : Volume total de l'élément de pipe, [m3]

-La détermination du hold-up est nécessaire pour le calcul de plusieurs paramètres notamment la masse volumique (ou la densité) du mélange, la viscosité effective et les transferts thermiques. [8]

**Exemple :** La masse volumique du mélange

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

Avec :

$\rho_m$  Masse volumique du mélange, [Kg/m3]

$\rho_l$  Masse volumique du liquide, [Kg/m3]

$\rho_g$  Masse volumique du gaz, [Kg/m3]

-Si les vitesses d'écoulement des liquides et des gaz sont égales (écoulement sans glissement),

On peut définir : [9]

$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_l + q_v}$$

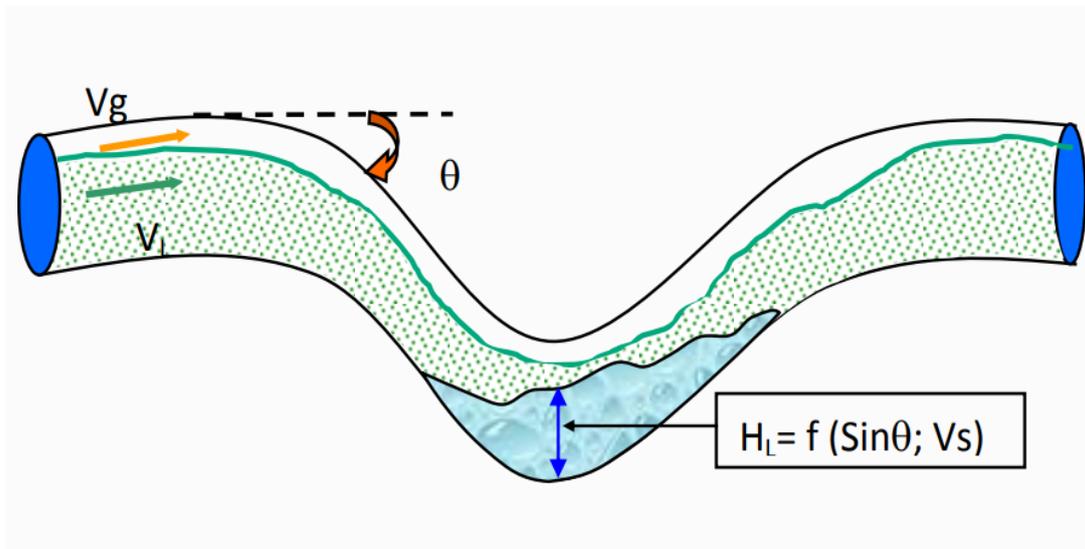


Figure 2-9 : Illustration du problème de Liquide Hold-up.

### 10-3-2- Les vitesses

#### 2-1- Vitesses superficielles (ou débitantes)

On en distingue deux, vitesse superficielle liquide  $J_l$  et vitesse superficielle gazeuse  $J_g$

$$J_i = \frac{Q_{vi}}{S}$$

Tel que i représente le liquide ou bien le gaz. [7]

Avec :

J : est la vitesse superficielle (m/s)

$Q_{vi}$  : est le débit du fluide ( $m^3/s$ )

A : est la section transversale du milieu poreux ( $m^2$ )

#### 2-2- Vitesse de mélange

Elle représente la somme des vitesses superficielles selon les phases. [7]

$$J_{moy} = \sum_{phases}^i J_i$$

### 10-3-3- Débit massique

Est la grandeur physique qui caractérise la masse ( $m$ ) qui traverse une surface donnée par unité de temps ( $t$ ). Son unité dérivée du Système international d'unités est le kilogramme par seconde (kg/s). [10]

$$Q_m = \frac{m}{t}$$

La relation entre le débit massique et le débit volumique :

$$Q_m = \rho \cdot Q_v$$

### 10-3-4- Nombre de Reynolds

Le nombre de Reynolds est utilisé pour déterminer la nature de l'écoulement dans un tuyau, qu'il s'agisse d'un écoulement laminaire ou turbulent. Le nombre de Reynolds, symbolisé par  $Re$ , dépend du diamètre du tuyau ( $D$ ), de la masse volumique ( $\rho$ ) et de la viscosité absolue ( $\mu$ ) du fluide en écoulement, ainsi que de sa vitesse ( $V$ ). [11]

Ce nombre est un groupe sans dimension qui combine ces quatre variables et s'exprime par l'équation suivante :

$$Re = \frac{D V \rho}{\mu}$$

Avec :

$D$  = Diamètre interne du tuyau, ft (m)

$v$  = Vitesse moyenne de l'écoulement, ft/s (m/s)

$\rho$  = Masse volumique de fluide, lbm/ft<sup>3</sup> (kg/m<sup>3</sup>)

$\mu$  = Viscosité dynamique, lbm /ft.s (kg /m.s)

Pour des nombres de Reynolds inférieurs à 2 000, l'écoulement est normalement laminaire ou stable. Lorsque le nombre de Reynolds dépasse 2 000, l'écoulement est turbulent ou instable.

Dans les conduites de transport de gaz à haute pression, seuls deux types de régimes d'écoulement sont observés : l'écoulement totalement turbulent et l'écoulement partiellement turbulent. [12]

### 10-3-5- Le GOR

L'indice de GOR (Gas-Oil Ratio) est une mesure utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour évaluer la quantité de gaz associé produite avec le pétrole. Il représente le rapport entre le volume de gaz, en mètres cubes, et le volume d'huile produit, en mètres cubes. Son objectif est de suivre les performances d'un puits de gaz ou d'un champ de production au fil du temps.

Les variations du GOR peuvent indiquer des changements dans la composition du fluide de production, la pression du réservoir, la saturation en gaz ou d'autres caractéristiques qui influencent la production. Les valeurs de l'indice de GOR peuvent varier considérablement d'un gisement à un autre en fonction des caractéristiques spécifiques du réservoir.

### Les valeurs de l'indice de GOR sont généralement exprimées en unités et varient en fonction du type de réservoir

Gaz sec (dry gas) : Dans les gisements de gaz sec, la production est principalement axée sur le gaz naturel, ce qui entraîne un indice de GOR élevé. Les valeurs typiques de l'indice de GOR dans les gisements de gaz sec se situent entre 1 000 et 10 000 pieds cubes standard par baril (scf/bbl).

Gaz associé (associated gas) : Dans les gisements de gaz associé, le pétrole est produit simultanément avec le gaz, ce qui fait varier l'indice de GOR en fonction de la proportion relative de gaz et de pétrole. Les valeurs typiques de l'indice de GOR dans les gisements de gaz associé vont de 100 à 1 000 scf/bbl.

Gaz humide (wet gas) : Les gisements de gaz humide contiennent à la fois du gaz naturel et des liquides hydrocarbonés tels que le condensat et les liquides de gaz naturel (NGL). Dans ces gisements, les valeurs de l'indice de GOR peuvent varier de 10 à 100 scf/bbl.

### 10-4- Les pertes de charge en écoulement multiphasique

La variation de l'énergie potentielle et cinétique du fluide et les frottements sur les parois du pipeline créent des pertes de charge lors de l'écoulement du fluide. Les pertes de charge totales sont exprimées comme suit :

$$\frac{dP}{dZ} (\text{totale}) = \frac{dP}{dZ} (\text{gravitationnelle}) + \frac{dP}{dZ} (\text{frottement}) + \frac{dP}{dZ} (\text{accélération})$$

- Pour un pipeline vertical, les pertes de charge gravitationnelles peuvent atteindre jusqu'à 80% du gradient de pression totale.
  - Pour un pipeline horizontal, les pertes de charges dues par frottement varient de 80 à 100% du gradient de pression totale.
  - Quant aux pertes de charge dues par accélération, elles sont, en général, négligeables lorsqu'il n'y a pas de changement de section brusque du pipeline.
- **Le terme d'élévation ou gravite** : Elle est indépendante du débit de fluide et dépend seulement des dénivellations de la conduite. Il est égal au poids de la colonne de fluide. Il faut noter 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.

$$\rho S = \rho l \cdot Hl + \rho g \cdot Hg$$

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.

$$\frac{dP}{dZ}(\text{gravitationnelle}) = \frac{g}{g_c} \rho_f \sin \theta$$

$\rho_f$ : densité du mélange.

$g_c$ : Est le facteur de conversion.

- **Le terme de friction** : Due aux forces de frottement

$$\frac{dP}{dZ}(\text{frottement}) = \frac{f_{tp} \rho_f v_m^2}{2g_c d_c}$$

$f_{tp}$  : Est le facteur de frottement

$v_m$ : Est la vitesse moyenne du mélange.

- **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).

$$\frac{dP}{dZ}(\text{accélération}) = \frac{v_m \rho_f dv_m}{g_c dL}$$

## 11- Conclusion

En conclusion ; ce chapitre vise à nous aider à comprendre c'est quoi le gaz naturel, comment il se caractérise dans les gisements, leurs propriétés, ... et tout ça par le passage suivant ; tout en commençant par sa définition et sa classification selon les types de réservoirs. Il détaille ensuite ses propriétés physico-chimiques essentielles, comme la composition et le pouvoir calorifique, nécessaires pour comprendre son transport et son traitement. Il aborde les problématiques liées aux condensats et aux hydrates, ainsi que les solutions pour les prévenir. Enfin, il traite des écoulements multiphasiques dans les pipelines, en présentant les régimes d'écoulement, les paramètres clés et le calcul des pertes de charge, essentiels pour la conception et l'exploitation des réseaux de transport de gaz naturel.

# **Chapitre 3**

## **Généralités sur les réseaux de collectes**

### 1- Introduction

Les réseaux de collecte des hydrocarbures et le transport par canalisation sont des éléments essentiels de l'industrie pétrolière et gazière. Ils rassemblent les hydrocarbures des différentes sources et les acheminent vers les installations de traitement, tandis que le transport par canalisation permet de déplacer les hydrocarbures sur de plus longues distances de manière efficace et sécurisée.

Les pipelines de transport sont de plus grande taille et de plus haute pression que les pipelines de collecte, et ils sont enterrés pour des raisons de sécurité. Le transport par canalisation offre une grande capacité, une efficacité énergétique élevée et une réduction des émissions, mais nécessite une planification minutieuse, une surveillance continue et des mesures de sécurité rigoureuses pour prévenir les fuites et les accidents.

### 2- Rappels sur les réseaux de collecte et le transport par gazoducs

#### 2-1- Définition du réseau de collecte

Un réseau de collecte est un système d'infrastructures utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière afin de rassembler les hydrocarbures provenant de divers puits et de les transporter de manière continue et efficace vers les installations de traitement ou de stockage. Ce réseau assure ainsi le flux régulier des hydrocarbures depuis les sites de production jusqu'aux points de traitement ou de livraison.

#### 2-2- Les lignes de collecte

Les lignes de collecte sont des flowlines et des trunklines qui transportent presque toujours un effluent multiphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes.

Dans certains cas, les pressions de travail dans les lignes de collecte peuvent être très élevées. Cela est particulièrement vrai dans les gisements de gaz ou les gisements d'huile à fort rapport gaz-pétrole (GOR), donc il est essentiel de mettre en place des dispositifs de sécurité ; des vannes automatiques, capables de fermer au niveau des têtes de puits, quand des conditions anormales apparaissent. [13]

- **Flowline** : Il s'agit d'un tuyau utilisé pour transporter le pétrole ou le gaz depuis un puits de production jusqu'à un point de collecte ou un manifold. Les flowlines sont généralement de plus petite taille et peuvent être enterrées ou installées en surface.
- **Trunkline** : Ce terme fait référence à des pipelines de plus grande taille utilisés pour transporter les hydrocarbures sur de plus longues distances, souvent entre les champs de production et les installations de traitement principales. Les trunklines ont une capacité plus élevée et peuvent traverser de grandes distances, parfois même à l'échelle régionale ou internationale.

#### 2-3- Le transport par gazoducs

Une fois le gaz traité, il est transporté sur de longues distances à travers un réseau de gazoducs de transport.

Les gazoducs sont des canalisations de grande taille capables de transporter sur de longues distances du gaz sous pression avec des grandes quantités. Ils peuvent être terrestres ou sous-marins.

Des stations de compression sont installées à intervalles réguliers le long du gazoduc pour maintenir la pression nécessaire au déplacement continu du gaz.

Les gazoducs de transport sont construits en acier et enterrés pour des raisons de sécurité. Ils sont équipés de systèmes de contrôle et de surveillance avancés pour assurer un transport sûr et efficace du gaz, qu'il s'agisse de gaz naturel, de GPL ou d'autres gaz spéciaux. Les gazoducs peuvent également être utilisés pour le transport du gaz naturel liquéfié (GNL) après qu'il a été transformé en liquide pour faciliter son transport sur de plus longues distances.

### **2-4- Classification des conduites**

Elles peuvent être classées comme suite :

#### **Selon leur destination**

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

#### **Selon leur pression de service**

- Basse pression : 0-6 bars.
- Moyenne pression : 6-16 bars.
- Haute pression : supérieure à 16 bars.

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

- Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

## **3- Plans du réseau de collecte**

Dans la planification d'un projet de réseau de collecte, il est nécessaire de prendre en compte deux aspects importants : le tracé des conduites et le type de réseau de collecte.

En ce qui concerne le tracé, il est préférable de choisir le chemin le plus court pour les conduites afin de minimiser les distances et les coûts associés à la construction et à l'entretien du réseau.

En ce qui concerne le type de réseau de collecte, différents choix sont disponibles en fonction des besoins spécifiques du projet. Voici quelques types courants de réseaux de collecte :

### **3-1- Liaison individuelle**

Ce plan consiste à relier chaque puits de production à l'installation de traitement ou de transport par une conduite individuelle. C'est-à-dire par une liaison directe, ce qui permet de contrôler individuellement la production et de gérer les caractéristiques spécifiques de chaque puits.

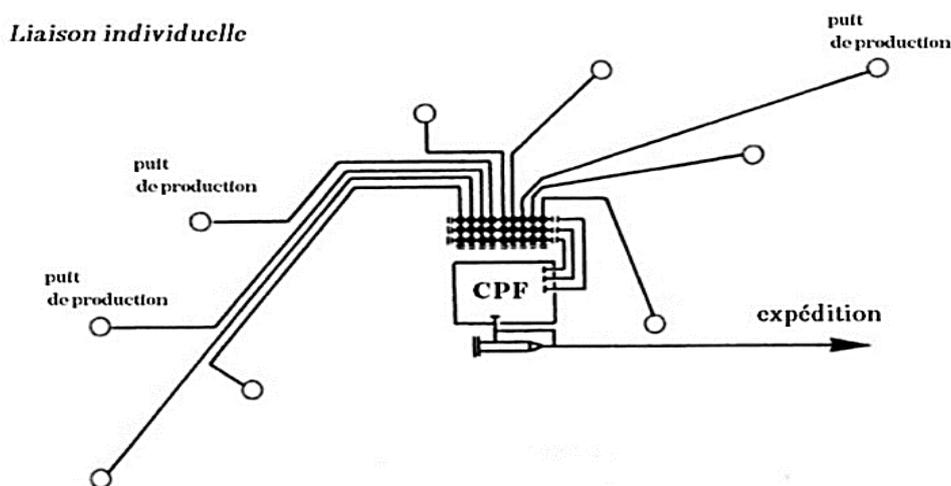


Figure 3-1 : Schéma représentatif d'une liaison individuelle.

### Avantages

- Gestion des caractéristiques spécifiques de chaque puits.
- Identification instantanée de l'état opérationnel des puits et des arrêts éventuels.
- Contrôle individuel de la production et du fonctionnement par simple vérification des pressions et températures en amont.
- Flexibilité pour passer rapidement en mode essai et ajuster si besoin le régime via le manifold.
- Possibilité d'isoler facilement une production polluée sur un système de traitement dédié.
- Capacité d'étendre progressivement le réseau de collecte selon l'évolution du champ et des performances.

### Inconvénients

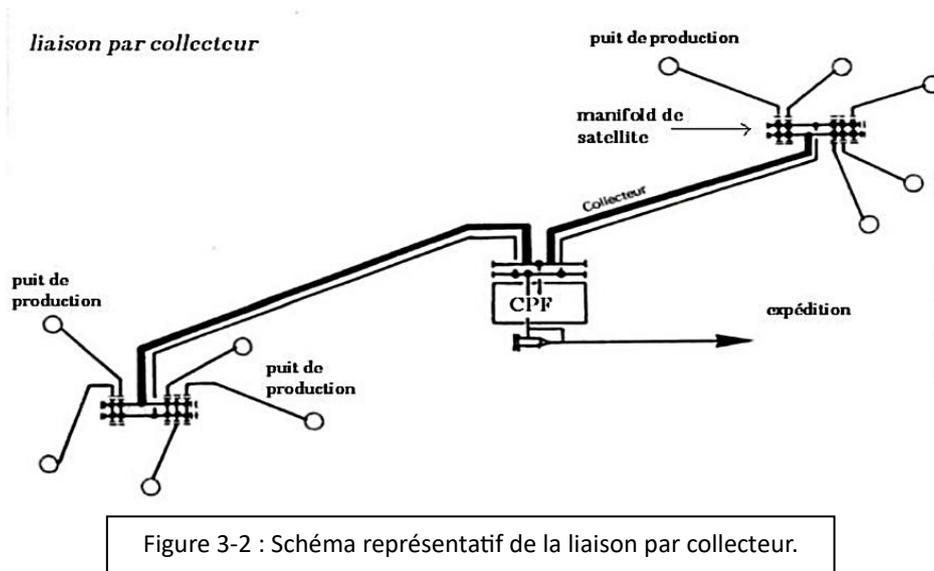
- Complexité de l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.
- Coût et investissement en capital initial très élevés.

### 3-2- Liaison par collecteur

Dans ce plan, plusieurs puits de production sont reliés à un collecteur central.

Le collecteur est une conduite plus grande qui rassemble le gaz provenant de plusieurs puits et le dirige vers l'installation de traitement ou de transport. Ces points de rassemblement sont choisis de manière à ce que les lignes individuelles soient aussi courtes que possible. Cependant, pour la plupart des petits champs, la collecte individuelle est souvent préférée au collecteur.

Ce système de liaison présente un avantage indéniable dans les champs étendus avec de nombreux puits, ainsi que dans les cas où le centre de traitement est éloigné.



### Avantages

- Efficacité accrue.
- Réduction des coûts.
- Facilité d'installation et de maintenance.

### Les inconvénients techniques et financiers

- **Inconvénients financiers**

-Le réseau de conduites doit être entièrement construit avant le début de la production, nécessitant un investissement total avant toute génération de revenus.

- **Inconvénients techniques**

- La capacité des conduites est basée sur des prévisions, avec un risque d'erreur d'estimation.
- La production entière peut être polluée par un seul puits émettant de l'eau.
- L'huile dans les conduites de test doit être évacuée avant chaque nouvel essai, entraînant des pertes de temps si de nombreux puits avec un programme de contrôle chargé.
- La surveillance requiert des allers-retours fréquents du personnel entre les manifolds et le centre de traitement, augmentant les frais d'exploitation.

## 4- CPF (Central Processing Facilities)

Un CPF est une installation de traitement des hydrocarbures qui reçoit le produit collecté des puits et le traite pour éliminer les impuretés et séparer les différents composants. Il est généralement situé près des champs pétroliers et gaziers et joue un rôle essentiel dans la préparation du produit pour le transport par gazoduc ou oléoduc pour le cas de pétrole.



Figure 3-3 : Central processing facility

### 4-1- Fonctions principales

-Séparation : Le CPF reçoit le pétrole brut et le gaz naturel brut et les sépare en différents composants

- Pétrole brut : Le pétrole brut est ensuite stabilisé et stocké avant d'être acheminé par pipeline vers les raffineries.
- Gaz naturel : Le gaz naturel est traité pour éliminer les impuretés et les gaz non commercialisables (comme le CO<sub>2</sub> et l'H<sub>2</sub>S).
- Liquides de gaz naturel (LGN) : Les composants liquides du gaz naturel (comme le propane et le butane) sont extraits et stockés pour être ensuite transportés par des navires ou des camions citernes.

-Traitement : Le CPF peut également effectuer divers traitements sur les hydrocarbures.

-Déshydratation : Élimination de l'eau présente dans le pétrole et le gaz.

-Désulfuration : Élimination du soufre présent dans le gaz naturel.

-Compression : Compression du gaz naturel pour le transport par pipeline.

### 4-2- Composants d'un CPF

Un CPF est composé de plusieurs unités de traitement, dont :

-Séparateurs : Séparent le pétrole brut, le gaz naturel et l'eau.

-Déshydrateurs : Éliminent l'eau du pétrole et du gaz.

-Désulfuriseurs : Éliminent le soufre du gaz naturel.

-Compresseurs : Comprennent le gaz naturel pour le transport.

-Réservoirs de stockage : Stockent le pétrole brut, le gaz naturel liquéfié (GNL) et les autres produits finis.

### 4-3- Le CPF du gaz

Pour le gaz CPF, il sépare le méthane des autres gaz, des condensats, du soufre, de l'hydrogène, du monoxyde de carbone, du CO<sub>2</sub>, etc. Chaque composant extrait sera stocké dans des espaces dédiés avant d'être expédié avec des moyens de transport également dédiés.

Dans certains cas, le CO<sub>2</sub> peut être collecté pour être réinjecté afin d'améliorer la production ou simplement pour être stocké dans les champs vides disponibles dans les environs. [14]

### 5- Manifold

Un manifold est un équipement utilisé dans les réseaux de collecte pour regrouper et distribuer le produit. Il est généralement situé à un point central du réseau et permet de contrôler et de diriger le flux d'vers différentes directions.

Les manifolds peuvent être utilisés pour regrouper le gaz ou le pétrole provenant de plusieurs collecteurs ou pour redistribuer le vers différentes installations.



Figure 3-4 : Manifold

Par raison de commodité, on groupe les vannes sur des manifolds qui doivent permettre "d'aiguiller" la production dans toutes les directions utiles. Les manifolds sont le plus souvent construits en usine et livrés en éléments portables montés sur châssis. Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrées ou même plus, l'encombrement n'étant limité que par les possibilités de transport.

Sur les installations permanentes, on utilise des raccords à brides pour assembler les éléments entre eux et pour les relier aux lignes de collecte. Les sorties vers les divers postes desservis sont réalisées par intercalation, entre deux éléments successifs, de manchettes portant les piquages voulus. L'intérêt de cette dernière disposition est qu'elle permet de standardiser les éléments tout en réservant la possibilité, sur le chantier, de placer les sorties au point le plus avantageux.

Un manifold, pour être pratique, doit offrir des accès bien dégagés, porter tous les accessoires nécessaires à la conduite des opérations ainsi que des dispositifs de sécurité garantissant la protection du personnel et du matériel en cas de fausse manœuvre. Les vannes, par ailleurs, doivent être étanches, peu encombrantes, souples à manipuler et faciles à entretenir. [14]

La figure suivante donne un exemple d'architecture de manifold. Il est bien entendu que d'autres solutions sont également possibles, notamment en utilisant des vannes à trois voies multiples.

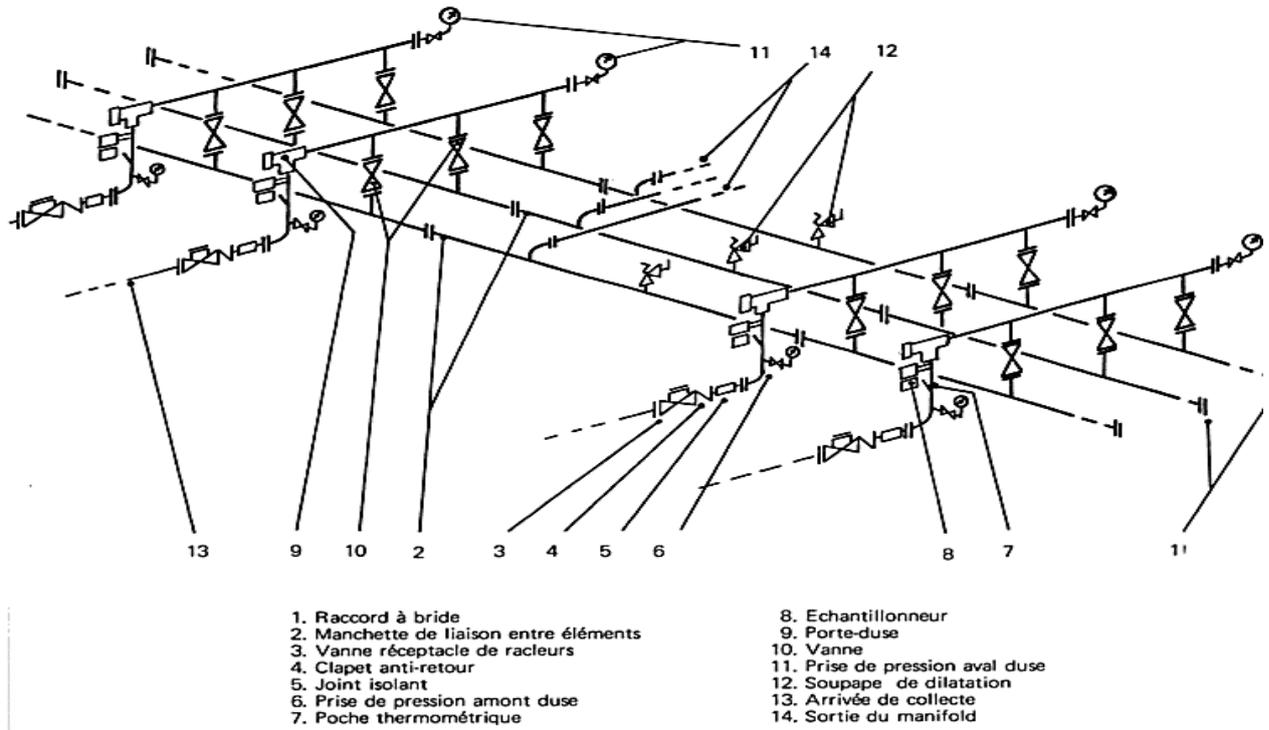


Figure 3-5 : un exemple d'architecture de manifold

## 6- Accessoires de collecte

### 6-1- Les joints isolants

Assurent l'isolement électrique des lignes de collecte avec les installations auxquelles elles se raccordent (tête de puit et centre de traitement), car il est plus facile d'assurer la protection cathodique.[15]

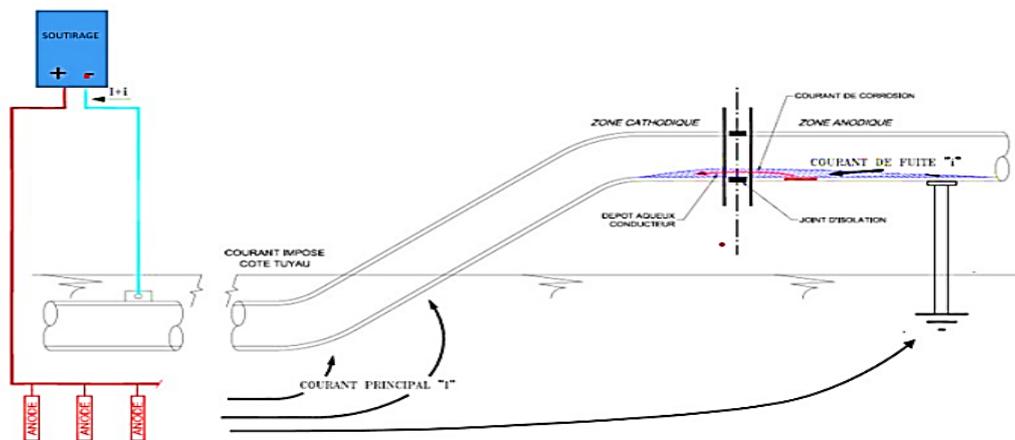


Schéma explicatif du courant de fuite

Figure 3-6 : Le rôle du joint isolant

### On distingue les isolants à brides et les manchons isolants

- **Joints isolants à brides** : L'isolation est obtenue par l'interposition entre les deux brides un joint d'étanchéité torique en matériaux isolante. Ils sont fragiles a dans le cas de la 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

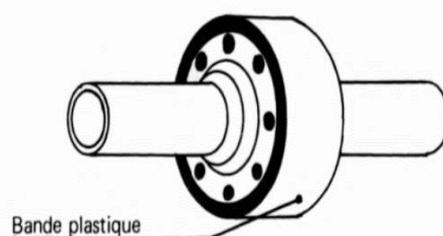


Figure 3-7 : Le joint isolant.

### 6-2- Les racleurs

Sont des pistons que l'on fait circuler dans une pipe sous l'action d'une pression de l'effluent véhiculé par le pipe.

On trouve les racleurs de nettoyage ou de maintenance munis de brosses métalliques, pour enlever les dépôts de rouille, de sels et de paraffines. Les racleurs sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide. Il existe plusieurs modèles de racleur répondant chacun à des besoins particuliers on distingue :

- Racleurs à lames en carbure de tungstène, sont utilisés pour éliminer les gouttes de soudure.
- Racleurs destinés à la vérification de l'état intérieur des conduites.
- Racleurs articulés, pour pouvoir passer à travers des courbures.
- Racleurs à pastilles radioactives, pour localiser un blocage de racleur. [16]



Figure 3-8 : Racleur avant lancement.

### 6-3- Les gares-racleurs

Sont des circuits composant des dispositifs permettant l'envoi ou la réception des racleurs dans une conduite en service sans interrompre son fonctionnement.

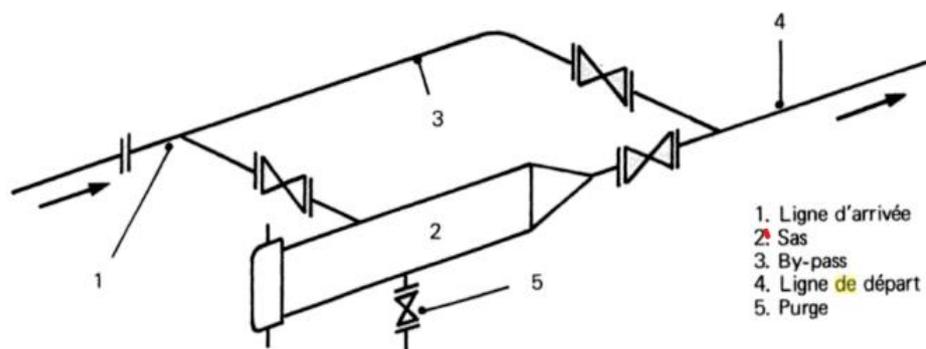


Figure 3-9 : Schéma d'une gare de racleur.

### 6-4- Les vannes

Sont utilisées sur les réseaux de collecte : selon l'usage et selon leur position dans l'installation, il est possible de distinguer trois sortes de vannes :

- a- **Vannes montées en ligne** : placées aux extrémités des pipes et permettent le passage direct qui ne provoquent qu'un minimum de pertes de charge « full bore ». Les types qui répondent à ce besoin sont les vannes à opercule et à boisseau.
- b- **Vannes auxiliaires** : ce sont les vannes de soutirage ou de purge, les vannes de réglage de débit tels les dussent à pointeau, les vannes de torche, etc.
- c- **Vannes automatiques** de régulation et de sécurités (PSV) ou (PRV).

### 7- Les Points singuliers

Les points singuliers sont les zones particulièrement sensibles et propices à l'apparition de dégradations susceptibles d'engendrer des dommages spécifiques ou accentués. Ce sont donc des zones à surveiller, renforcer et contrôler [17]. Il peut s'agir des :

- Zones calorifugées et frigorifiées à proximité des arrêts d'isolant
- Aux endroits de supports et de fixations mal paramétrés.
- Points d'injection et de mélange.
- Bras morts, points bas, tronçons à service intermittent.
- Lieux de piquages : Events, purges.
- Assemblages non permanents enterrés (ex : jeux de brides).
- Assemblages hétérogènes.
- Outils de compensation de dilatation.
- Coudes, réductions, pénétrations de soudures ou autres irrégularités locales ou du tracé.

- Zones de vibration (notamment les tuyauteries directement attachées à une machine alternative), zones de concentration de contrainte, zones à sollicitations cycliques et zones soumises à dilatations différentielles.

- Points humides et froids (température proche de 0°C). [17]

### 8- Identification des normes et codes applicables

#### 8-1- ASME

ASME “American Society of Mechanical Engineers” est une organisation professionnelle à but non lucratif fondée en 1880. Elle rassemble une communauté mondiale d'ingénieurs pour collaborer, partager des connaissances et développer des compétences dans toutes les disciplines de l'ingénierie, tout en soulignant le rôle crucial des ingénieurs dans la société. ASME fournit des codes, des normes, des publications, des conférences et des programmes de développement professionnel qui contribuent à l'avancement des connaissances techniques et à la création d'un monde plus sûr.

- **ASME B.31**

B.31 se compose d'un certain nombre de sections publiées individuellement, sous la norme nationale américaine et contrôlée par la direction du comité “ASME B31, Code pour Tuyauterie sous pression ». Les règles de chaque section reflètent les types d'installations de tuyauterie considérées lors de son développement : [17]

<b>B31.1</b>	Power Piping.	Centrales électriques ; Usines industrielles et institutionnelles ; Systèmes de chauffage géothermique ; Centrales et Systèmes de chauffage et de refroidissement centraux et urbains
<b>B31.3</b>	Process Piping.	Raffineries de pétrole ; Usines chimiques, pharmaceutiques, textiles, papetières, semiconductrices et cryogéniques ; Usines de traitement.
<b>B31.4</b>	Pipeline Transportation Systems for Liquid and Mud.	Installations transportant des produits principalement Liquides (Usines-Terminaux ; Intérieur des terminaux, Stations de pompage, de régulation et de comptage)
<b>B31.5</b>	Refrigeration Piping and Heat Transfer Components.	Réfrigérants ; Réfrigérants secondaires.
<b>B31.8</b>	Gas Transmission and Distribution Piping Systems.	Canalisations transportant des produits majoritairement gazeux entre les sources et les terminaux ((Pipelines de collecte de gaz))
<b>B31.9</b>	Building Services Piping.	Bâtiments industriels, institutionnels, commerciaux et publics, Résidences à logements multiples. N'exigeant pas les gammes couvertes en B31.1
<b>B31.12</b>	Hydrogen Piping and Pipelines.	Canalisations en service d'hydrogène gazeux et liquide ; Canalisations en service d'hydrogène gazeux

Tableau 3-1 : Les règles de chaque section du code ASME B31

### 8-2- ASME B31.8 “gas transmission and distribution piping systems”

Ce code couvre la conception, la fabrication, l'installation, l'inspection, les essais et les aspects de sécurité liés à l'exploitation et à la maintenance des systèmes de transport et de distribution de gaz. Cela comprend les gazoducs, les stations de compression de gaz, les stations de comptage et de régulation de gaz, les conduites principales et les branchements de service jusqu'à la sortie de l'ensemble compteur du client. [18]

Le code B31.8 définit des exigences pour :

- Les installations de pipelines terrestres et offshore utilisées pour le transport de gaz.
- Les tuyauteries auxiliaires telles que l'eau, l'air, la vapeur, le carburant et l'huile de lubrification.
- Les réseaux de distribution de gaz.
- Les pipelines de collecte.
- La tuyauterie des stations de compression, de régulation et de comptage.
- Températures de -29°C à 232°C (-20 °F à 450 °F).
- Toutes les pressions

### 8-3- API 5L

L'API 5L est une spécification publiée par l'American Petroleum Institute (API) qui définit les exigences pour la fabrication de deux niveaux de spécification de produits (PSL 1 et PSL 2) de tuyaux en acier sans soudure (seamless) et soudés (welded) destinés aux systèmes de transport par pipeline dans les industries du pétrole et du gaz naturel. [19]

#### A- Niveaux de spécification

- **PSL 1 (Product Specification Level 1)** : Ce niveau spécifie des exigences de base pour les tuyaux en acier sans soudure et soudés, y compris les propriétés mécaniques, la composition chimique et les essais de qualité.
- **PSL 2 (Product Specification Level 2)** : Ce niveau a des exigences plus strictes que le PSL 1 et inclut des tests supplémentaires, tels que des tests de dureté, des tests de résistance à la corrosion et des tests de ténacité.

#### B- Les grades

Les pipes API 5L sont disponibles en différentes grade désignées par la lettre "X" suivie d'un deux ou trois chiffres. Les nuances les plus courantes sont les suivantes :

1. **API 5L Grade B**: C'est le grade plus utilisée pour les applications générales dans l'industrie du pétrole et du gaz.
2. **API 5L X52, X60, X65, X70, X80 (API 5L à haute limite d'élasticité)**: Ces grades ont une limite d'élasticité et une résistance à la traction plus élevées et sont utilisées pour les pipelines fonctionnant à des pressions et des températures plus élevées.
3. **D'autres grade**, telles que X42, X46, X56, X60, X65, X70, X80, etc., sont également disponibles en fonction des besoins spécifiques. [19]

### 9- Conclusion

Ce chapitre a fourni une vue d'ensemble complète des réseaux de collecte et de transport des hydrocarbures, soulignant leur rôle important dans l'industrie énergétique. Nous avons défini les réseaux de collecte et décrit les lignes de collecte ainsi que le transport par gazoducs, mettant en évidence les différentes classifications des conduites. Les plans de réseau de collecte ont été abordés, distinguant entre les liaisons individuelles et par collecteur.

La section sur les Central Processing Facilities (CPF) a détaillé leurs fonctions principales et composants essentiels, en mettant un accent particulier sur les installations dédiées au gaz. Le rôle des manifolds et des accessoires de collecte, tels que les joints isolants, les racleurs, les gares-racleurs et les vannes, a été explicité, soulignant leur importance dans le bon fonctionnement des réseaux.

Nous avons également identifié les points singuliers et examiné les normes et codes applicables, notamment l'ASME et l'API, qui régissent la conception, la construction et l'exploitation des systèmes de tuyauterie.

En conclusion, ce chapitre a posé les bases nécessaires pour comprendre les aspects techniques et réglementaires des réseaux de collecte, fournissant ainsi le contexte indispensable pour les analyses plus approfondies qui suivront dans les chapitres ultérieurs.

# **Chapitre 4**

## **Etude du comportement mécanique et l'analyse des contraintes**

### 1- Introduction

Ce chapitre traite de l'analyse du comportement mécanique et des contraintes dans les systèmes de tuyauterie des réseaux de collecte d'hydrocarbures. Car, l'analyse de contraintes (ou analyse de stress) est une composante essentielle de la conception des systèmes de tuyauterie. Elle prend en compte des paramètres clés tels que la sécurité des systèmes, celle des composants connexes, des équipements connectés, ainsi que les déformations possibles des conduites.

L'objectif est de comprendre les différentes sollicitations auxquelles les pipelines et tuyauteries sont soumis et d'identifier les zones à risque de défaillance. En étudiant les charges soutenues, thermiques et occasionnelles, ainsi que les modes de défaillance potentiels, nous visons à proposer des solutions techniques pour prévenir les ruptures et assurer l'intégrité et la durabilité des infrastructures de transport.

L'analyse de contraintes (ou analyse de stress) est une composante essentielle de la conception des systèmes de tuyauterie. Elle prend en compte des paramètres clés tels que la sécurité des systèmes, celle des composants connexes, des équipements connectés, ainsi que les déformations possibles des conduites.

### 2- Généralité sur un système de tuyauterie (Piping)

La tuyauterie est un ensemble de tuyaux, de raccords, de vannes, d'instruments et de composants spécialisés.

La tuyauterie est divisée en trois catégories principales :

- Les tuyaux de grand diamètre comprennent généralement les tuyaux d'un diamètre supérieur à deux pouces.
- Les tuyaux de petit diamètre comprennent généralement les tuyaux d'un diamètre inférieur ou égal à deux pouces. On les appelle Tubing ; sont dédiés généralement au drainage des équipements ou bien au raccordement avec les instruments.
- Les tubes sont fournis dans des tailles allant jusqu'à quatre pouces de diamètre, mais l'épaisseur de leur paroi est inférieure à celle des tubes de grand ou de petit diamètre et ils sont généralement assemblés par des raccords à compression.

#### Alors, par définition

On dit Tube pour n'importe quel machin tubuleux qui transports des fluides avec une épaisseur adéquate à son diamètre, installé et choisi sans calcul mais plutôt ce qui dispo sur marché par contre, lorsqu'on utilise le mot Pipe c'est directement lié au transport des hydrocarbures liquides et gazeux. Ce qui fait le choix de ce dernier et basé sur des données process et son épaisseur est calculé selon des normes et décrets sévères.

NB : pour les pipes ; la règle de multiplier le diamètre extérieur (OD) fois 25.4mm pour convertir de L'inch au millimètre n'est pas applicable, par contre en calcul de tube est applicable.

Exemple : tube OD 1" = 25.4 mm mais Pipe OD 1"= 33.4mm.

#### Le système de tuyauterie comprend

- Pipe;
- Les raccords, comme les coudes, branchement, brides, reducteurs, Boulons et joints ;
- Robinets ; et,
- Les supports de tuyauterie.

### Importance de l'ingénierie de tuyauterie

- Maintenir la différence de pression ( $\Delta p$ ) ;
- Maintenir la différence de température ( $\Delta t$ ) ;
- Maintenir le débit ( $\Delta q$ ) ; et,
- Assurer la protection des personnes et des biens.

### 3- L'objectif de l'analyse de flexibilité des systèmes de tuyauterie

L'analyse des contraintes est importante dans la conception d'un système de tuyauterie, en garantissant la sécurité des composants raccordés et des équipements associés et d'éviter la défaillance prématurée des systèmes de tuyauterie en maintenant les contraintes dans des limites admissibles. Alors l'analyse de flexibilité sert à :

- Évaluer la souplesse et la rigidité de la tuyauterie.
- Déterminer les valeurs maximales des contraintes, déformations et restrictions.
- Vérifier que les contraintes des différents composants de la tuyauterie respectent les normes en vigueur.
- Sélectionner les supports appropriés pour assurer des charges et des mouvements corrects et sécurisés.
- Assurer l'étanchéité des tuyauteries pour éviter les fuites.
- Sélectionner des matériaux adaptés aux exigences de résistance et de durabilité.

En général, le but de l'analyse de flexibilité peut être résumé en deux grandes catégories :

- **Assurer l'intégrité structurelle** : cela implique le calcul des contraintes dans le tuyau en raison de toute la conception de charges. Les procédures nécessaires sont prises pour maintenir le stress dans le code limite permis. Ce contrôle de contrainte selon les codes est dans le but d'assurer que les ruptures ou les fissures ne se produiront pas dans la tuyauterie.
- **Maintenir l'opérabilité du système** : un système de tuyauterie peut être modéliser avec une conception adéquate, mais il peut avoir des problèmes dans l'équipement de raccordement. Fuite de bride « flanges leakages », contrainte calculée élevée par rapport aux charges admissibles de tuyauterie sur les équipements sont parmi de ces problèmes. Le travail requis pour maintenir l'opérabilité du système est généralement beaucoup plus nécessaire pour assurer l'intégrité structurelle.

### 4- Codes de construction

#### ➤ ASTM

L'ASTM (American Society for Testing and Materials), maintenant connue sous le nom d'ASTM International, est une organisation internationale qui élabore et publie des normes techniques pour diverses industries. Ces normes couvrent des domaines tels que les matériaux, la construction, les produits chimiques, l'énergie, l'environnement, les dispositifs médicaux et les normes de sécurité.

Les normes ASTM sont largement utilisées dans l'industrie pour garantir la qualité, la sécurité et la conformité des produits, des matériaux et des processus. Elles fournissent des spécifications techniques, des méthodes d'essai et des lignes directrices de conception. Bien que les normes ASTM soient généralement volontaires, de nombreuses industries choisissent de s'y conformer pour assurer la qualité et la fiabilité de leurs produits.

### ➤ **ASME B31.3 (Process piping)**

La norme ASME B31.3 joue un rôle essentiel dans l'industrie en fournissant des lignes directrices pour la conception, la construction, l'inspection et la maintenance des systèmes de tuyauterie industrielle. Elle est développée et mise à jour par ASME. Cette norme est spécifiquement axée sur les systèmes de tuyauterie des usines chimiques et des raffineries de pétrole, et elle est largement utilisée dans de nombreux secteurs.

Son objectif principal est de garantir la sécurité et l'intégrité des systèmes de tuyauterie en évitant les fuites, les défaillances et les accidents. Elle prend en compte plusieurs facteurs importants tels que la pression, la température, les matériaux et l'analyse des contraintes lors de la conception des tuyauteries.

La conformité à la norme ASME B31.3 est une exigence légale et réglementaire dans de nombreuses industries, et elle est essentielle pour assurer la sécurité des travailleurs et du public. En respectant les dispositions de cette norme, on peut minimiser les temps d'arrêt et les coûts de maintenance des systèmes de tuyauterie.

## **5- Les contraintes en tuyauterie**

Selon le code ASME B31.3, les contraintes auxquelles un système de tuyauterie est soumis sont existées en trois types de charges différents à prendre en compte dans les analyses de contraintes. Ces cas de charge sont les suivants :

- Les charges soutenues ou continue - y compris le poids et la pression.
- Les charges occasionnelles - y compris le vent, la neige, les charges sismiques et la décharge de la soupape de sûreté (PSV).
- Les charges d'expansion - y compris l'expansion et la contraction thermiques.

### **5-1- Les charges soutenues**

Les charges soutenues sont la somme des charges de poids propre, des charges axiales causées par la pression interne et d'autres charges axiales appliquées qui ne sont pas dues à la température et aux accélérations telles que le des équipements, les accessoires et le poids du fluide véhiculé. ASME B31.3, la contrainte de maintien admissible est indiquée dans la section 302.3.5

Sa limite établie :

$$S \leq S_h \times W$$

Où :

W : le facteur de réduction de la résistance du joint de soudure.

### a- Cisaillement

Pour les contraintes de cisaillement, la tension maximale sur la surface du tuyau, est donnée par (ASME B31.3) :

$$\tau = S_t = \frac{M_t}{2Z}$$

Avec Z est le module de section.

### b- Flexion

La contrainte de flexion agissant sur deux plans différents peut être combinée ; Conséquemment, la contrainte de flexion combinée  $S_b$  agissant sur la direction longitudinale est donnée par (ASME, B31.3)

$$S_b = \sqrt{I_i M_i + (I_o M_o)^2} / Z$$

Où :

- $M_i, M_o$  : respectivement les moments de flexion des plans intérieur et extérieur.

- $I_i$  et  $I_o$  : respectivement les facteurs d'intensité de contraintes des plans intérieur et extérieur.

L'analyse de flexibilité se fait par la comparaison entre l'effet combiné des tensions multidimensionnelles et la contrainte admissible.

## 5-2- Les charges thermiques ou charges d'extension (secondaires)

Lorsqu'une tuyauterie fonctionne à une température différente de celle de son installation, elle se dilate où se contracte. Si elle est contrainte par des supports et des ancrages, ces mouvements thermiques génèrent des tensions. En revanche, si elle est libre de se dilater ou de se contracter, ces tensions peuvent se dissiper. La clé réside donc dans la flexibilité de la tuyauterie.

La dilatation thermique affecte principalement la tuyauterie dans la direction axiale (longitudinale). Elle peut être calculée à l'aide de l'intégrale exposée :

$$\Delta = L \int_{T_{cold}}^{T_{hot}} \alpha dT$$

$\Delta$  : est la dilatation thermique dans la direction spécifiée par la longueur

L : est la longueur du tube dans la direction considérée

$\alpha$  : est le coefficient de dilatation thermique

T : est la température du tuyau.

Dans le cas de l'ASME B31.3, les contraintes causées par la dilatation thermique doivent satisfaire la condition suivante :

$$S \leq S_A$$

Où :

$$S_A = f (1.25 S + 0.25 S_h)$$

Ou alors : Si  $S_h > S_L$

$$S_A = f (1.25 S_C + S_h - S)$$

Dans les deux cas :

- $f$  : le facteur de réduction des contraintes, défini par le code.
- $S_A$  : la contrainte admissible.

L'effet de traction combiné  $S$ , également appelé contrainte de dilatation, s'obtient en utilisant le critère de Tressa (ASME B31.3) :

$$S = \sqrt{S_b^2 + 4S_t^2}$$

### 5-3- Les charges occasionnelles

Celles-ci sont causées par des événements non continues, occasionnels, qu'ils soient rares ou communs tels que les coups de bélier, les tremblements de terre et le vent.

Pour la norme ASME B31.3, la limite de contrainte occasionnelle admissible est indiquée dans la section 302.3.6.

$$S_L + S_{oc} < 1.33 S_h$$

- $S_{oc}$  : les contraintes produites par des charges occasionnelles.
- $S_L$  : la somme des contraintes longitudinales, dues à des charges soutenues.
- $S_h$  : La contrainte admissible à la température de fonctionnement.

## 6- Les modes de défaillance d'un système de tuyauterie

Un système de tuyauterie est souvent construit à partir des tuyaux en acier soudés bout à bout ou bridés et soumis à différentes sollicitations durant l'exploitation les pipes peuvent faillir selon différents mode et mécanisme :

### 6-1- La rupture statique

Survient lorsque la contrainte dans le matériau dépasse sa résistance statique, c'est-à-dire sa capacité à supporter une charge sans se déformer de manière permanente.

En général la rupture statique est divisée en deux catégories :

#### 6-1-1- La rupture ductile

L'endommagement du système est dû à des déformations excessives provoquées par des charges intensives qui lui sont appliquées, il fait apparaître des déformations plastiques généralisées qui causent des taux d'allongement ou de contraction considérables.

#### 6-1-2- La rupture fragile (rupture brutale)

Elle se présente dans le cas où le matériau ne produit pas des déformations plastiques.

C'est un type particulièrement dangereux, car un léger impact se traduit directement par un stress très élevé provoquant des dommages non prévisibles tel que l'éclatement soudain du système de tuyauterie.

### 6-2- La rupture de fluage

Quand un système de tuyauterie est exposé à une température élevée et soumis à une charge constante, il subit un phénomène de déformation continue et irréversible appelée fluage. Ce phénomène se produit même si la charge appliquée est inférieure à la limite de rupture du matériau à froid.

Le métal s'allonge plastiquement et finit par se rompre, ce qui peut avoir des conséquences graves pour la sécurité et l'intégrité du système.

#### Plusieurs éléments influencent ce phénomène

-Température : Le fluage est plus fréquent à des températures élevées.

-Charge : Plus la charge est importante, plus le risque de fluage est élevé.

-Durée d'exposition : Plus la durée d'exposition à la charge et à la température est longue, plus le risque de fluage est élevé.

-Type d'acier : La résistance au fluage varie selon le type d'acier.

### 6-3- Rupture due à l'instabilité du système

Le système de tuyauterie peut faillir à cause des défauts d'instabilités provoqués par la pression externe. Les deux types d'instabilités les plus rencontrés sont :

- L'instabilité élastique qui se présente le plus souvent sous forme de flambage,
- L'instabilité plastique qui apparaît dès que le chargement dépasse la plage correspondant à la déformation excessive, et ne peut plus augmenter.

### 6-4- Rupture due à la fatigue

Le système peut se ruiner sous une contrainte inférieure à la valeur de la charge de Rupture du matériau. Pour les tuyauteries, il s'agit de la fatigue Oligo-cyclique ou fatigue plastique à un petit nombre de cycles.

Un matériau, soumis à des contraintes qui provoquent des déformations plastiques alternées de traction et compression, risque la fissuration puis la rupture par fatigue.

Aussi, les contraintes dues aux gradients ou aux variations brusques de températures à travers la section transversale du tuyau, induit par un écoulement stratifié ou au soufflage du fluide à basse température considérée significative, sont une cause de la rupture par fatigue.

### 6-5- Rupture provoquée par la corrosion

La corrosion est un phénomène qui dépend essentiellement du métal, des traitements thermiques et de surface et l'action des sollicitations dues au contact avec le fluide.

L'intensification du stress dans les petites fosses corrodées réduit considérablement la résistance du système de tuyauterie jusqu'à atteindre une certaine limite où le matériau devient instable, incapable de résister à la pression de conception.

## 7- Résolution technique contre les sollicitations

Un système de tuyauterie doit être flexible, afin de garantir le bon fonctionnement malgré les diverses sollicitations auxquelles elle est soumise. Donc il est essentiel d'établir différents types de liaisons entre la tuyauterie et les structures environnantes. Ces liaisons assurent que la tuyauterie reste solidement attachée et fonctionne de manière optimale pendant une période donnée, et qui couvrent tous les scénarios possibles, qu'il s'agisse de la dilatation thermique, des charges soutenues, des charges occasionnelles et des efforts dynamiques.

Alors pour assurer la flexibilité et le bon fonctionnement du système, on procède à :

### 7-1- Résolution technique contre les charges soutenues

C'est par l'ajout des supports verticaux pour porter le poids mort et supportes verticalement le système et éviter les effondrements.

#### 7-1-1- Les supports

Un support de tuyauterie est un élément conçu pour transférer la charge d'une tuyauterie vers un support porteur. Cette charge inclut :

- Le poids propre de la tuyauterie.
- Le poids du fluide transporté.
- Le poids des accessoires tels que les vannes, les instruments et l'isolation.

#### 7-1-2- Fonctions principales des supports de tuyauterie

Ancrage : Empêcher le mouvement de la tuyauterie dans toutes les directions.

Guidage : Contrôler le mouvement de la tuyauterie dans des directions spécifiques.

Absorption des chocs : Atténuer les vibrations et les chocs transmis à la tuyauterie.

Support de la charge : Soutenir le poids de la tuyauterie et de son contenu.

#### 7-1-3- Types de supports de tuyauterie

On distingue deux familles de supports :

##### A. Le support élastique

Dont la réaction varie linéairement avec la position de la tuyauterie, destiné à reprendre tout ou une partie des effets de la composante verticale des efforts.



Figure 4-1: Le support élastique.

**B. Le support à portance constante**

Dont la réaction, qui est égale au poids de la portion de tuyauterie à supporter, ne varie pratiquement pas, quelle que soit la position verticale de la tuyauterie qui est fonction de la dilatation.

**Exemple de types de supports en tuyauterie**

**1- Support simple**

Les supports d'appui ou simples sont des supports qui maintiennent la tuyauterie dans une position fixe, sans empêcher son déplacement dans une direction particulière. Ils permettent le mouvement libre de la tuyauterie dans au moins une direction.

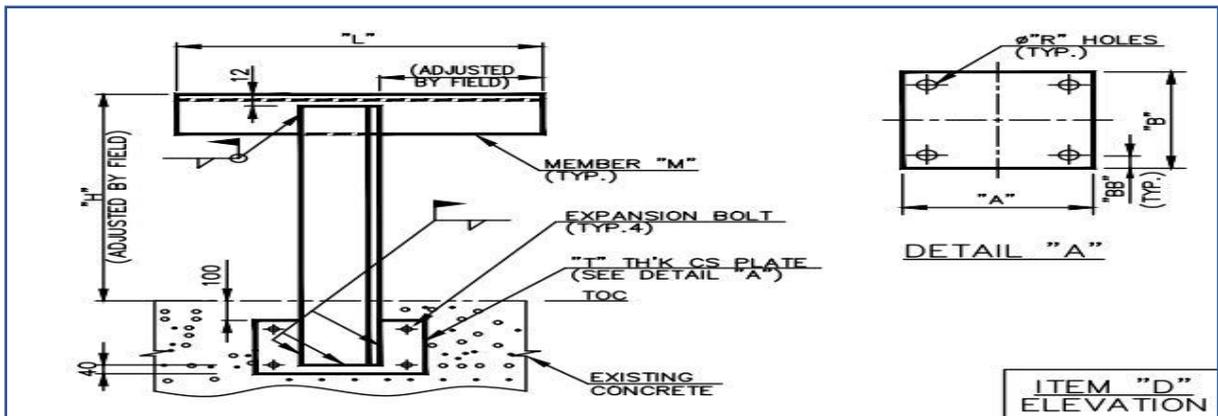


Figure 4-2 : Le support simple.

**2- Guides**

Les supports guides sont utilisés pour maintenir la tuyauterie dans une position latérale spécifiée. Ils permettent le mouvement axial de la tuyauterie tout en la guidant dans une direction donnée perpendiculaire à l'axe de la conduite.

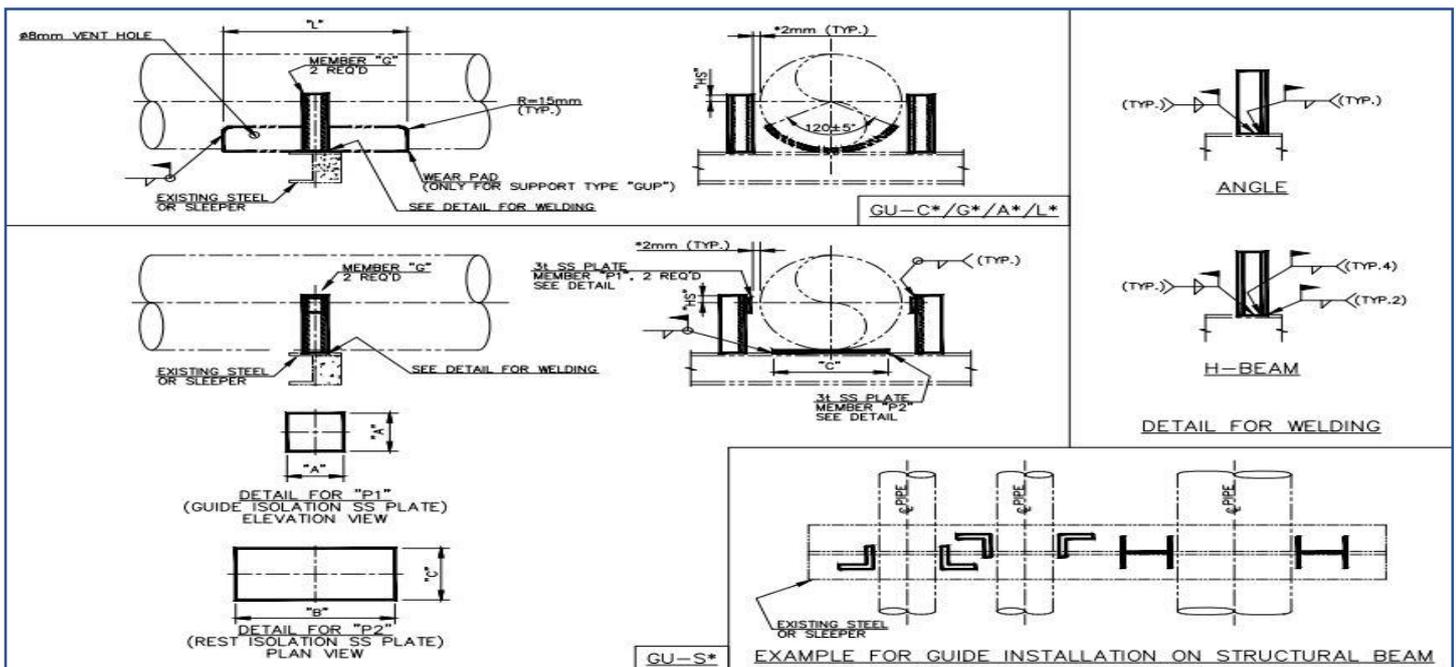


Figure 4-3 : Le support guide.

### 3- Colliers

- Fixés directement sur la tuyauterie à l'aide de boulons ou de brides.
- Peuvent être rigides ou flexibles.
- Les colliers rigides sont utilisés pour les applications où le mouvement de la tuyauterie est minime.
- Les colliers flexibles sont utilisés pour les applications où la tuyauterie est sujette à des vibrations ou des dilatations thermiques.

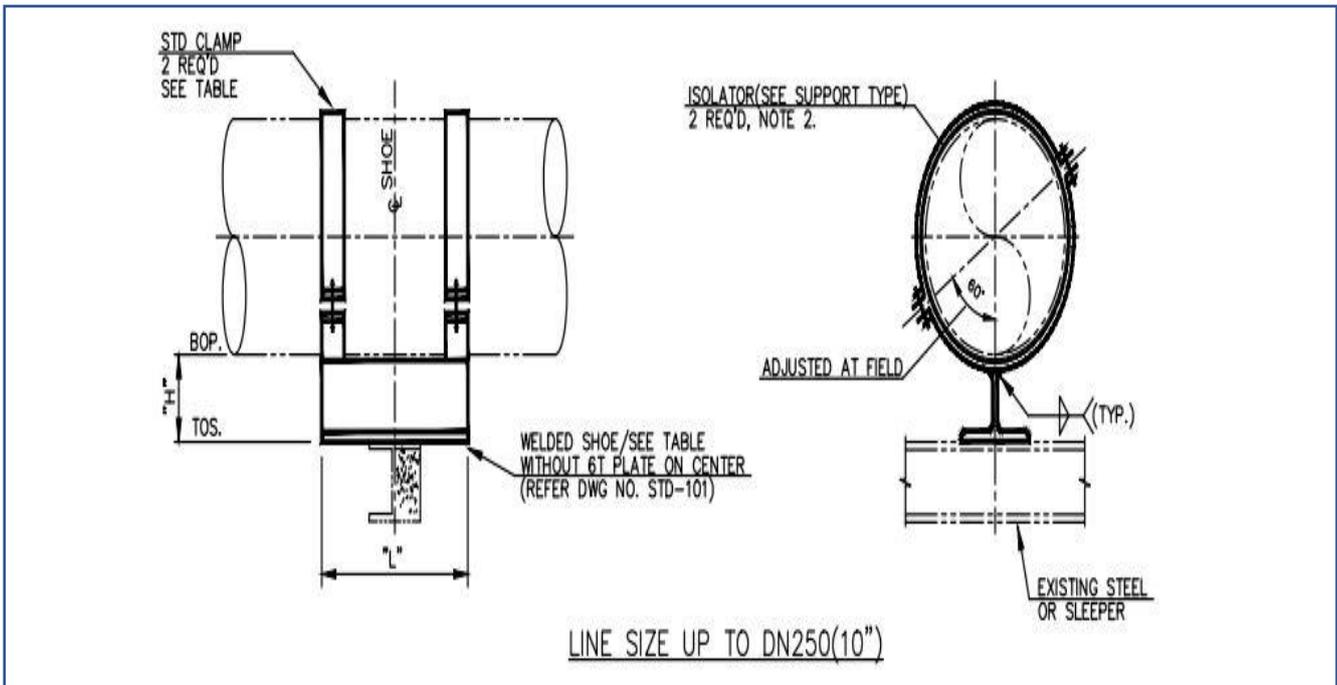


Figure 4-4 : Le collier.

### 4- Les stoppeurs (Limite)

Les supports de type "Limite" ou "Butée" bloquent complètement le mouvement axial de la tuyauterie dans une direction spécifique. Ils agissent comme des points d'arrêt physiques qui empêchent tout déplacement de la conduite dans cette direction axiale.

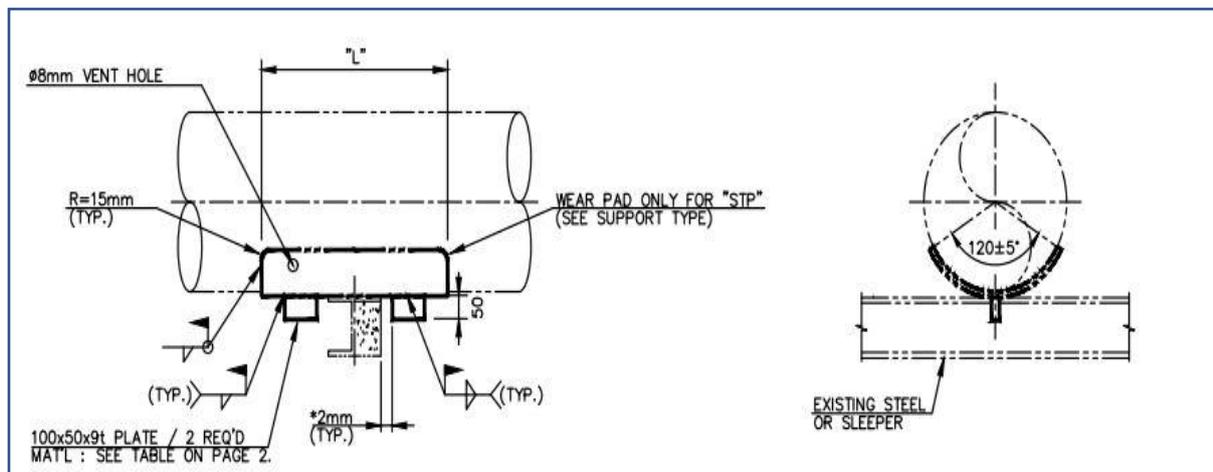


Figure 4-5 : Le stoppeur.

### 7-1-4- Détermination de l'emplacement du support de tuyauterie

L'emplacement du support de tuyauterie est décidé en fonction de nombreux facteurs et considérations tels que la taille des tuyaux, la configuration du système de tuyauterie, l'emplacement des composants lourds et la disponibilité de la structure de support. Les considérations suivantes s'appliquent à l'emplacement des supports de tuyauterie :

- Les supports ne doivent pas être placés sur les vannes, les brides ou tout autre composant de la tuyauterie. (Mais il existe des pieds de supportage des vannes (en métal) qui seront vissés sur les brides des vannes et fixés sur la platine sur le massif en béton).
- Les supports doivent être placés sur la tuyauterie aussi près que possible des composants lourds du système de tuyauterie.
- Aux endroits où les mouvements verticaux sont minimales.
- Sur les sections de tuyauterie qui ne nécessitent pas le retrait ou la déconnexion du support pendant la maintenance de l'équipement.
- Les supports doivent être placés aussi près que possible des changements de direction de la tuyauterie.
- Pour les conduites reliées à des pompes, le premier support de la conduite doit être relié à une fondation civile commune.
- Pour les contraintes, l'emplacement du support de la ligne critique doit être considéré comme une analyse des contraintes.

### 7-2- Résolution technique contre la dilatation thermique et la contraction

L'utilisation de divers outils et techniques permet de concevoir des systèmes flexibles et résistants aux variations dimensionnelles causées par la dilatation et la contraction thermique. Cela inclut l'utilisation de compensateurs de dilatation, de boucles de tuyaux, de changements de direction, d'ancrages et de supports flexibles, ainsi qu'une conception et des calculs adaptés.

#### 7-2-1- Compensateurs de dilatation

Également appelés joints de dilatation, sont des dispositifs flexibles installés dans les systèmes de tuyauterie pour absorber les mouvements thermiques. Ils permettent aux tuyaux de se dilater et de se contracter librement sans exercer de contraintes excessives sur les autres composants du système. L'élément vital d'un compensateur est le soufflet, qui se caractérise par sa flexibilité. Ce soufflet est constitué d'ondulations dont le profil autorise un mouvement axial et/ou de flexion.

Principalement utilisé quand l'espace est réduit (insuffisant pour la création de boucles), ou pour sécuriser les boucles à grand diamètre de matériaux couteux.



Figure 4-6 : Joints de dilatation.

### 7-2-2- Boucles de tuyaux

Également appelés Lyres de dilatation, consistent à ajouter des sections supplémentaires de tuyau perpendiculairement à la section d'origine, pour absorber la dilatation et compression, Elles sont souvent utilisées dans les systèmes où la dilatation thermique est importante.

Ces boucles permettent aux tuyaux de se déplacer et de se dilater sans créer de tensions excessives

Les boucles de tuyaux sont plus simples que les joints de dilatation qui sont plus complexes, qui sont simplement des tronçons de tuyau. De plus, les joints de dilatation nécessitent un entretien et une maintenance en raison de leur sensibilité à la fatigue. Pour ces raisons, il est souvent préférable de concevoir des boucles de tuyauterie pour augmenter la flexibilité des systèmes plutôt que d'utiliser des joints de dilatation.

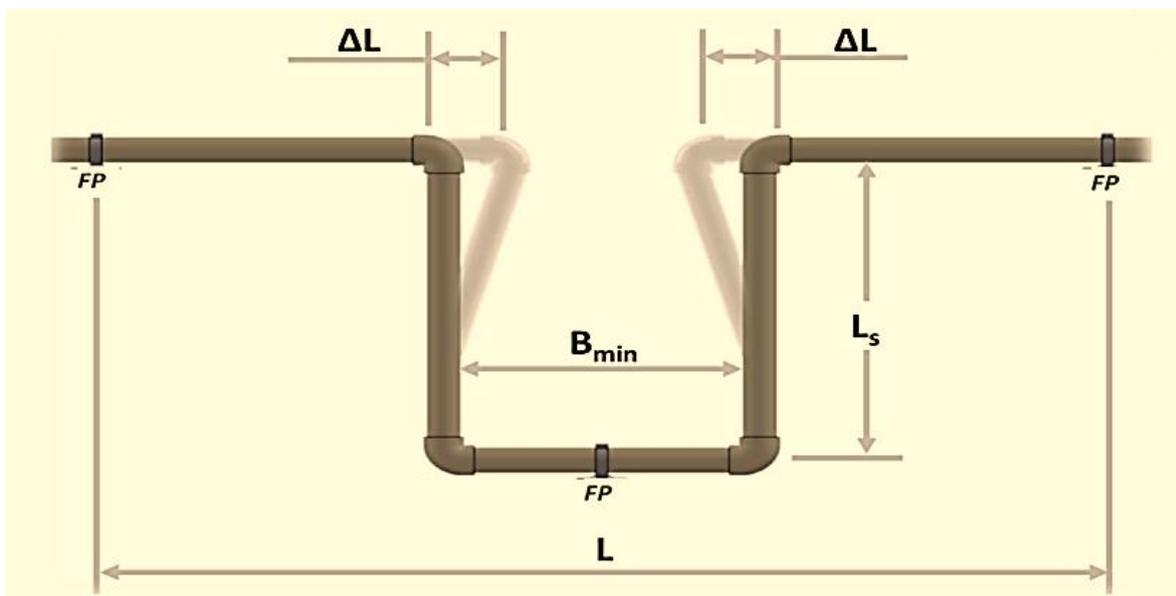


Figure 4-7: Boucle de dilatation.

### **7-2-3- Changements de direction**

Les changements de direction dans les systèmes de tuyauterie, tels que les coudes et les coudes à rayon long, peuvent également aider à compenser la dilatation thermique. En permettant aux tuyaux de changer de direction, ces éléments offrent une certaine flexibilité pour absorber les mouvements thermiques.

### **7-2-4- Ancrages et supports flexibles**

D'ancrages et de supports flexibles peut aider à contrôler la dilatation thermique et la contraction des systèmes de tuyauterie. Ces dispositifs permettent aux tuyaux de se déplacer légèrement tout en maintenant leur position générale.

### **7-2-5- Calculs et conception appropriés**

Une résolution technique efficace contre la dilatation thermique et la contraction nécessite une analyse et une conception appropriées du système de tuyauterie.

Les calculs précis prennent en compte les variations de température, les matériaux utilisés, les longueurs de tuyaux et d'autres facteurs pertinents pour garantir une gestion adéquate des contraintes.

## **7-3- Résolution technique contre les charges occasionnelles**

Les systèmes de tuyauterie sont protégés contre les forces horizontales du vent en fixant des supports latéraux. De plus, pour prévenir les dommages causés par les mouvements verticaux lors d'un séisme, des supports de repos sont utilisés. Ces supports sont conçus pour résister aux contraintes verticales et latérales. Ainsi, ils assurent la protection de la tuyauterie contre les mouvements horizontaux et verticaux.

## **8- Conclusion**

Ce chapitre a examiné les contraintes mécaniques et les défis auxquels sont soumis les systèmes de tuyauterie dans les réseaux gaziers, en mettant l'accent sur l'analyse de flexibilité pour prédire leur comportement sous diverses charges. Il a présenté les principaux codes de construction, tels que l'ASME B31.3 et l'ASTM, essentiels pour assurer la sécurité et la performance. Les différents types de contraintes, les modes de défaillance potentiels, et les solutions techniques comme les supports et compensateurs de dilatation ont été discutés pour garantir l'intégrité et la fiabilité des systèmes de tuyauterie.

# **Chapitre 5**

## **Flow Assurance-**

### **Résultats et**

### **Discussion**

### 1- Introduction

Dans le cadre de notre projet de fin d'études portant une première partie sur le calcul hydraulique, une étude de flow assurance a été menée sur un réseau de collecte de gaz composé de dix puits. Cette analyse vise à garantir la continuité et l'efficacité du transport du gaz depuis les puits jusqu'au point de traitement, tout en minimisant les risques d'obstructions et de défaillances.

L'objectif principal de cette étude est d'identifier et de mitiger les divers défis liés à l'écoulement, tels que l'hydrate de gaz, la formation de paraffines, la corrosion, et l'érosion, qui peuvent compromettre l'intégrité du réseau de collecte. En assurant que le flux de gaz demeure stable et sans entrave, nous nous assurons également que les installations fonctionnent de manière optimale et en toute sécurité.

Cette étude met en avant les meilleures pratiques et les solutions technologiques actuelles pour maintenir la performance du réseau, en tenant compte des variabilités thermiques et de pression inhérentes au système. Ainsi, nous pouvons concevoir et gérer un réseau de collecte qui non seulement répond aux normes de conformité, mais qui aussi prolonge la durée de vie des équipements.

### 2- Définition du Flow-assurance

L'assurance du débit (flow assurance) consiste en une approche rentable pour produire et transporter les fluides depuis le gisement jusqu'à une installation de traitement. Lors de la production et du transport du pétrole brut et gaz, la connaissance des propriétés des fluides et des conditions d'exploitation est essentielle pour prévenir la formation et le dépôt de solides et liquides indésirables surtout dans les points bas (par exemple : les hydrates, les condensats, les huiles de lubrifications et l'eau libre pour le cas des gazoducs, ainsi les paraffines, les asphaltènes les dépôts de boue pour le cas des oléoducs) Dans les cas de températures et de pressions extrêmes.

### 3- Logiciels utilisés en Flow-Assurance

#### 3-1- Généralité sur le logiciel Olga

Le simulateur dynamique d'écoulement multiphasique OLGA modélise les écoulements permanents ou les écoulements transitoires afin de maximiser la qualité de l'écoulement et le potentiel de production.



Figure 5-1 : Le logiciel OLGA version 2017.2.0

Le logiciel OLGA utilise les données de production pour révéler le comportement d'écoulement multiphasique des puits, des pipelines et du réseau en temps réel ainsi que pour obtenir des informations essentielles sur les variables critiques de l'exploitation, telles que la distribution des liquides, les pressions et les températures des pipelines, les débits et les profils de rétention. OLGA possède des capacités très spécifiques permettant d'obtenir des résultats précis dans des conditions de production et de terrain changeantes, afin de faciliter la prise de décision opérationnelle et l'optimisation de la production et de déterminer les stratégies d'atténuation de risque.

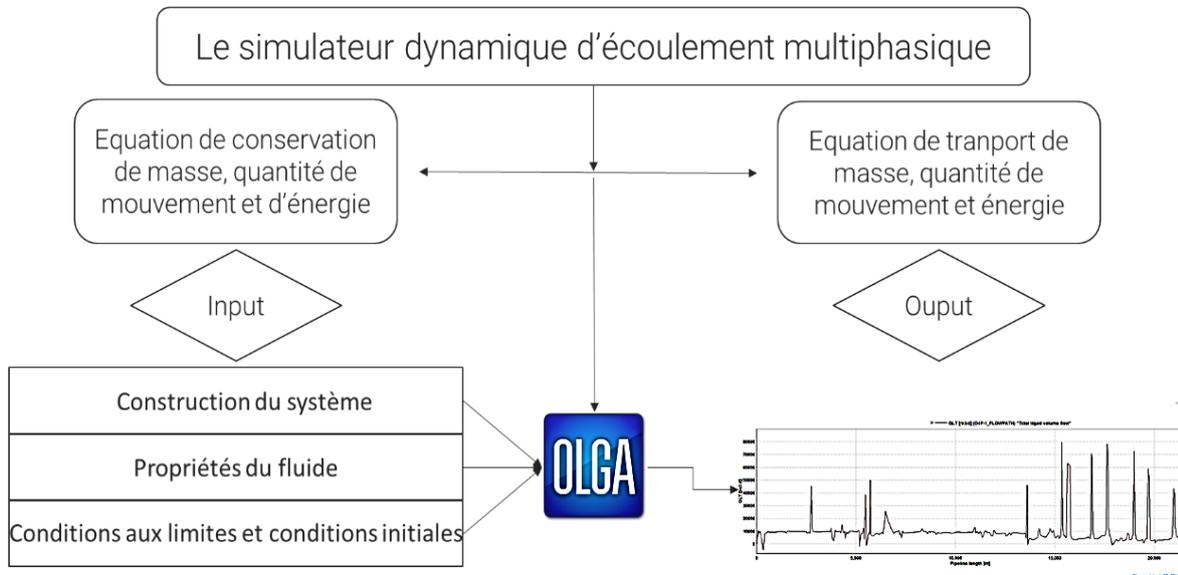


Figure 5-2 : Étapes du processus de simulation par OLGA

La modélisation transitoir est un élément essentiel dans les études de faisabilité et de conception dans le domaine pétrolier et est utilisée dans les développements « Offshore » et « Onshore » pour étudier le comportement transitoire des pipelines et des puits de forage pour toute configuration de puits et systèmes de pipelines avec divers types d'équipements.

Le logiciel fournit également des applications clés de simulation d'écoulement pour :

- Manipuler des liquides ;
- Dimensionner les séparateurs et les récupérateurs de boues ; Gérer les solides (les hydrates et la cire) ;
- Simuler les procédures opérationnelles clés, y compris le démarrage, l'arrêt et le raclage ;
- Modéliser la planification d'urgence (densité et débit de la boue d'extinction Pour le contrôle des éruptions) ; et,
- Évaluer les risques environnementaux complexes de forage en eau profonde.

La version de base du simulateur dynamique d'écoulement multiphasique Olga fourni les modules optionnels suivants :

- Les fluides complexes ;
- Suivi des compositions du fluide (multiflash) ;
- Corrosion;
- FEM therm;
- Cinétique des Hydrates;
- Suivi des inhibiteurs ;
- Les pompes ;
- Interface du plugin ;
- Suivi des slug (slug tracking) ;
- Réglage ;
- Cire (wax) ; et,
- Puits.

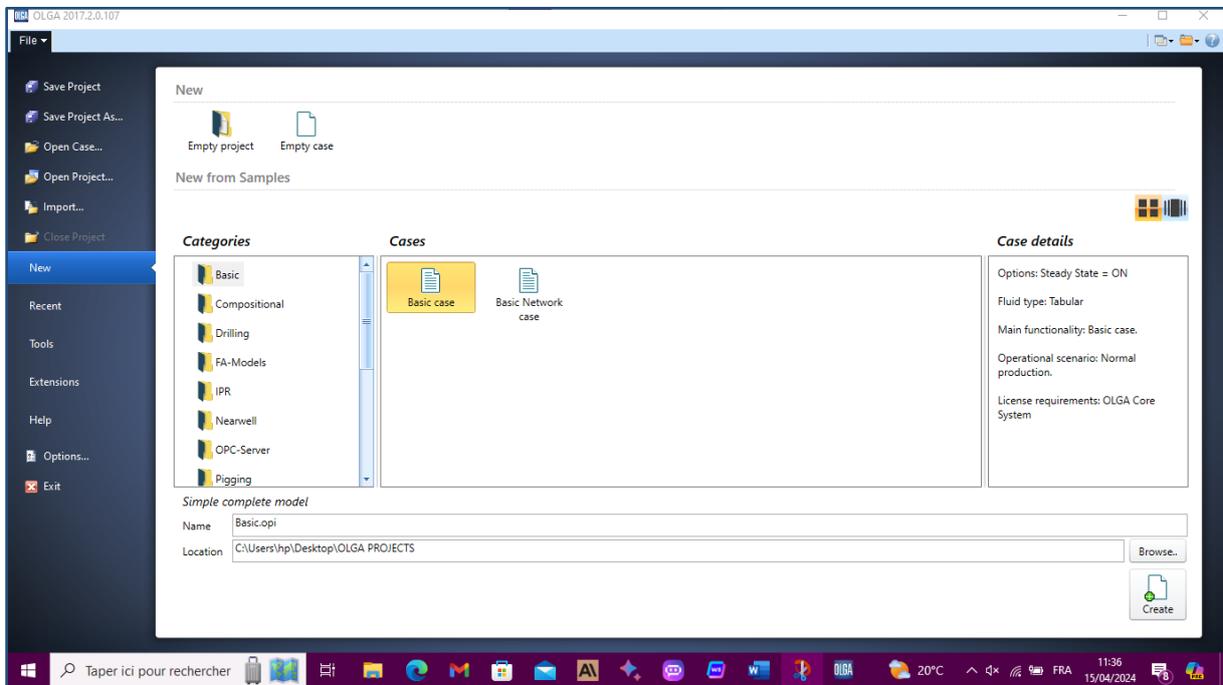


Figure 5-3 : File menu d'OLGA.

### ❖ Les équations qui régissent l'écoulement dans OLGA

Dans l'approche OLGA, les équations régissant l'écoulement décrites dans les équations de transport, contiennent un certain nombre de quantités indéterminées, par exemple, des coefficients de friction et des termes de transfert de masse. Le traitement de ces quantités est déterminé par l'écoulement, ou plus précisément par le régime d'écoulement [25].

Le modèle thermo hydraulique de OLGA est basé sur un ensemble d'équations :

- **Equation de conservation de la masse**

Pour un écoulement triphasé standard, cinq champs de masse sont pris en compte : masse de la phase gazeuse, masse de l'huile dans les couches liquides, masse de l'eau dans les couches liquides, masse de gouttelettes d'huile dans le gaz et masse des gouttelettes d'eau dans le gaz - qui donne cinq équations de transport de la masse. Les seuls termes de transfert de masse pris en compte sont ceux qui régissent l'entraînement et le dépôt de gouttelettes, ce qui donne les cinq équations de transport de masse. Les autres dispersions et la distribution de masse entre les phases sont données instantanément en fonction des conditions actuelles.

$$\frac{\partial \rho u}{\partial x} = 0$$

- **Equation de conservation de la quantité de mouvement**

Dans un écoulement triphasique, 03 quantités de mouvement sont considérées : une pour le gaz, une pour l'huile et une pour l'eau.

$$\frac{\partial \rho u^2}{\partial x} = -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\lambda}{Di} \frac{\rho u^2}{2} + \rho g \cos \alpha$$

- **Equation de la conservation de l'énergie** [25]

$$\frac{\partial \rho u E}{\partial x} = \frac{4}{Di} U_0 (T - T_e)$$

### 3-2 Description du logiciel Multiflash

#### 3-2-1- Définition

Est un système puissant et polyvalent de modélisation des propriétés physiques et des équilibres de phase. Il peut être utilisé comme programme autonome ou en association avec d'autres logiciels.

Multiflash peut fournir :

- Toutes les propriétés thermodynamiques et de transport nécessaires aux études d'ingénierie.
- Caractérisation complète des fluides et mise au point de modèles pour les fluides pétroliers.
- Calculs flash pour déterminer les phases présentes dans des conditions spécifiques, ainsi que leur type, leur composition et leur quantité.
- Enveloppes de phase complètes, montrant les limites de phase et les points critiques.
- Modélisation de la formation des solides, y compris les solides purs, les écailles d'halogénure, les hydrates, les cires et les asphaltènes.



Figure 5-4 : Logiciel du Multiflash version 6.1.

### 3-2-2- L'interface de multiflash

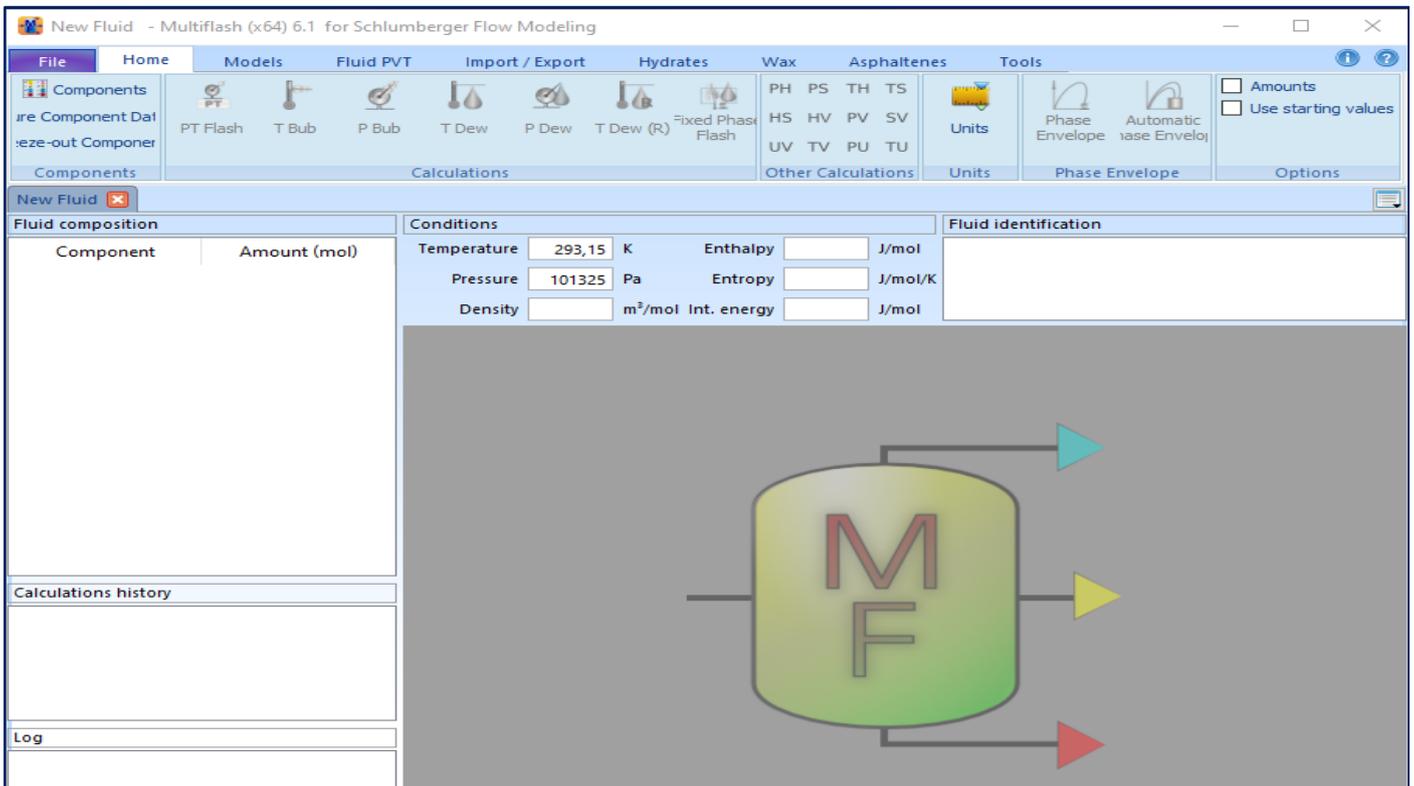
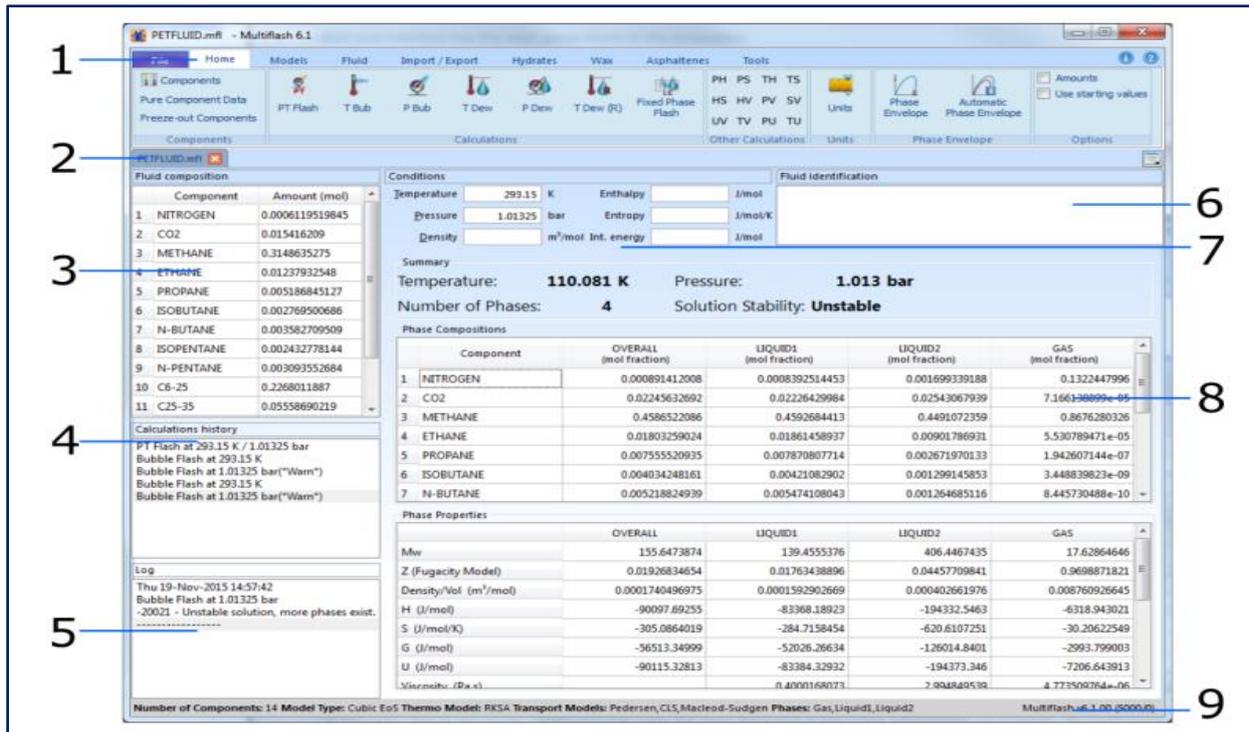


Figure 5-5 : L'interface de logiciel de Multiflash.

❖ Description de l'interface

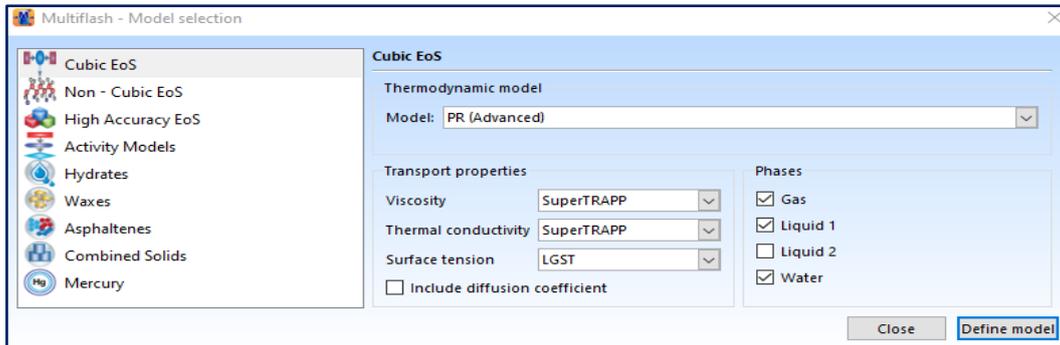


	Description
1	Le ruban permet d'accéder à toutes les fonctions disponibles dans l'interface utilisateur. Les fonctions connexes sont regroupées sur chaque ruban.
2	Chaque onglet contient un problème Multiflash distinct. L'onglet en cours est celui sur lequel toutes les fonctions sont exécutées.
3	Le panneau « Fluid composition » indique le nom et la quantité de chaque composant qui constitue le fluide étudié. Vous devez saisir la composition d'un fluide avant de pouvoir effectuer un calcul. Vous pouvez modifier la quantité d'un composant à tout moment en cliquant sur la valeur et en tapant la nouvelle quantité dans les unités spécifiées dans l'en-tête de la colonne.
4	Le panneau « calculations history » affiche chaque calcul effectué sur le fluide. Si vous cliquez sur un calcul, les résultats de ce calcul apparaissent dans la zone Résultats.
5	Le panneau « log » affiche des messages d'avertissement et d'erreur, accompagnés d'un horodatage et du calcul utilisée
6	Le panneau « Fluid identification » permet d'ajouter des commentaires et des notes. Cela peut être utile pour des références ultérieures.
7	Le panneau « Conditions » permet de spécifier les conditions initiales des calculs Multiflash. Les conditions requises dépendent du calcul. Seules les conditions requises pour le calcul choisi sont utilisées, vous pouvez donc avoir des valeurs pour d'autres conditions
8	La zone Results affiche toutes les valeurs générées par le dernier calcul Multiflash. Il s'agit généralement d'un résumé ainsi que des fractions de phase, de la composition et des propriétés, voir Résultats
9	La zone « The Status Bar » affiche des informations sur le modèle chargé : Nombre de composants, type de modèle principal, modèles de propriétés de transport et phases.

Tableau 5-1 : Description de l'interface de Multiflash.

### 3-2-3- Choix d'un modèle manuellement

1-Sur le ruban 'Model', on clique sur 'Select Model'.



2-Dans la liste, sélectionnant la catégorie de notre modèle souhaité.

3-Si disponible, on choisie le modèle thermodynamique.

4-Si nécessaire, on ajuste les options de propriétés de transport.

5-Cochant la case pour chaque phase que nous souhaitons prendre en compte dans nos calculs.

6-Cliquant sur "Define Model", puis, dans le message, on clique sur "OK".

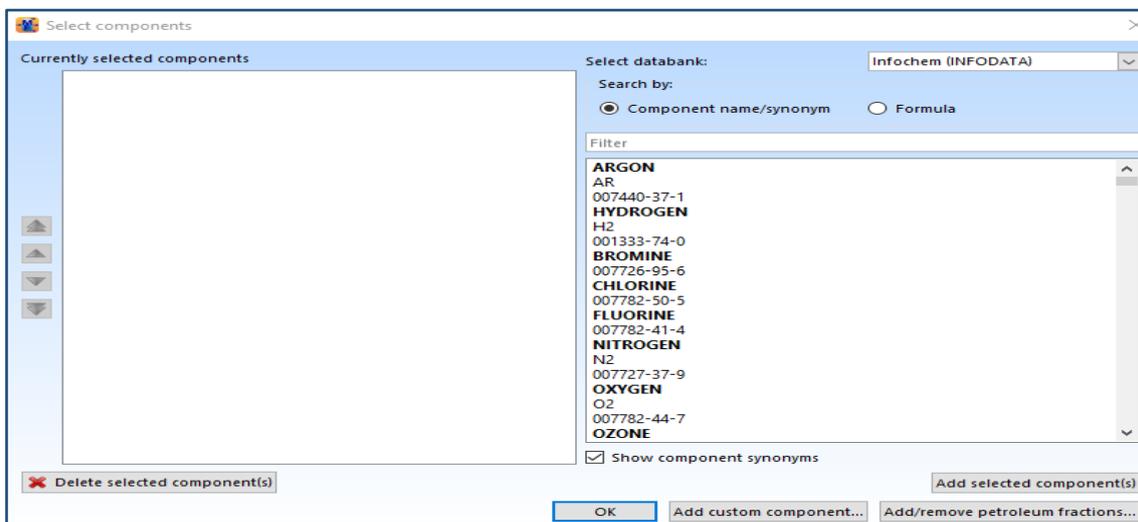
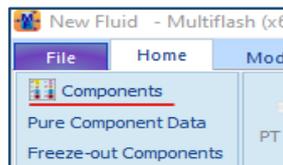
### 3-2-4- Étapes de création et flash d'un fluide dans Multiflash

❖ Pour entrer un fluide dans Multiflash on va suivre les étapes suivantes

1-Création d'un nouveau projet ou ouvrir un projet existant dans lequel on souhaite entrer le nouveau fluide.

2-Dans l'interface du Multiflash, dans le menu "Home", on clique sur "components" :

La boîte de dialogue « the select components » apparaît :



## Chapitre 5 : Flow Assurance- Résultats et Discussion

3-Sous “search by”, on sélectionne une option de recherche, et on saisie le nom/synonyme dans le champ du filtre ou on effectue une recherche par formule :

4-Sélectionnant le composant dans les résultats de la recherche :

5-Pour ajouter le composant à la liste des composants, on clique sur “Add select component(s)”, en suite sur “OK”

6-Si les composants ne figurent pas dans la liste :

- On clique sur ‘add / remove’ petroleum fraction, elle s’affiche une fenêtre.
- Dans la première cellule de colonne ‘Component’ ; on entre le symbole de composant qu’on veut l’additionner.
- En ajoutant leurs données nécessaires.
- On clique sur ‘calculate’ en suite ‘close’.

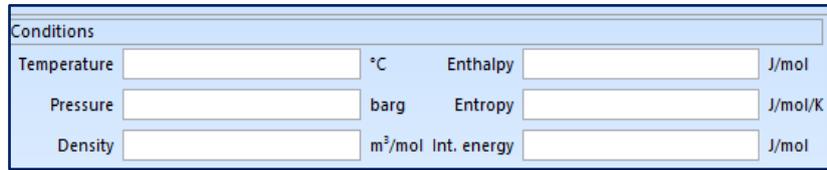
Component	Molecular Weight	Specific Gravity	Carbon No.	Tc (K)	Pc (Pa)	w	Vc (m <sup>3</sup> /mol)	Tb (K)	T of Melt (K)	H of fusion (J/mol)	Parachor
1 C7	95	0,727	7	545,086769	3102034,452	0,315562864	0,000378071	367,8588271	164,649	9332,43	237,296
2 C8											

7-Ajoutant ensuite les fractions molaires de chaque composant.

	Component	Amount (mol)
1	N2	0,667
2	CO2	3,084
3	METHANE	81,897
4	ETHANE	7,638
5	PROPANE	2,908
6	IC4	0,423
7	NC4	0,912

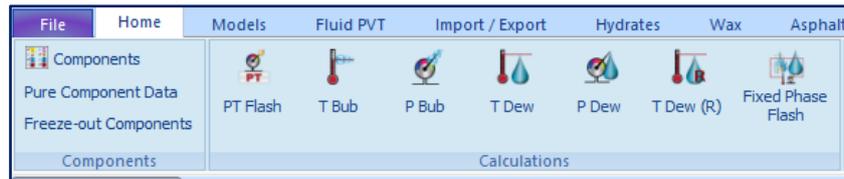
### ❖ Pour flasher un fluide dans Multiflash on va suivre les étapes suivantes

1-Dans l'interface du Multiflash, Ajouter les conditions P, T :



Conditions			
Temperature	°C	Enthalpy	J/mol
Pressure	barg	Entropy	J/mol/K
Density	m³/mol	Int. energy	J/mol

2-Dans le menu 'Home', on clique sur 'PT flash' :

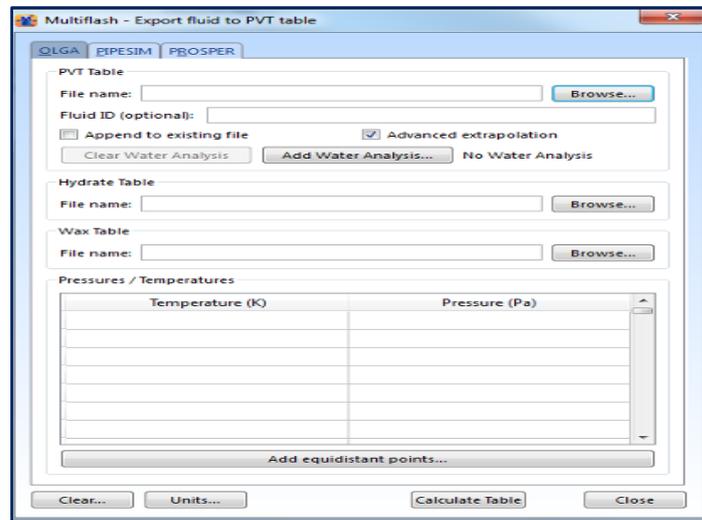


### 3-2-5- Exporter des fichiers OLGA

1-On spécifie le modèle et la composition de fluide.

2-Sur le ruban "Import/Export", on clique sur "PVT Tables".

3-En cliquant sur l'onglet "OLGA" :



Multiflash - Export fluid to PVT table

OLGA PIPESIM PROSPER

PVT Table

File name:  Browse...

Fluid ID (optional):

Append to existing file  Advanced extrapolation

Hydrate Table

File name:  Browse...

Wax Table

File name:  Browse...

Pressures / Temperatures

Temperature (K)	Pressure (Pa)

4-Entrant un nom de fichier d'exportation en tapant ou en utilisant le bouton 'browse'.

5-Spécifiant un ID de fluide.

6-On saisie les valeurs de Pression et de température dans le tableau ; pour lesquelles on souhaite générer des données pour le fichier d'exportation.

7-Cliquant sur 'Calculate table', en suite sur 'Close'.

### 3-3- Construction du système sur OLGA

#### 3-3-1- Composantes du système

Chaque système se caractérise par ses composantes, sur le simulateur OLGA nous avons un large choix de composantes que nous pouvons trouver sur la fenêtre « Components » .

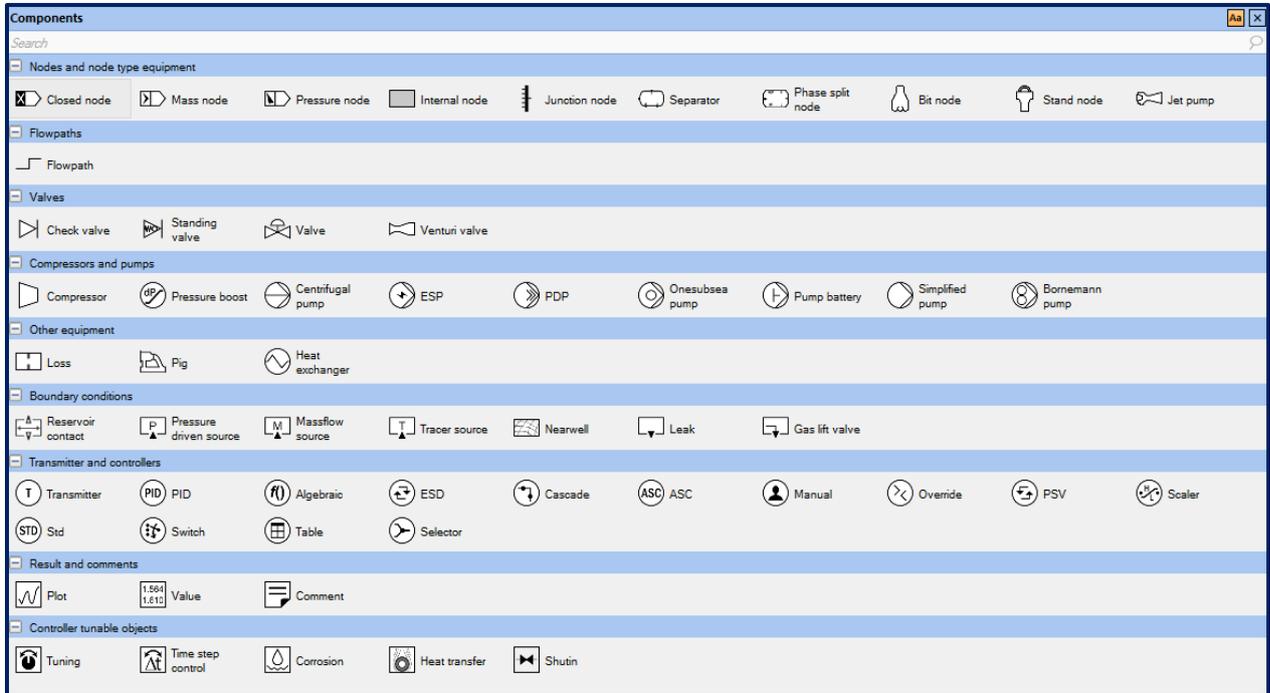


Figure 5-6 : composants du système sur Olga.

#### 3-3-2- Les étapes de modélisation d'un système sur Olga

Afin de commencer la simulation sur OLGA, nous devons tout d'abord construire le système sur le logiciel, on prend un simple model qui se compose de deux nœuds INPUT et OUTPUT.

Pour cela, nous sélectionnons « Masse node » à l'amont et « Pressure node » à l'aval reliés par un pipeline « Flowpath » en spécifiant l'emplacement de chacun. Le système est présenté dans la figure (5-7).

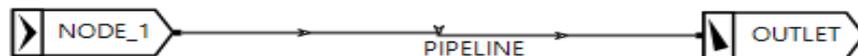
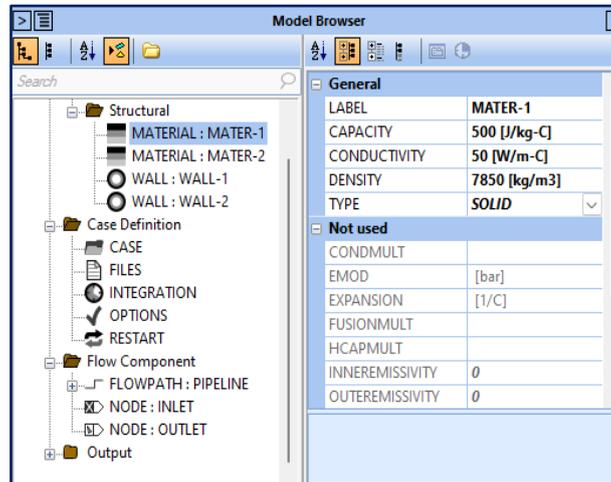


Figure 5-7 : Un simple modèle construit sur Olga.

Alors, il est primordial de passer par les étapes suivantes :

### ❖ Propriétés des matériaux

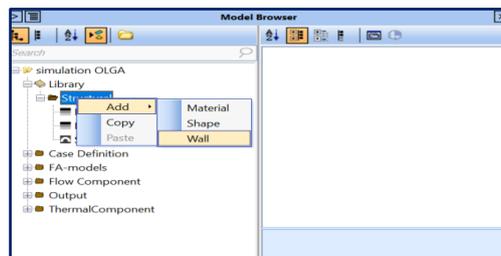
Les matériaux utilisés sont spécifiés sur OLGA ainsi que leurs propriétés respectives, pour cela il suffit d'ajouter d'abord dans le « model browser » les matériaux dans la partie « Library ». En cliquant sur « Material », la liste des propriétés du matériau est affichée dans la fenêtre comme suit :



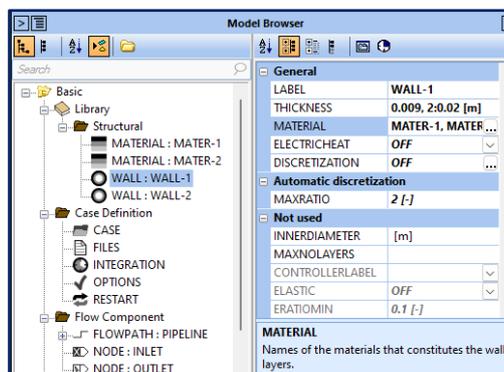
Pour cet exemple, nous avons deux matériaux, l'acier « Steel » est le matériau de pipeline et le sol «soil» qui l'entoure car nous avons un système enterré. Les paramètres sont fixés pour la simulation.

### ❖ La géométrie considérée

Pour notre cas qui est un système composé pipeline. Pour intégrer le paramètre de l'épaisseur, on ajoute une paroi « Wall » sur le model browser d'OLGA en suivant les étapes comme mentionné sur la figure :

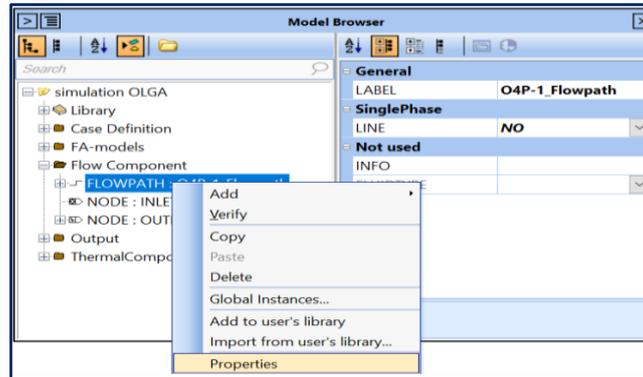


Puis en sélectionnant « Wall » les paramètres sont établis comme suit :

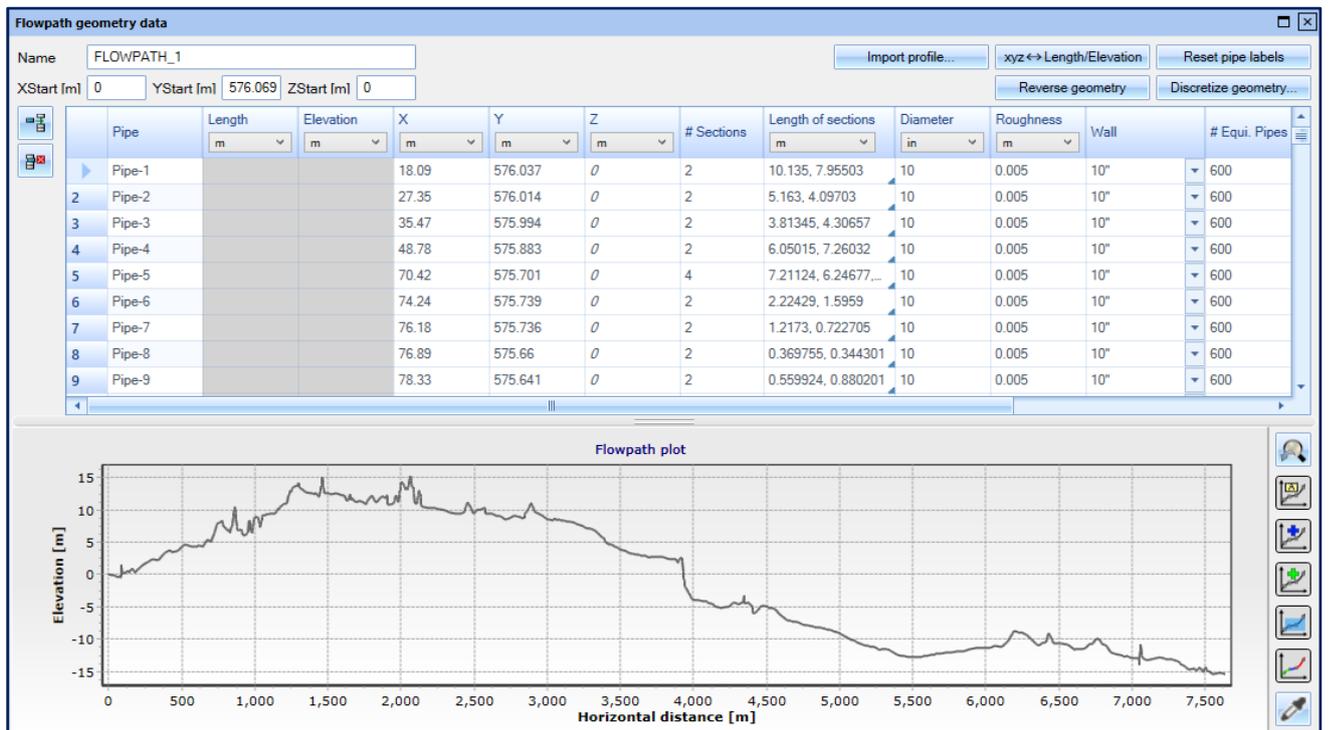


## Chapitre 5 : Flow Assurance- Résultats et Discussion

Une fois que ce paramètre est établi, le simulateur OLGA permet de spécifier la géométrie de notre pipeline en faisant un clic droit sur « Flowpath » et en cliquant sur propriétés comme dans la figure :



En suivant cette étape, une fenêtre « flowpath géométrie data » apparaît nous permettant de caractériser notre pipeline en spécifiant sa géométrie et ceci en important le profil directement ou en faisant rentrer les paramètres manuellement tels que les coordonnées, le diamètre, la rugosité, etc.



NOTE : Les profils géodésiques des pipelines sont présentés dans l'annexe 1.

## 4- Flow Assurance du réseau de TINHRET

### 4-1- Les données du réseau de collecte du projet

#### 4-1-1- Les données géométriques

De	Vers	Description de pipeline	Diamètre(inch)	Longueur (Km)
AK-116	AK205	Flowline	6	2.80
AK-201				1.79
AK-205				0.07
AK-202	AK			2.19
AK-203				2.32
AK-206				0.93
GLT-112	GLT			0.07
GLT-201				2.47
GLT-202				1.67
AK-204	Jonction GLT-AK			0.08
AK205	AK	Trunkline	8	4.25
GLT				13.86
AK	NEWSBF			10

Tableau 5-2 : Données du réseau de collecte

#### 4-1-2- Les caractéristiques des puits

Puits	X	Y	Q(MMSCMD)
AK-116	500764.96	3181929.46	0.15
AK-201	501289.11	3180877.72	0.19
AK-205	501849.72	3179691.22	0.10
AK-202	503145.95	3176976.12	0.13
AK-203	500368.97	3177475.65	0.10
AK-206	501531.89	3175419.70	0.12
GLT-112	512021.81	3180858.28	0.10
GLT-201	513663.61	3179063.39	0.10
GLT-202	511349.75	3181914.49	0.10
AK-204	509374.19	3176310.28	0.13

Tableau 5-3 : Les caractéristiques des puits

### 4-1-3- La composition chimique des puits

La composition chimique donnée par le client pour les 10 puits est :

N2	0,66
CO <sub>2</sub>	3,08
C1	81,89
C2	7,63
C3	2,90
IC4	0,42
NC4	0,91
IC5	0,34
NC5	0,32
C6	0,37
C7+	1,43

Tableau 5-4 : La composition chimique des puits

### 4-1-4- Les propriétés des matériaux

#### ❖ L'acier

- Conductivité thermique : 46,7 W/m °C.
- Densité : 7850 kg/m<sup>3</sup>.
- Capacité thermique : 500 J/kg °C.

#### ❖ Sol

- Température du sol en hiver à 1m de profondeur : 15°C
- Température du sol en été à 1m de profondeur : 30°C
- Conductivité thermique : 2 W/m °C
- Densité : 1700 kg/m<sup>3</sup>
- Capacité thermique : 800 J/kg °C

### 4-2- Réalisation du réseau de collecte sur OLGA

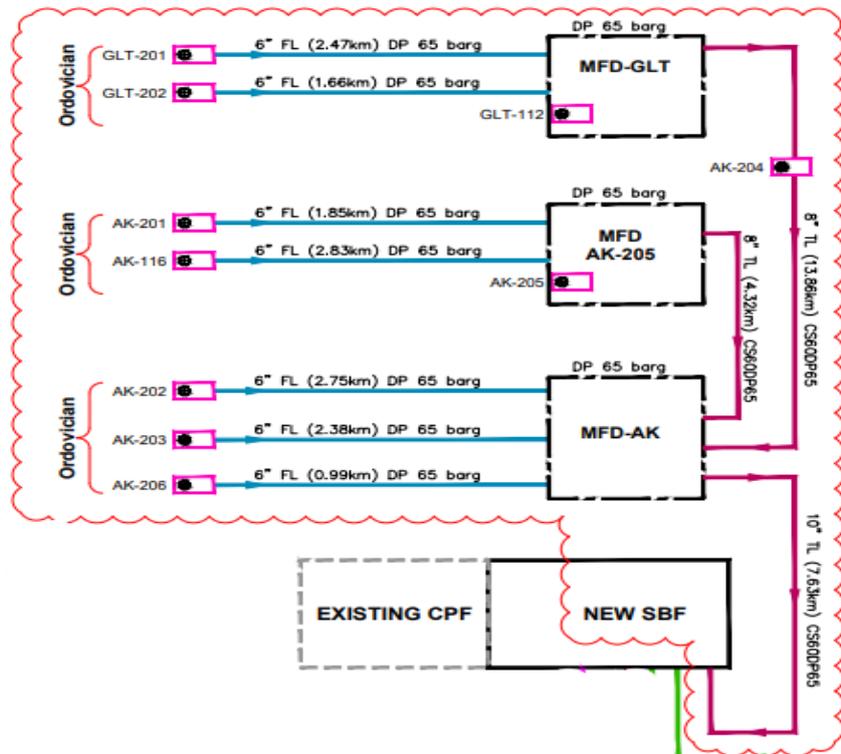


Figure 5-8 : Schématisation du réseau de collecte.

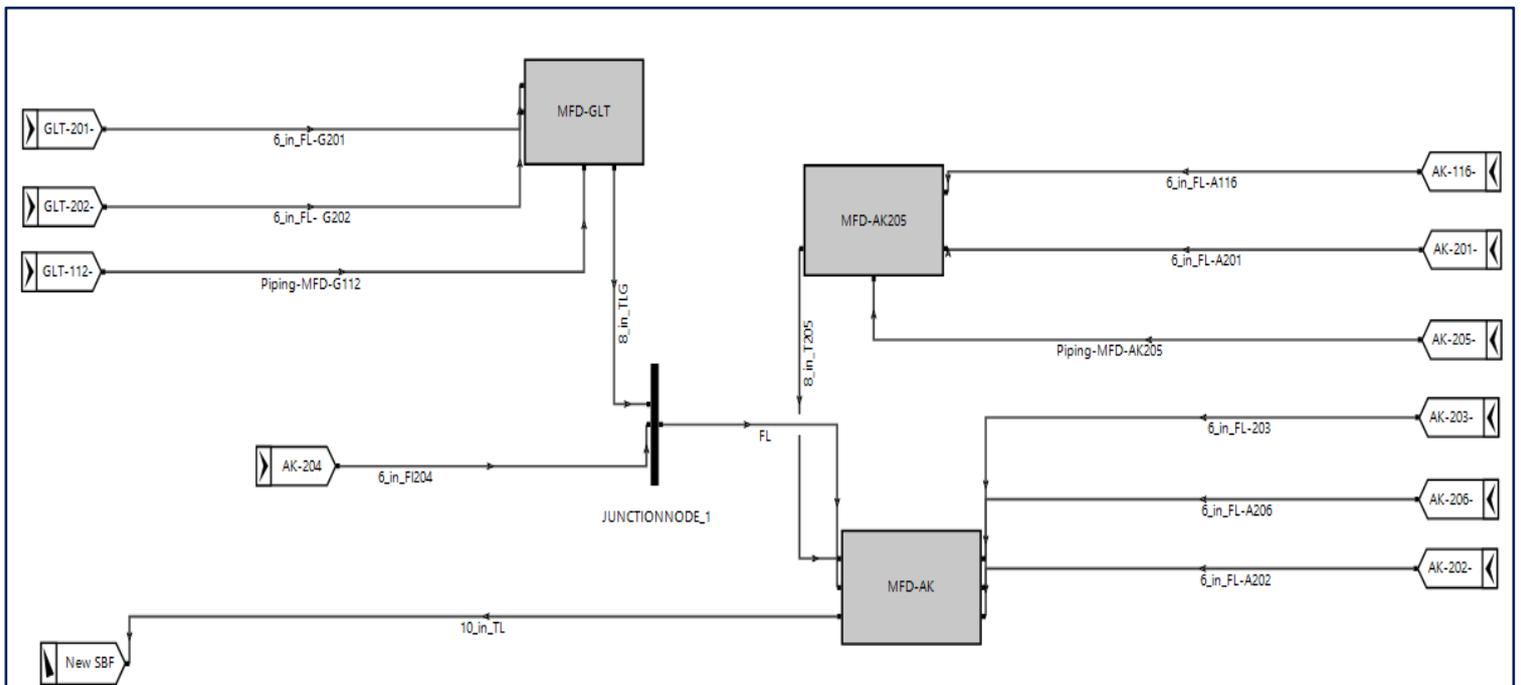
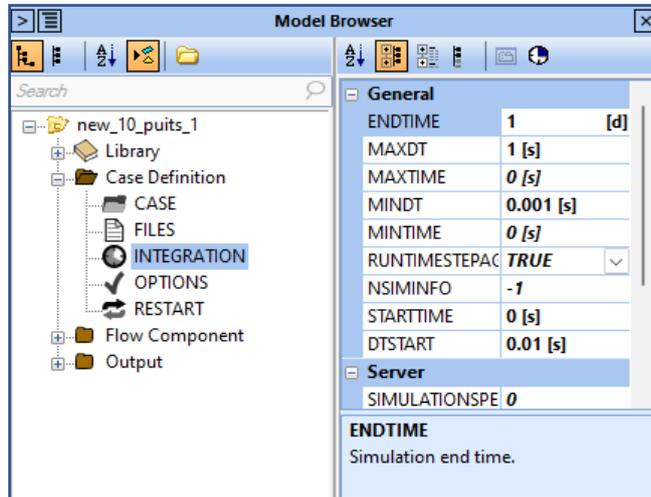


Figure 5-9 : Modélisation du réseau de collecte sur Olga.

### 4-3- Simulation de l'écoulement

La simulation sera lancée pour une durée de 24 heures. Afin de définir cette durée, on réglera les paramètres : case definition → integration → Endtime = 1d. Finalement, on lance la simulation en cliquant sur **Run batch (F4)**



```
"Finished new_10_puits_1.genkey"

READING FLUID PROP. FILE      :  ./PVTFLLUIDE.tab

WARNING 620 table value exceptions have been reg. for fluid: PVTFLLUIDE. For more info, use DEBUG = ON in OPTIONS and rer
un
WARNING Violation of recommended ratio for neighboring section lengths found (recommended ratio is between 0.5 and 2.0).
  Reported in NETWORKCOMPONENT '6_in_FL-A202'.
WARNING Ratio 0.5 between PIPE=PIPE-13, SECTION=3 and PIPE=PIPE-14, SECTION=1.
INFO Internal node with label 'MFD-GLT' is assigned default volume (797.008 m3)
INFO Internal node with label 'MFD-AK205' is assigned default volume (691.056 m3)
INFO Internal node with label 'MFD-AK' is assigned default volume (978.431 m3)

INPUT AND OUTPUT FILENAMES:
*****

INPUT FILE                    :  C:\Users\ASUS\Documents\INH\PFE_flow_assurance\10 puits Rev-05\new_10_puits_1.genke
y
FLUID PROP. FILE              :  ./PVTFLLUIDE.tab

Elapsed simulation-time is now:    0.00 S   (   0.0% of simulation completed )
```

```

"Finished new_10_puits_1.genkey"
Elapsed simulation-time is now:      4.80 H   ( 20.0% of simulation completed )
WARNING Criterion timestep (0.0806856 seconds) less than minimum timestep (0.1 seconds).
Elapsed simulation-time is now:      7.20 H   ( 30.0% of simulation completed )
Elapsed simulation-time is now:      9.60 H   ( 40.0% of simulation completed )
Elapsed simulation-time is now:     12.00 H   ( 50.0% of simulation completed )
WARNING Criterion timestep (0.0217273 seconds) less than minimum timestep (0.1 seconds).
Elapsed simulation-time is now:     14.40 H   ( 60.0% of simulation completed )
WARNING Criterion timestep (0.0482781 seconds) less than minimum timestep (0.1 seconds).
Elapsed simulation-time is now:     16.80 H   ( 70.0% of simulation completed )
WARNING Criterion timestep (0.062227 seconds) less than minimum timestep (0.1 seconds).
Elapsed simulation-time is now:     19.20 H   ( 80.0% of simulation completed )
Elapsed simulation-time is now:     21.60 H   ( 90.0% of simulation completed )
WARNING Criterion timestep (0.0646169 seconds) less than minimum timestep (0.1 seconds).
Elapsed simulation-time is now:      1.00 DAYS ( 100.0% of simulation completed )

*****
***** NORMAL STOP IN EXECUTION *****
*****

Appuyez sur une touche pour continuer...

```

Figure 5-10 : simulation de l'écoulement pour une durée de 1 jour

### 4-4- Extraction des résultats de simulation

#### 4-4-1- Température

Les graphes suivants représentent la variation de la température en fonction de la distance pour les flowlines 6\_in\_A202, 6\_in\_A203, 6\_in\_A206 obtenus par la simulation en régime permanent avec le simulateur OLGA.

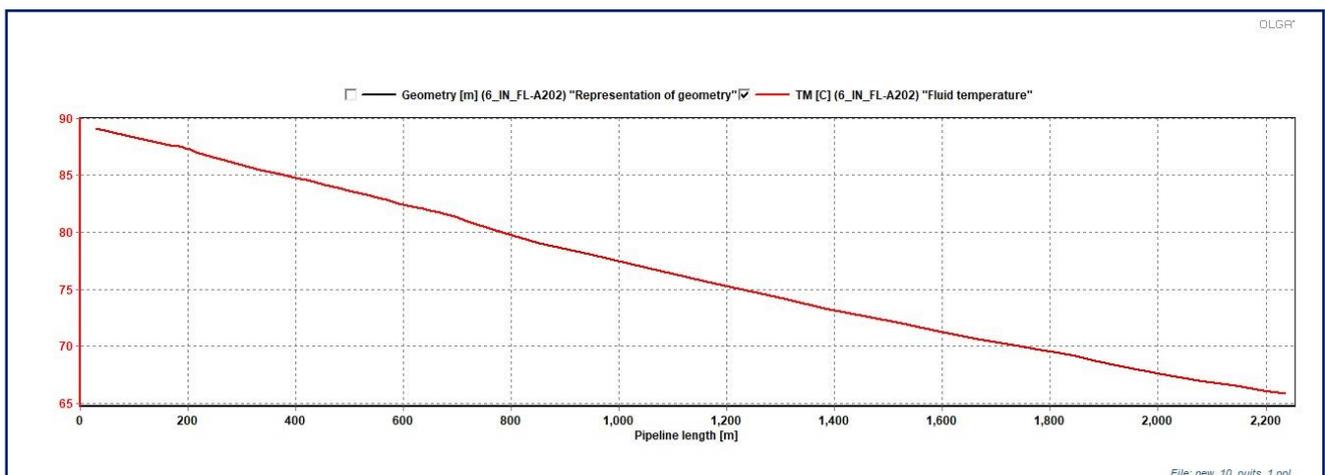


Figure 5-11 : Graphe de variation de température du flowline 6\_in\_A202 en OLGA.

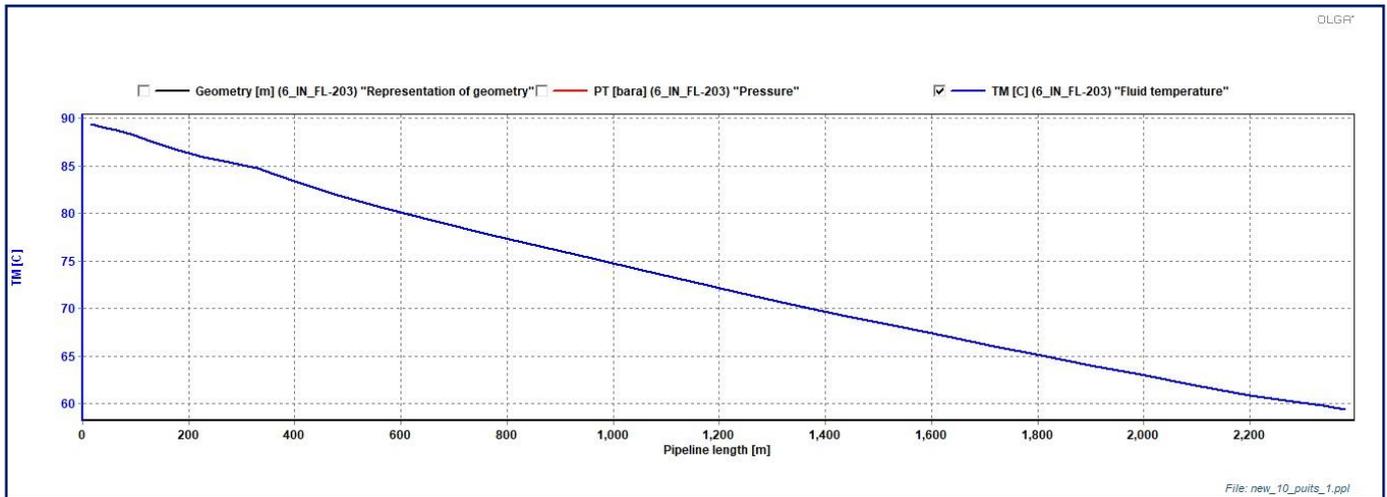


Figure 5-12 : Graphe de variation de température du flowline 6\_in\_A203 en OLGA.

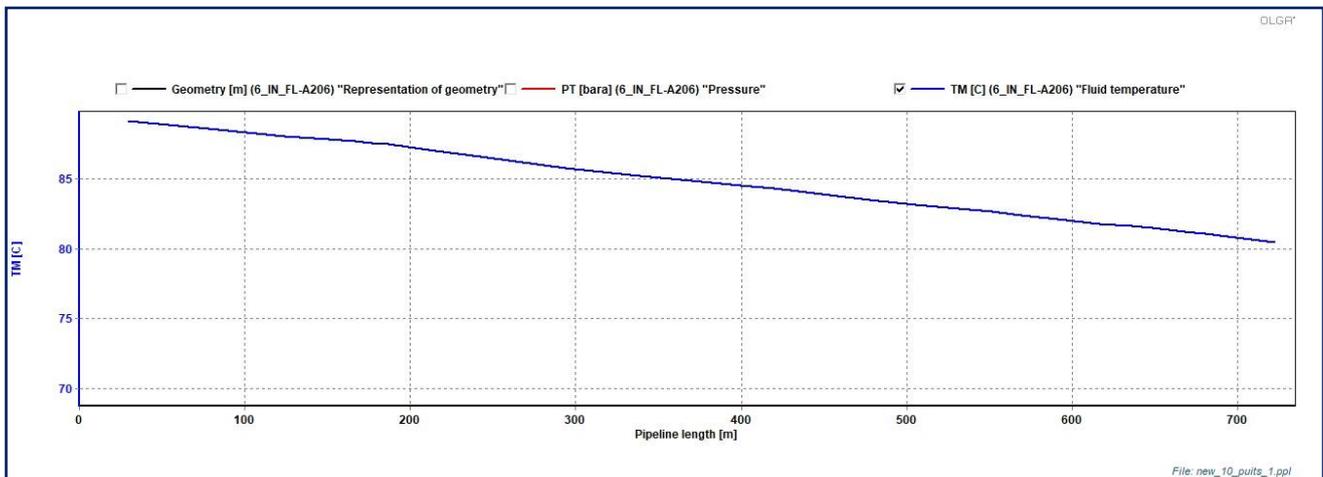


Figure 5-13 : Graphe de variation de température du flowline 6\_in\_A206 en OLGA.

Le graphe suivant représente la variation de la température en fonction de la distance pour le trunkline 10\_in\_TL obtenus par la simulation en régime permanent avec le simulateur OLGA.

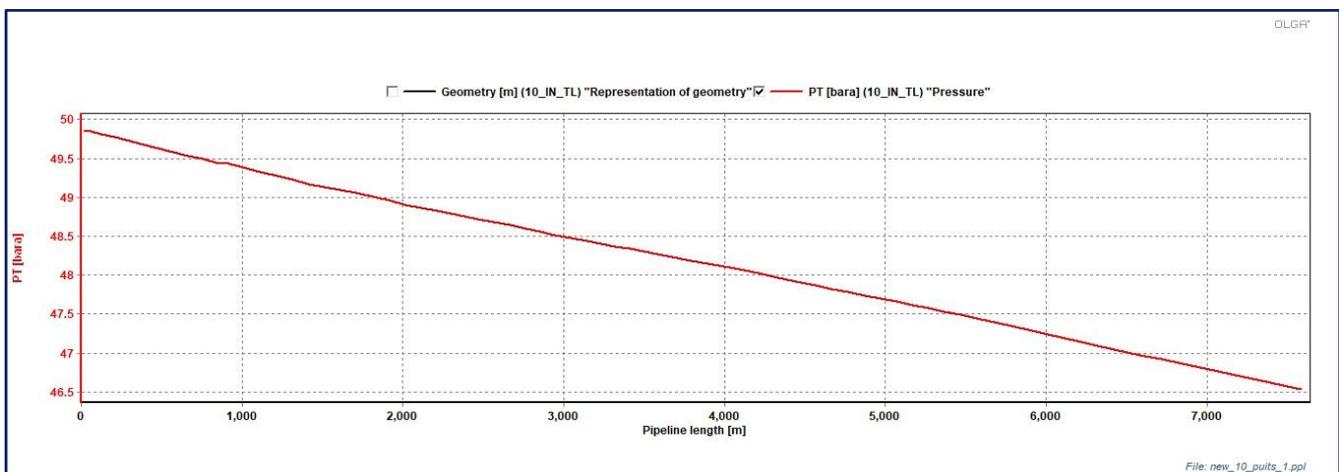


Figure 5-14 : Graphe de variation de température du trunkline 10\_in\_TL en OLGA.

### Interprétation

#### ❖ Dans les flowlines

On observe en général une diminution progressive de la température. Pour les deux flowlines 6\_in\_A202 et 6\_in\_A203, la température diminue de 90°C à 66°C. Cependant, pour le flowline 6\_in\_A206, la diminution n'est que de 10°C, car sa distance est plus courte que les autres. En général, on peut expliquer cette baisse de température par les échanges thermiques avec le sol le long du tracé des flowlines. En effet, au fur et à mesure que le gaz circule, il refroidit pour se rapprocher de la température ambiante.

#### ❖ Dans le trunkline

La température diminue également pour se stabiliser autour de 30°C, soit la température ambiante. Ce maintien de température à 30°C est le résultat d'un équilibre entre les phénomènes de réchauffement (compression, frottements) et de refroidissement (détente par l'effet Joule-Thomson, échanges thermiques).

### 4-4-2- Pression

Les graphes suivants représentent la variation de pression en fonction de la distance pour les flowlines 6\_in\_A202, 6\_in\_A203, 6\_in\_A206 obtenus par la simulation en régime permanent avec le simulateur OLGA.

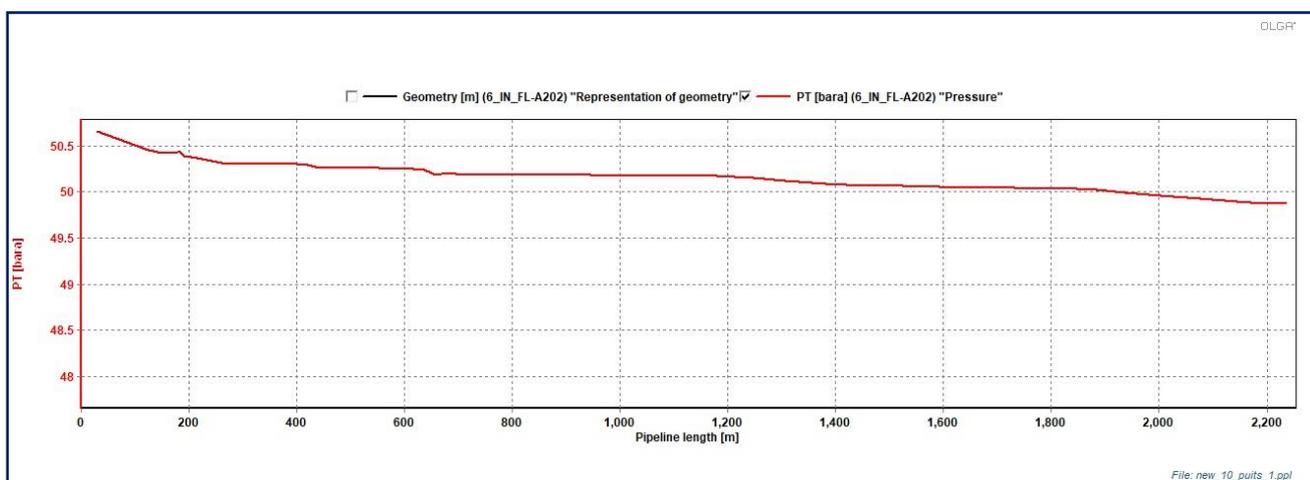


Figure 5-15 : Graphe de variation de pression du flowline 6\_in\_A202 en OLGA.

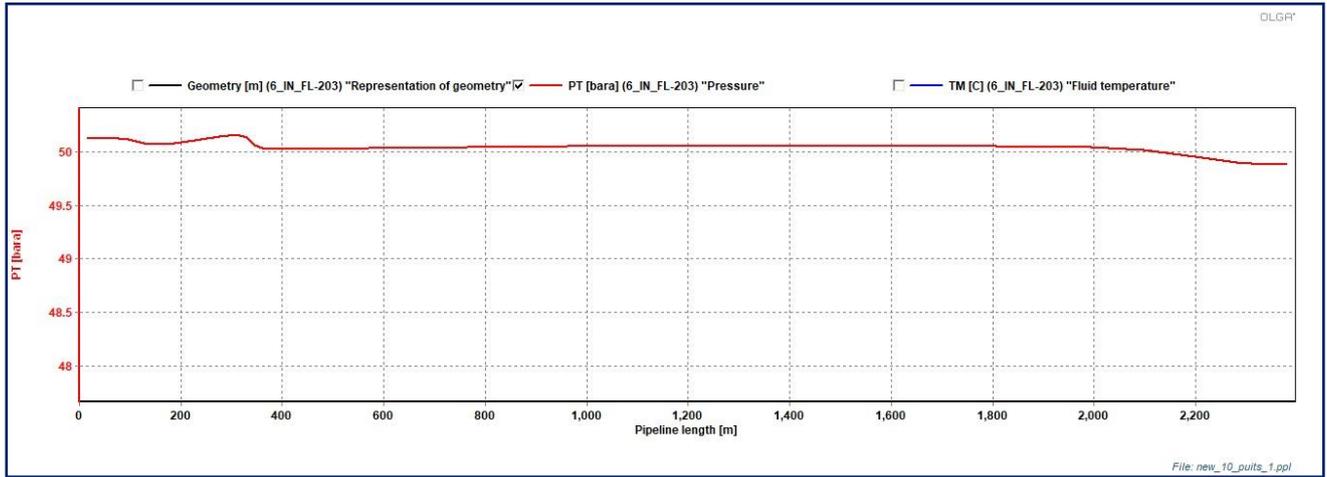


Figure 5-16 : Graphe de variation de pression du flowline 6\_in\_A203 en OLGA.

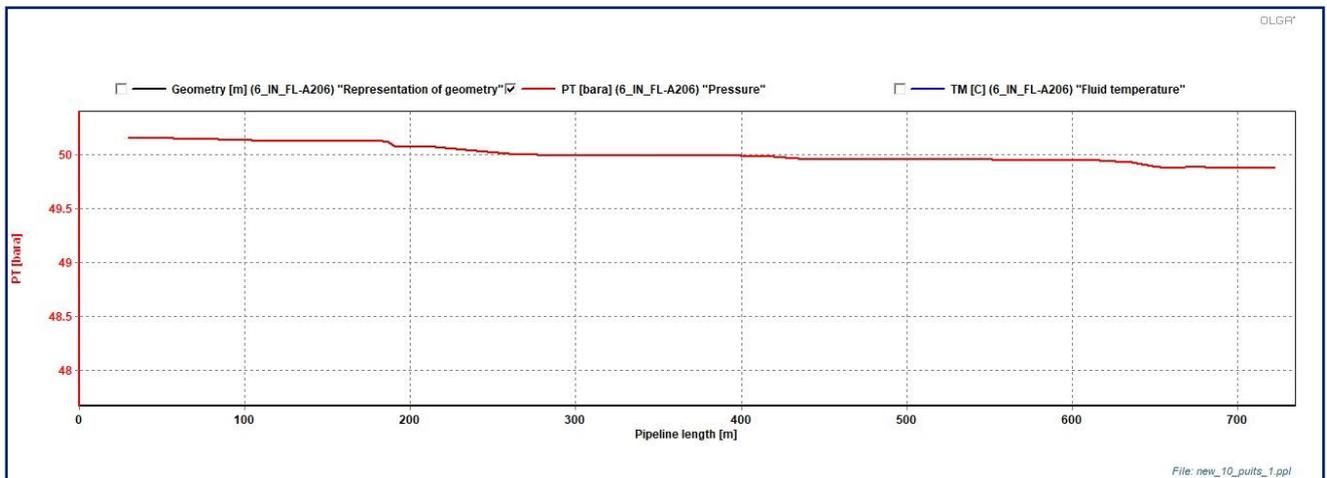


Figure 5-17 : Graphe de variation de pression du flowline 6\_in\_A206 en OLGA.

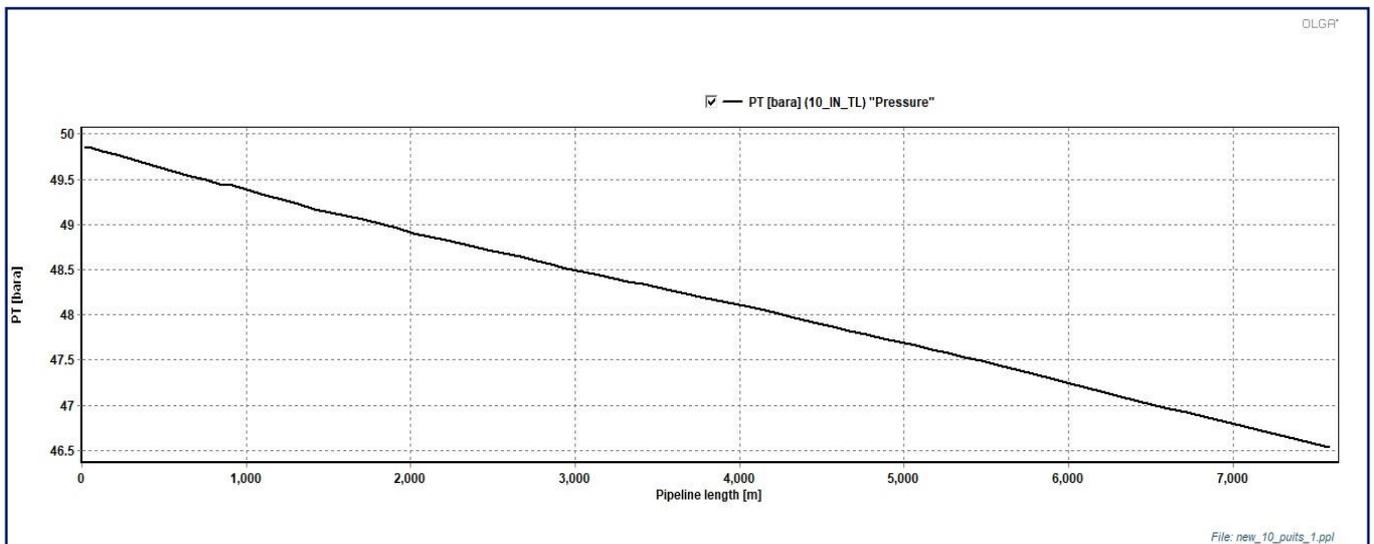


Figure 5-18 : Graphe de variation de pression du 10\_in\_TL en OLGA.

## Interprétation

Les variations de pression observées dans les flowlines sont relativement faibles, avec seulement une chute de pression d'environ 1 bar sur l'ensemble des trois flowlines, passant d'environ 50 barg à 49 barg. Cette faible baisse de pression s'explique par les profils géodésiques quasi-horizontaux des pipelines. À l'inverse, dans le trunkline (conduite principale), le profil de pression est considéré comme normal, avec une pression d'arrivée du SBF qui atteint 45,5 barg, soit une baisse de pression plus importante par rapport aux flowlines.

### 4-4-3- HOLD-UP (liquid volume fraction)

Le hold-up représente la fraction du volume liquide dans le gaz. Une variation importante du holdup le long du tracé indique la possibilité de présence de slug dans le pipeline.

Les graphes suivants représentent la variation de hold-up en fonction de la distance pour les flowlines 6\_in\_A202, 6\_in\_A203, 6\_in\_A206 et le trunkline 10\_in\_TL obtenus par la simulation en régime permanent avec le simulateur OLGA.

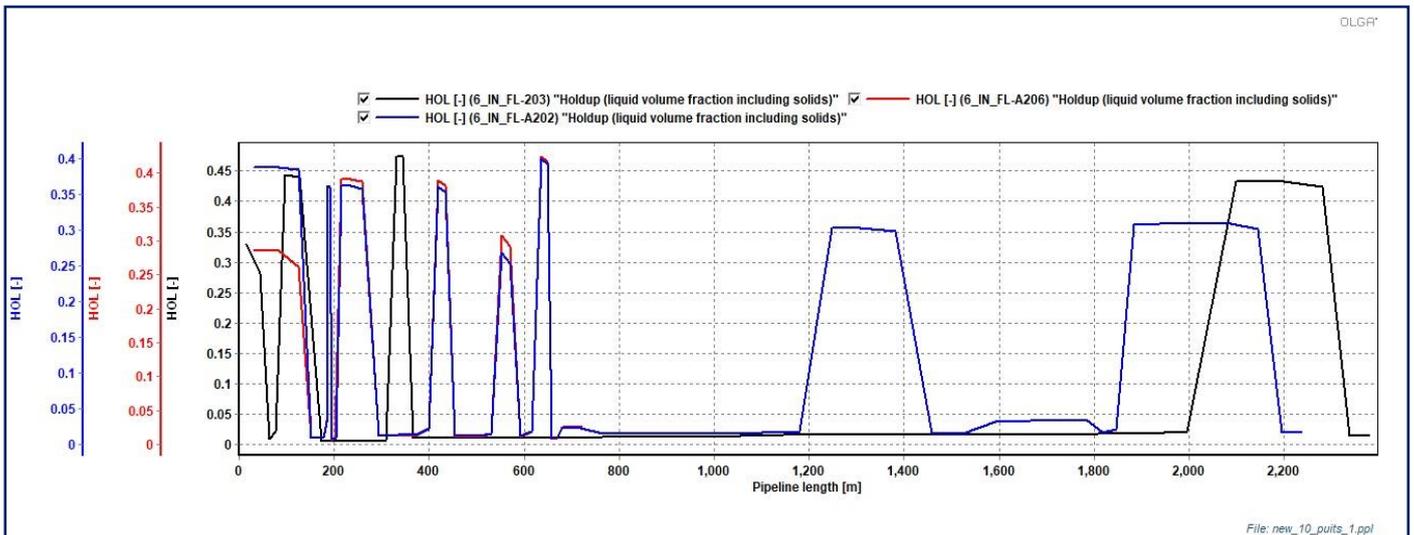


Figure 5-19 : Hold-up dans les flowline 6-in-A202,A206 ,A203

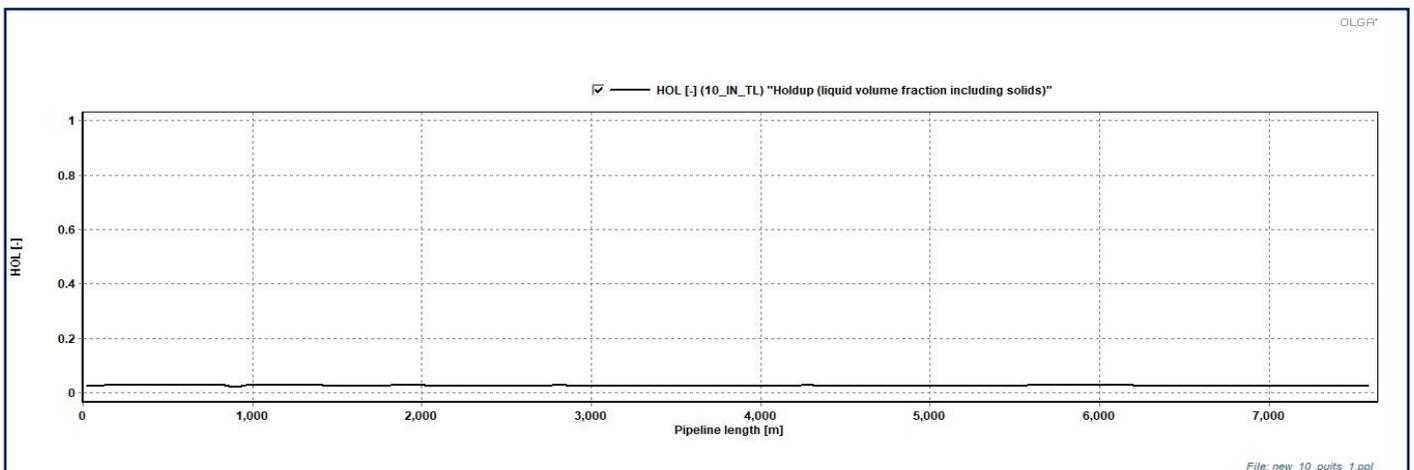


Figure 5-20 : Hold-up dans le trunkline 10\_in\_TL

### Observation

On observe que le hold up, est faible dans l'ensemble du système. La valeur maximale est de 40% dans les flowlines, mais dans le trunkline, il est pratiquement nul. Ce qui exclut la présence de slugging.

#### 4-4-4- ACCLIG (Accumulates liquid mass flow)

Les graphes suivants représentent la variation de ACCLIG en fonction de la distance pour les flowlines 6\_in\_A202, 6\_in\_A203, 6\_in\_A206 et le trunkline 10\_in\_TL obtenus par la simulation en régime permanent avec le simulateur OLGA.

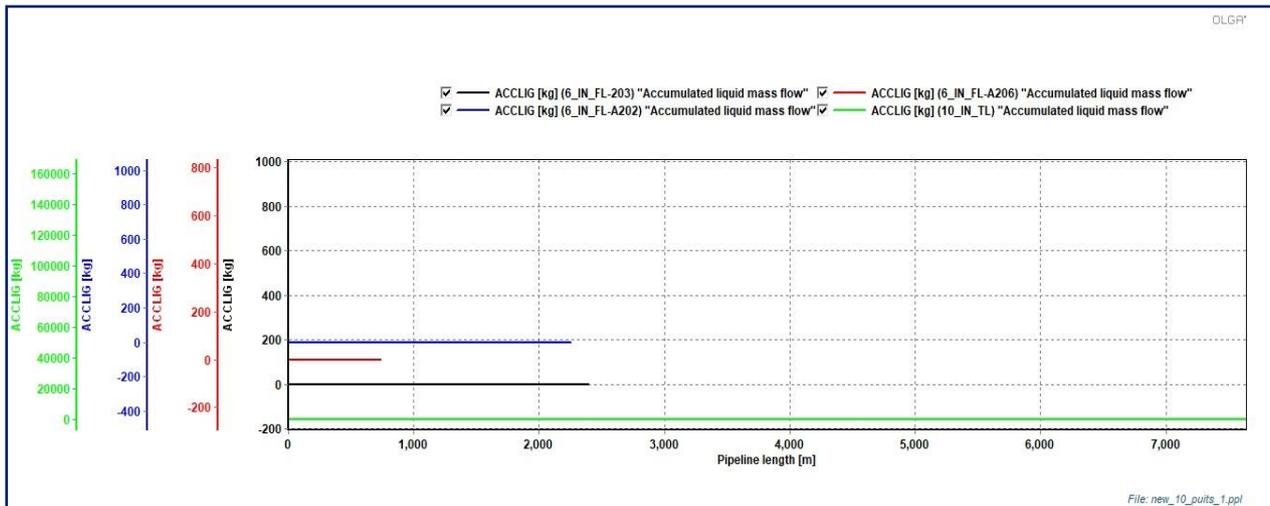


Figure 5-21 : ACCLIG dans les flowlines 6\_in\_A202, A206, A203 et le trunkline 10\_in\_TL.

### Observation

Le ACCLIG, qui représente l'accumulation de liquide, est nul le long des flowlines, ainsi que dans le trunkline, ce qui signifie qu'il n'y a pas de masse liquide à purger.

#### 4-4-5- QLT (Totale liquid volume flow)

Le QLT indique le débit de la phase liquide qui est transportée dans la conduite. C'est une donnée intéressante à connaître pour prévoir la quantité des liquides arrivant au terminal arrivée.

Les graphes suivants représentent la variation de QLT en fonction de la distance pour les flowlines 6\_in\_A202, 6\_in\_A203, 6\_in\_A206 et le trunkline 10\_in\_TL obtenus par la simulation en régime permanent avec le simulateur OLGA.

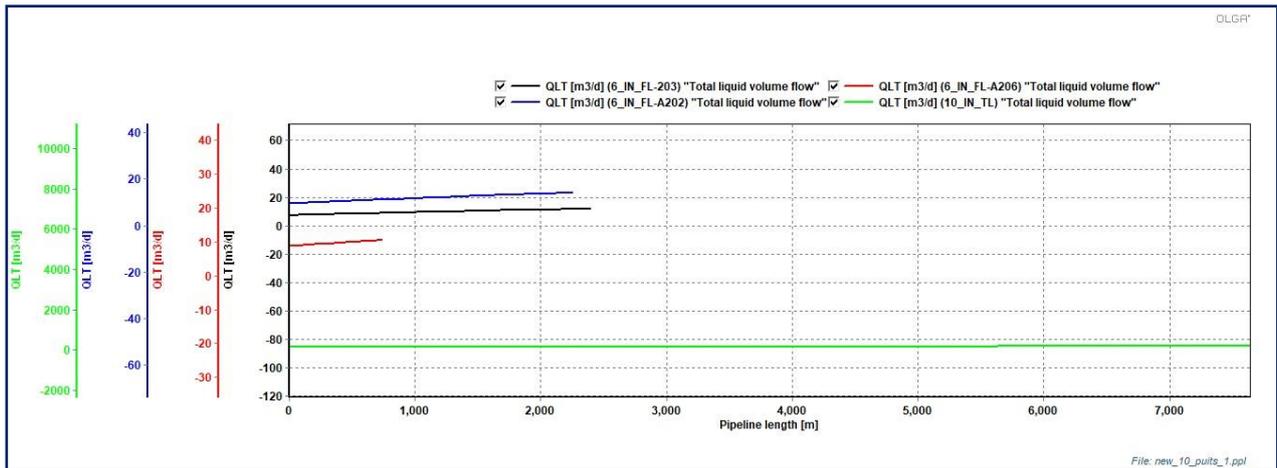


Figure 5-22 : QLT dans les flowlines 6\_in\_A202, A206, A203 et le trunkline 10\_in\_TL

## Observation

On remarque que le QLT est assez faibles dans les flowlines. Cependant, il est au voisinage de 200 m<sup>3</sup>/j dans la conduite principale qui mène au SBF. C'est le volume de la phase liquide qu'il faudra prévoir de recevoir par jour.

## 4-4-5- ID (Flow régime)

Les graphes suivants représentent la variation de ID en fonction de la distance pour les flowlines 6\_in\_A202, 6\_in\_A203, 6\_in\_A206 et le trunkline 10\_in\_TL obtenus par la simulation en régime permanent avec le simulateur OLGA.

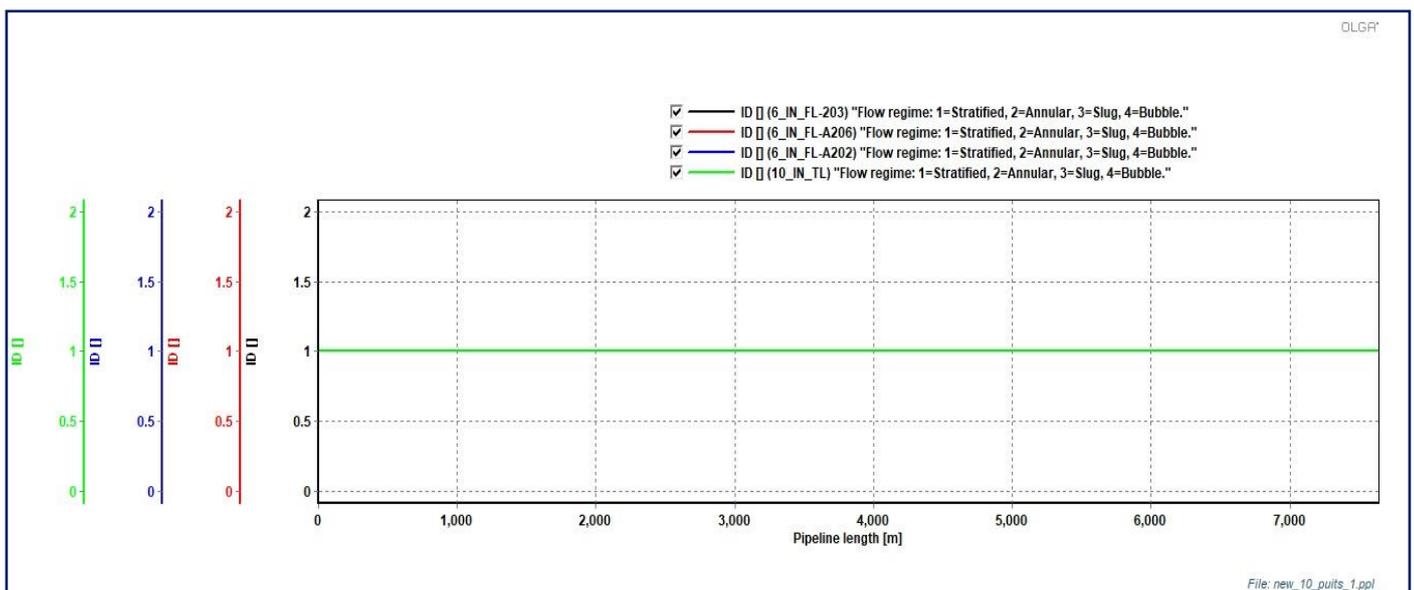


Figure 5-23 : ID dans les flowlines 6\_in\_A202,A206 ,A203 et le trunkline 10\_in\_TL

### Observation

On observe que tous les flowlines et trunkline ont la même valeur de ID (régime d'écoulement) qui est égale à 1, ce qui signifie que le régime est laminaire c'est-à-dire stratifié.

#### ❖ Interprétation générale

L'analyse approfondie de l'ensemble des variables clés du système indique qu'il n'y a pas d'accumulation de liquide importante dans les points bas, ou bien que cette accumulation, si elle existe, n'est pas significative. Cela s'explique principalement par deux facteurs. Tout d'abord, le profil géodésique des conduites, incluant les flowlines et le trunkline, est globalement horizontal, sans variations de dénivelé importantes. Cette configuration évite la formation de points bas propices à l'accumulation de liquides. Ensuite, les conditions opératoires sont optimales pour éviter la condensation : les variations de pression et de température dans le système sont maintenues dans une plage favorable, limitant ainsi les risques de transformation du gaz en phase liquide. La combinaison de ce tracé horizontal des conduites et de paramètres thermodynamiques contrôlés explique donc l'absence ou le faible niveau d'accumulation de liquide observé dans les différents points du réseau. Tout d'abord, cela peut s'expliquer par le fait que le gaz présente un caractère humide, mais caractérisé par un taux d'humidité faible. La légèreté des fractions qui le composent exclut la présence d'huiles, et les profils quasi horizontaux des courbes de pression témoignent d'une pression relativement faible.

### 5- Conclusion

En conclusion, l'analyse approfondie du système a permis de mettre en évidence l'absence remarquable d'accumulation de liquides, ou du moins un niveau d'accumulation très faible et non significatif. Plusieurs facteurs concourent à expliquer cette situation favorable. Tout d'abord, le gaz transporté présente un caractère humide, avec un taux d'humidité très faible (fraction d'eau égale à 0.001%). De plus, la légèreté des fractions des composants exclut la présence d'huiles lourdes. Par ailleurs, les profils quasi horizontaux des courbes de pression témoignent des variations de pression relativement faibles dans le réseau.

**Chapitre 6 :**  
**Etude de flexibilité -**  
**Résultats et**  
**interprétation**

### 1- Introduction

Dans le cadre de notre projet de fin d'études portant une partie sur l'étude du comportement mécanique d'un système de tuyauterie, une étude de flexibilité a été réalisée pour analyser le comportement d'un système reliant le puits AK202 au manifold AK.

Le chapitre présent comporte principalement :

- Une présentation du Logiciel d'analyse de flexibilité CAESAR ;
- Les données du projet pour le calcul de flexibilité du puits AK-202 et du manifold AK ;
- L'étude de flexibilité du puits ainsi que les résultats de simulation ;
- L'étude de flexibilité du manifold et ses résultats de simulation ;
- Interprétation des issues de simulation ; Et,
- Recommandation et solutions des problèmes rencontrés pour le puits et le manifold.

#### Objectif du calcul de flexibilité

L'objectif principal de cette analyse est de s'assurer que les éléments du système respectent les exigences de conformité, afin de prévenir toute défaillance prématurée. Elle vise également à garantir que les contraintes subies par la tuyauterie restent dans les limites admissibles. Il s'agit aussi de trouver des solutions afin d'éviter une flexibilité excessive tout en assurant une souplesse suffisante pour absorber les dilatations thermiques. Cela permet de concevoir le système de tuyauterie sans surcharger ses composants et les équipements qui y sont raccordés. L'outil principal de cette étude est le logiciel CAESAR qu'on définira dans la section suivante.

### 2- Description du logiciel CAESAR II v11

#### 2-1- Généralité sur le logiciel

Caesar II est un logiciel informatique largement utilisé dans l'analyse des contraintes pour la conception et l'évaluation des systèmes piping et pipeline dans diverses industries telles que le pétrole et le gaz, la pétrochimie et la chimie. Développé à la fin des années 1980 par COADE ; une société de logiciels d'ingénierie basée au Texas. En 2005, COADE a été rachetée par Hexagon AB, un fournisseur mondial de solutions informatiques. Le logiciel a depuis été développé et amélioré sous la marque Hexagon PPM. [26]



CAESAR II® est la norme industrielle d'analyse des contraintes exercées sur les tuyauteries. Il permet de construire, d'évaluer et de rendre compte des systèmes de tuyauterie de toute taille ou complexité, conformément à plus de 35 normes du code international des tuyauteries et à de nombreuses recommandations en matière d'environnement et d'équipements. L'intégration aux progiciels de CAO permet d'importer rapidement des modèles, ce qui réduit les risques d'erreurs et les itérations coûteuses entre les divisions de CAO et d'analyse des contraintes. [26]

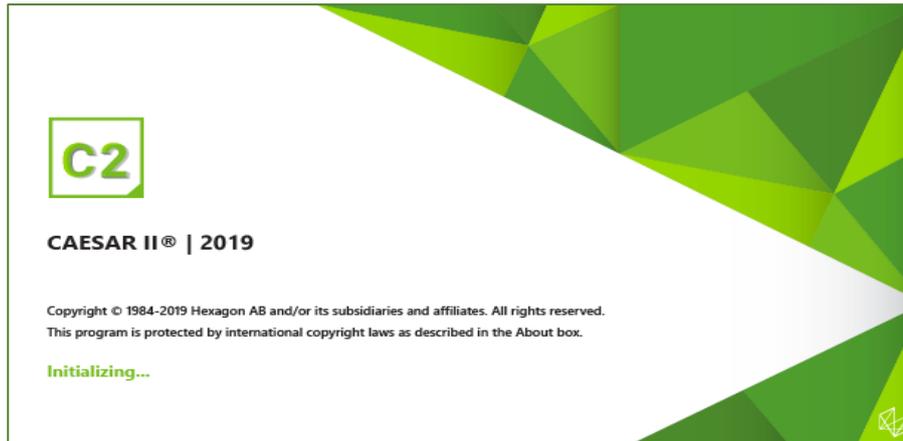


Figure 6-1 : Le logiciel CAESAR II version 2019.

### 2-2- Caractéristiques principales

Caesar II est réputé pour son ensemble de fonctionnalités robustes, qui comprend :

- Outils de modélisation : Le logiciel fournit des outils permettant de créer un modèle 3D détaillé du système de tuyauterie, y compris des composants tels que des tuyaux, des raccords, des vannes et des supports.
- Capacités d'analyse : Caesar II effectue des analyses statiques et dynamiques, évaluant des facteurs tels que la dilatation thermique, la pression et les forces sismiques.
- Cas de charge (Load case) : Les utilisateurs peuvent définir plusieurs cas de charge, en tenant compte de diverses conditions et scénarios de fonctionnement.
- Conformité au code : Le logiciel garantit que les conceptions respectent les normes et les codes de l'industrie, tels que ASME B31.1, ASME B31.3 et bien d'autres.
- Interface intuitive : Caesar II dispose d'une interface graphique conviviale qui simplifie le processus de modélisation et d'analyse.
- Vaste base de données de matériaux : Il offre une bibliothèque complète de matériaux couramment utilisés dans les systèmes de tuyauterie.
- Rapports et documentation : Le logiciel génère des rapports détaillés et de la documentation pour la validation de la conception et la conformité réglementaire.

### 2-3- Interface utilisateur

Au lancement de CAESAR II, la Fenêtre Principale apparaît. C'est à partir de cette fenêtre que toutes les tâches sont démarrées, que ce soit l'ouverture/création d'un fichier, la revue des cas de chargement, la revue des résultats ou l'accès aux modules auxiliaire tels que le processeur 107/297 ou encore le module de création d'isométriques ISOGEN. Tous ces modules s'ouvrent dans des fenêtres qui leurs sont propres, la Fenêtre Principale restant ainsi constamment ouverte et accessible. [27]

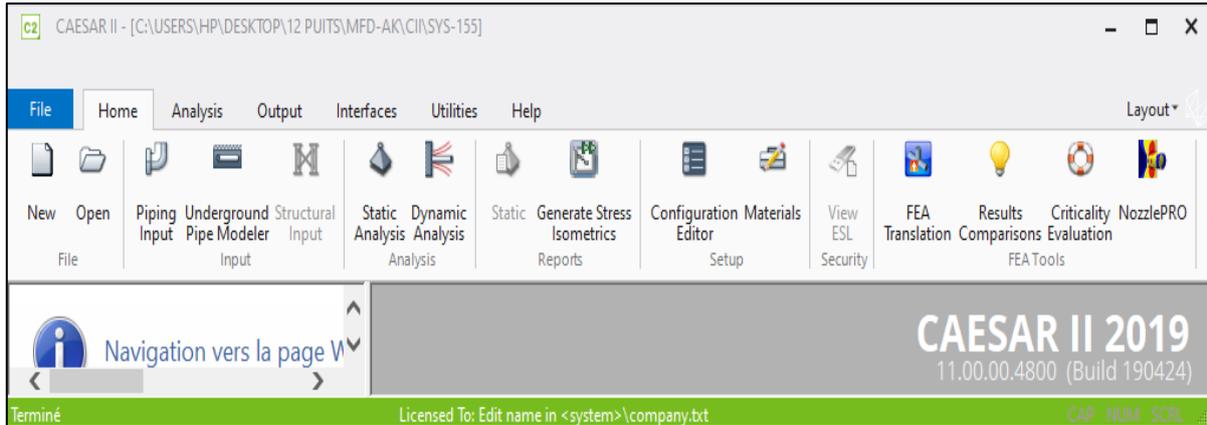


Figure 6-2 : Interface utilisateur du logiciel CAESAR II 2019.

### 2-4- Les conditions requises pour l'analyse des contraintes sous Caesar

Les systèmes de tuyauterie seront analysés pour déterminer les effets des charges statiques et dynamiques applicables à chaque problème d'analyse de contraintes.

Les types de charges à prendre en compte dans ces analyses pour chaque cas sont :

- Les charges liées au fonctionnement (W+P+T+D).
- Les charges soutenues liées au poids (W+P).
- Les charges thermiques (T+D).
- Les charges occasionnelles et autres charges.

Où :

W : Poids de la tuyauterie (et des composants).

P : Pression interne de conception (de design).

T : Gradients de température (°C), de la température d'installation ou la température minimale du site, à la température de conception (design) pour avoir une portée maximale de température.

D : Mouvement aux tubulures des équipements ou aux points d'ancrage (déplacement).

### 2-5- Les critères d'acceptation

Cas de Charge	Référence Code ASME B31.3	Allowable stress
Soutenues SUS (W+P)	SL = Sd + SP	302.2.5 SL ≤ Sh
Thermique + Externe (SE)	302.2.5	SE ≤ SA SA = f (1.25 Sc + 0.25 Sh) Où : SA = f [1.25 (Sc + Sh) – SL]
Occasionnel (vent,...)	302.2.5	Sb ≤ (1.33) x Sh-SL Où: Sb + SL ≤ (1.33) x Sh

Tableau 6-1 : Descriptif des critères d'acceptation de CAESAR II.

Avec :

Sd : Charges dues aux poids propres.

SP : Charges longitudinales dues aux pressions.

SE : Contraintes dues aux charges thermiques et les déplacements externes imposés.

SL : Charges longitudinale due aux poids propres.

Sb : Contraintes dues aux charges occasionnelles (vent, ...etc)

Sc, Sh, SA : Contraintes admissibles tel que définis dans ASME B31.3.

f : Facteur de réduction de l'intervalle des contraintes, tel que défini dans ASME B31.3, table 302.2.5.

### 2-6- Formules de calcul considéré par logiciel CAESER II

- **L'épaisseur minimale**

L'épaisseur minimale requise pour la tenue à la pression intérieure est la suivante :

$$t_{min} = \frac{P_{int} D_m}{2fZ} + A$$

Avec :  $t_{min}$  : épaisseur minimale.

$P_{int}$  : Pression intérieure.

$D_m$  : Diamètre moyen.

Z : Coefficient de joint longitudinal soudé (efficacité) suivant contrôle CND.

f : Contrainte transversale due à la pression.

A : surépaisseur (corrosion et tolérance de fabrication).

-Une bonne pratique consiste à considérer :  $t_{min} \leq \frac{D_m}{100}$

- **La contrainte circonférentielle de pression**

$$\sigma_c = \frac{P_{int} D_m}{2(t_n - A)}$$

- **Les allongements unitaires sont déduits de la loi de Hooke**

$$\varepsilon_t = \frac{1}{E} (\sigma_c - \nu \sigma_{LP}) = \frac{\sigma_c}{E} \left(1 - \frac{\nu}{2}\right)$$

$$\varepsilon_P = \frac{1}{E} (\sigma_{LP} - \nu \sigma_c) = \frac{\sigma_c}{E} (0.5 - \nu) = \frac{0.2 \sigma_c}{E}$$

Avec :  $\nu$  coefficient de contrainte latérale (coefficient de Poisson),  $\nu = 0,3$  pour l'acier.

-Une conduite posée dans le sol voit intervenir le frottement sol-tube lorsqu'elle se trouve soumise à des déplacements, c'est le cas, en particulier, lorsque des variations de température surviennent entre la pose et le service :

### **-À libre dilatation**

L'augmentation de longueur de la conduite posée sur le sol est proportionnelle au changement de température  $\Delta t$ , au coefficient de dilatation  $\alpha$  et à la longueur du tronçon L :

$$\Delta L = \alpha \Delta t L$$

-Si en tient compte de la pression :

$$\Delta L = \alpha \Delta t L + \left( \frac{0.2 \sigma_c L}{E} \right)$$

### **-À la dilatation ploquée**

La force de l'encrage ( $F_a$ ) est :

$$F_a = A_s E \alpha \Delta t$$

Avec :  $A_s$  est la surface de tube.

-En tenant compte de la pression intérieure, on a :

$$F_a = A_s (E \alpha \Delta t + 0.2 \sigma_c)$$

-La contrainte axiale (longitudinale) ne dépend que des caractéristiques du matériau :

$$\sigma_l = -E \alpha \Delta t$$

-Et en tenant compte de la pression intérieure, on a :

$$\sigma_l = -E \alpha \Delta t + \nu \sigma_c$$

- **La contrainte équivalente suivant le critère de TRESCA**

$$\sigma_{eq} = 2\tau_{max} = \sqrt{(\sigma_c - \sigma_l)^2 + 4\tau^2}$$

$\tau$  : Contrainte de cisaillement.

-La conduite enterrée est entourée par le sol qui exerce sur elle une pression. Lorsque la conduite bouge dans le sol, des forces de frottement sont créées dont l'importance est déterminée par le coefficient  $\mu$ (sol-tube).

Les valeurs de ( $\mu$ ) peuvent être considérées suivant la nature du sol :

Pour la vase et l'argile =0,3 /Pour le sable =0,4 /Pour les graviers =0,5.

- **La force axiale de frottement par unité de longueur**

$$F_f = \mu [(2\gamma D_m H) + W_p]$$

Avec : Hauteur de couverture de la conduite enterrée (minimum 0,8 à 1 m).

- **La force opposée par le sol au déplacement**

$$Q = \gamma(H + D_m)^2 \cdot \tan^2\left(45 + \frac{\varphi}{2}\right) D_m$$

- **La résistance du sol**

$$U = \frac{1}{2} \gamma(H + D_m)^2 \cdot \tan^2\left(45 + \frac{\varphi}{2}\right)$$

-Le sol est assimilé à un ressort de constante :

$$K = \frac{U}{0.015(H + D_m)}$$

0,015 m<sup>-1</sup>: le coefficient de déformation ultime du sol.

- **Le déplacement final Y<sub>1</sub>**

$$Y_1 = \frac{1}{2A_s F_f E} (F_a - Q)^2$$

- **Le déplacement Y<sub>2</sub>**

$$\beta = \left(\frac{K}{4EI}\right)^{0.25} ; \quad C = F_a + \frac{\beta A_s E F_f}{K} ; \quad Q' = C - \sqrt{C^2 - F_a^2}$$

Donc :  $Y_2 = \frac{Q' \beta}{K}$

- **Détermination du moment de flexion**

$$M_f = \frac{Q'}{2\beta}$$

- **Calcul de la contrainte liée ou moment**

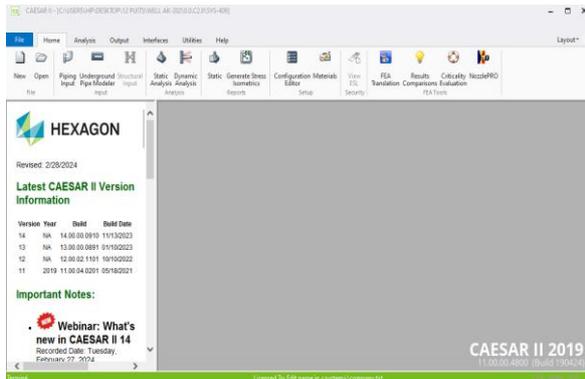
$$\sigma = \frac{M_f}{1/v}$$

## 2-7- Méthodologie d'analyse de flexibilité sous CAESAR II v11

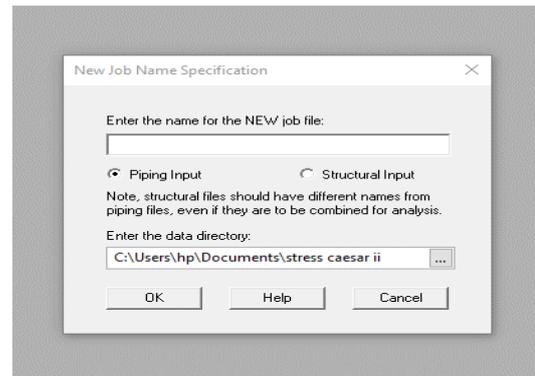
### 2-7-1- Les étapes de la création d'un modèle sous CAESAR II

Toutes les données nécessaires pour le système de tuyauterie sont collectées, y compris les dessins d'implantation, les spécifications des matériaux, les données de charge, etc.

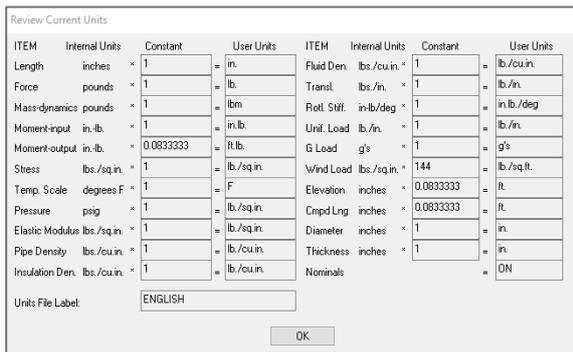
La modélisation d'un modèle 3D du système de tuyauterie de manière précise, en incluant les composants tels les tuyaux, les raccords, les vannes, les supports, etc.



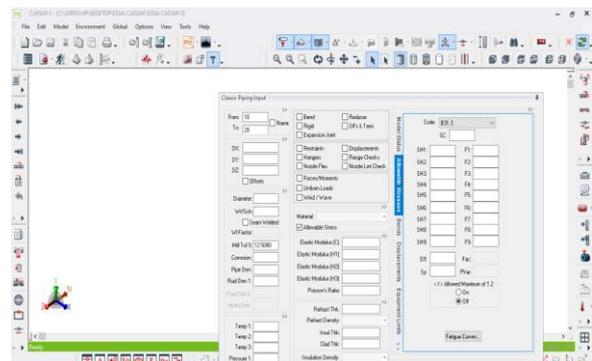
1



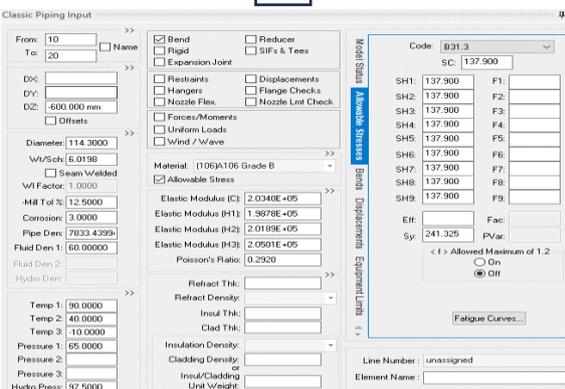
2



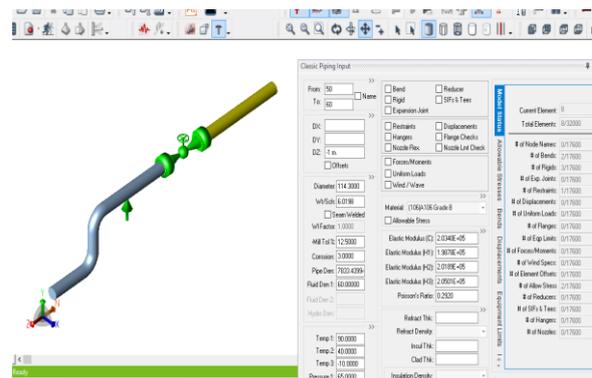
3



4



5



6

Figure 6 -3 : Les étapes de modélisation sous CAESAR II.

Ce logiciel utilise la théorie des poutres pour analyser les systèmes de tuyauterie et les lignes (pipelines). Les coefficients d'intensification de contraintes dues aux singularités géométriques des raccords et interconnexions des systèmes Piping /pipeline sont automatiquement prises en considération dans le calcul. Le niveau de contraintes est ensuite comparé avec la limite admissible du code en termes de pourcentage (ratio en %).

### 2-7-2- La vérification des erreurs

Avant de lancer l'analyse, les données d'entrée doivent être vérifiées, de manière à identifier d'éventuelles erreurs qui pourraient empêcher le bon déroulement du calcul.

Lançons donc le vérificateur d'erreur :



Message Type	Message Number	Element/Node Number	Message Text																																								
WARNING	104E	10-20	User entered value: on element 10 TO 20 The computed minimum pipe thickness is greater than the user specified wall thickness.																																								
WARNING	33E	60-70	There is a GEOMETRIC INTERSECTION at node 70 and there was NO user defined INTERSECTION TYPE. Standard pipe flexibilities and SIF's = 1.0 will be used unless overridden by the user on each element framing into the intersection.																																								
NOTE			<p style="text-align: center;">CENTER OF GRAVITY REPORT</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Total Wght N</th> <th>X cg in.</th> <th>Y cg in.</th> <th>Z cg in.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pipe</td> <td>7342.6</td> <td>0.0</td> <td>1.3</td> <td>-1.6</td> </tr> <tr> <td>Insulation</td> <td>0.0</td> <td>0.0</td> <td>0.0</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>Refractory</td> <td>0.0</td> <td>0.0</td> <td>0.0</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>Fluid</td> <td>58.6</td> <td>0.0</td> <td>0.8</td> <td>-2.9</td> </tr> <tr> <td>Pipe+Ins+Rfrty</td> <td>7342.6</td> <td>0.0</td> <td>1.3</td> <td>-1.6</td> </tr> <tr> <td>Pipe+Fluid</td> <td>7401.2</td> <td>0.0</td> <td>1.3</td> <td>-1.6</td> </tr> <tr> <td>Pipe+Ins+Rfrty+Fld</td> <td>7401.2</td> <td>0.0</td> <td>1.3</td> <td>-1.6</td> </tr> </tbody> </table>		Total Wght N	X cg in.	Y cg in.	Z cg in.	Pipe	7342.6	0.0	1.3	-1.6	Insulation	0.0	0.0	0.0	0.0	Refractory	0.0	0.0	0.0	0.0	Fluid	58.6	0.0	0.8	-2.9	Pipe+Ins+Rfrty	7342.6	0.0	1.3	-1.6	Pipe+Fluid	7401.2	0.0	1.3	-1.6	Pipe+Ins+Rfrty+Fld	7401.2	0.0	1.3	-1.6
	Total Wght N	X cg in.	Y cg in.	Z cg in.																																							
Pipe	7342.6	0.0	1.3	-1.6																																							
Insulation	0.0	0.0	0.0	0.0																																							
Refractory	0.0	0.0	0.0	0.0																																							
Fluid	58.6	0.0	0.8	-2.9																																							
Pipe+Ins+Rfrty	7342.6	0.0	1.3	-1.6																																							
Pipe+Fluid	7401.2	0.0	1.3	-1.6																																							
Pipe+Ins+Rfrty+Fld	7401.2	0.0	1.3	-1.6																																							

### 2-7-3- Éditeur de cas de chargement

Une fois que la vérification des erreurs est réussie, les cas de chargement nécessaire à l'analyse du système peuvent être créés.

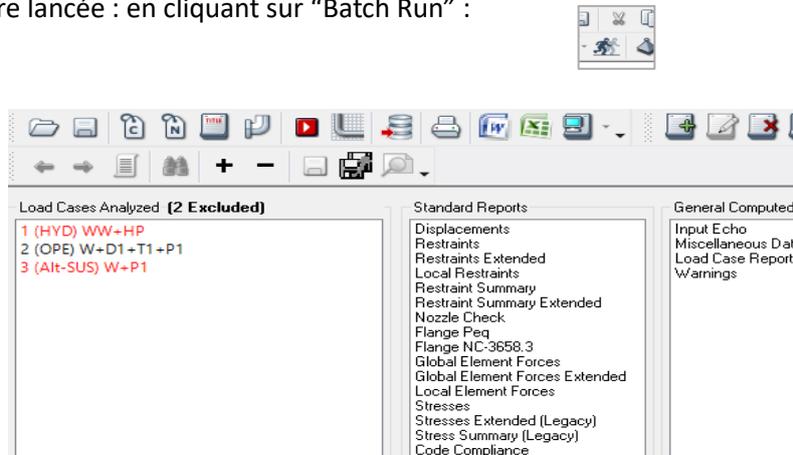
Exclude	Definition	Name	Stress Type	Alternate SUS/OCC
<input type="checkbox"/>	WW+HP	HYDRO TEST CASE	HYD	
<input type="checkbox"/>	W+D1+T1+P1	OPERATING CASE CONDITIO	OPE	
<input type="checkbox"/>	W+P1	ALTERNATE SUSTAINED STRE	SUS	<input checked="" type="checkbox"/> L2
<input type="checkbox"/>	W+P1	SUSTAINED CASE CONDITIO	SUS	
<input type="checkbox"/>	L2-L4	EXPANSION CASE CONDITIO	EXP	

### 2-7-4- Analyse de flexibilité

Effectuant une analyse statique pour évaluer le comportement du système de tuyauterie sous différentes conditions de charge. Et vérifier les contraintes et les déformations à fin d'assurer qu'ils restent dans les limites acceptables définies par les codes et les normes applicables.

Le logiciel utilise des techniques d'analyse par éléments finis pour résoudre les équations d'équilibre des contraintes et déterminer le comportement du système.

L'analyse peut être lancée : en cliquant sur "Batch Run" :



### 2-7-5- Optimisation et correction

Analysant les résultats de l'analyse de flexibilité pour évaluer la conformité du système de tuyauterie aux critères de conception, tels que les limites de déplacement, les contraintes admissibles, les marges de sécurité, etc...

Sur la base de ces résultats, apportant des modifications au modèle de tuyauterie si nécessaire pour résoudre les problèmes identifiés, tels que les contraintes excessives, les déformations excessives, etc.

### 2-7-6- Rapports et documentation

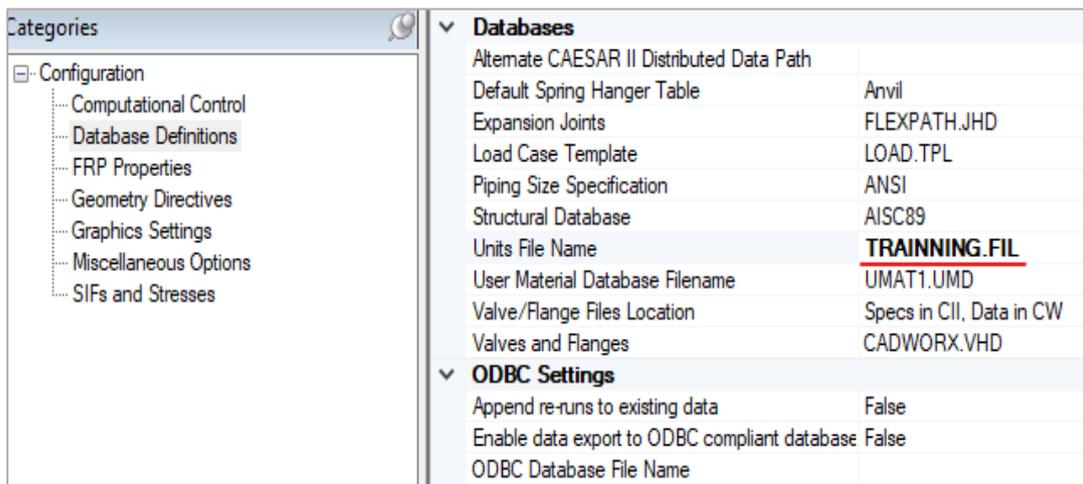
Préparant des rapports détaillés documentant les résultats de l'analyse de flexibilité, y compris les charges appliquées, les déplacements, les contraintes et les conclusions.

Ces rapports servent de référence pour les ingénieurs de conception, les équipes de construction et les autorités réglementaires.

## 3- Données de calcul de projet

### 3-1- Système d'unités utilisé

Sur 'Configuration' on peut entrer le système d'unité qu'on veut utiliser, comme il est montré :



Review Current Units							
ITEM	Internal Units	Constant	User Units	ITEM	Internal Units	Constant	User Units
Length	inches	* 25.4	= mm.	Fluid Den.	lbs./cu.in.	* 27680	= kg/cu.m.
Force	pounds	* 4.448	= N.	Transl.	lbs./in.	* 0.17512	= N./mm.
Mass-dynamics	pounds	* 0.4536	= kg.	Rotl. Stiff.	in-lb/deg	* 0.11298	= N.m./deg
Moment-input	in.-lb.	* 0.11298	= N.m.	Unif. Load	lb./in.	* 0.17512	= N./mm.
Moment-output	in.-lb.	* 0.11298	= N.m.	G Load	g's	* 1	= g's
Stress	lbs./sq.in.	* 0.0068946	= N./sq.mm.	Wind Load	lbs./sq.in.	* 6.8946	= KPa
Temp. Scale	degrees F	* 0.5556	= C	Elevation	inches	* 0.0254	= m.
Pressure	psig	* 0.068946	= bars	Cmpd Lng	inches	* 25.4	= mm.
Elastic Modulus	lbs./sq.in.	* 0.0068946	= N./sq.mm.	Diameter	inches	* 25.4	= mm.
Pipe Density	lbs./cu.in.	* 27680	= kg/cu.m.	Thickness	inches	* 25.4	= mm.
Insulation Den.	lbs./cu.in.	* 27680	= kg/cu.m.	Nominals			= ON
Units File Label:	TRAINING						
OK							

Figure 6-4: Système d'unité utilisé.

### 3-2-Données de process (Inputs)

#### a- Pour le puits (Typical well-head)

- Les matériaux utilisés

A790 S32205, A333 6, API 5L X60.

**A790 S32205** : Il s'agit d'un acier inoxydable duplex. Il est défini par la norme ASTM A790 et est caractérisé par sa structure à double phase (austénitique-ferritique), ce qui lui confère une combinaison unique de résistance à la corrosion, de résistance mécanique et de ténacité.

**A333 6** : Pour les tubes sans soudure en acier au carbone et au carbone-manganèse destinés à être utilisés dans les applications nécessitant une résistance à basse température (aussi basse que -45 ° C), Pour transport vers la cage de torche.

**API 5L X60** : Est une spécification de matériau pour les tubes en acier utilisés dans les pipelines de transport de pétrole et de gaz. Conforme à la norme API 5L de l'American Petroleum Institute, le X60 indique un acier à haute résistance avec une limite d'élasticité minimale de 415 MPa. Il est caractérisé par sa capacité à supporter des températures et des pressions élevées ; Dont la large gamme des nuances à résistance est utile pour les lignes 'underground'.

• **Les températures et Pressions**

Zone		T <sub>max</sub> de conception (°C)	T <sub>opérateur</sub> (°C)	T <sub>min</sub> de conception (°C)	Pression de conception (Bar)	Pression hydrostatique (Bar)
Ligne de production	Avant la chocke	130	110	-45	150	225
	Après la chocke	90	75	-29	65	97.5
	Raccordement avec le pipeline	90	75	-29	65	97.5
Ligne de Torche	Venant de Gare racleur	90	50	-45	10	15
	Vers fosse de brulage	90	50	-45	10	15
Le flowline	Vers manifold	90	75	-29	65	97.5

Tableau 6-2 : Les températures et pressions du système puits AK202.

• **Diamètres, Épaisseurs, surépaisseurs de corrosion, Densités, Matériaux, Codes**

Zone		Diamètre (Inch)	Épaisseur (mm)	CA (mm)	Densité (Kg/m <sup>3</sup> )	Matériau	Code
Ligne de production	Avant la chocke	4	8.56	0	60	A790 S32205	ASME B31.3
	Après la chocke	6	7.11	0	60	A790 S32205	
	Raccordement avec le pipeline	6	14.27	6.3	60	A333 6	
Ligne de Torche	Venant de Gare racleur	2	11.07	6.3	80	A333 6	ASME B31.3
	Vers fosse de brulage	8	10.31	6.3	80	A333 6	
Le flowline	Vers manifold	6	10.96	6	60	API 5L X60	ASME B31.8

Tableau 6-3 : Les données de process de puits AK202.

**b- Pour le manifold**

• **Les matériaux utilisés**

A790 S32205, A333 6, A106, API 5L X60.

**A106** : ASTM A106 est une spécification qui concerne les tuyaux en acier au carbone sans soudure destinés à des services à haute température.

• **Les températures et Pressions**

Zone	T <sub>max</sub> de conception (°C)	T <sub>opérateur</sub> (°C)	T <sub>min</sub> de conception (°C)	Pression de conception (Bar)	Pression hydrostatique (Bar)
Tout le système	90	40	-29	65	97.5

Tableau 6-4 : Les températures et pressions du système manifold AK.

• **Diamètres, Épaisseurs, surépaisseurs de corrosion, Densités, Matériaux, Codes**

Zone		Diamètre (Inch)	Épaisseur (mm)	CA (mm)	Pression de conception	Matériau	Code
Venant des flowlines		6	10.96	6	54	API 5L X60	B31.8
Venant des trunklines		8	12.26	6	54	API 5L X60	B31.8
Ligne de collecte (collecteur de production)	Collecte des trois flowlines	6	18.17	0	54	A790 S32205	B31.3
	Collecte vers le trunkline de NEW SBF	8	18.26	6.3	54	A333 6	B31.3
Vers New SBF		10	13.63	6	54	API 5L X60	B31.8
La kicker-line		4	13.48	6.3	54	A333 6	B31.3

Tableau 6-5 : Les données de process pour le manifold AK.



### 4-2-1- Les principaux Scénarios étudiés

- HYD : WW+HP (Charge en eau+ Pression d'essai hydrostatique).
- OPE 1 : W+D1+D2+T1+P1 (Charge + Déplacements (1+2) + Température1 +Pression1).
- OPE 2 : W+D1+D2+T2+P1 (Charge + Déplacements (1+2) + Température2 +Pression1).
- OPE 3 : W+D1+D2+T3+P1 (Charge + Déplacements (1+2) + Température3 +Pression1).
- OPE 4 : W+D1+D2+T2+P1+F1 (Charge+ Déplacements (1+2) +Température2+Pression1+ Force1).
- OPE 5 : W+D1+D2+T1+P1+WIN1 (Charge+ Déplacements (1+2) +T2+P+ Vent selon +X).
- OPE 6 : W+D1+D2+T1+P1+WIN2 (Charge+ Déplacements (1+2) +T2+P+ Vent selon -X).
- OPE 7 : W+D1+D2+T1+P1+WIN3 (Charge+ Déplacements (1+2) +T2+P+ Vent selon +Z).
- OPE 8 : W+D1+D2+T1+P1+WIN4 (Charge+ Déplacements (1+2) +T2+P+ Vent selon -Z).
- SUS : W+P1 (Charge +Pression1).
- OCC 1 : OPE 4-OPE 2 (Que la force1).
- OCC 2 : OPE 5-OPE 2 (Que le vent(+X)).
- OCC 3 : OPE 6-OPE 2 (Que le vent (-X)).
- OCC 4 : OPE 7-OPE 2 (Que le vent (+Z)).
- OCC 5 : OPE 8-OPE 2 (Que le vent (-Z)).
- OCC 6 : SUS+OCC1 : W+P1+F1 (Charge +Pression+ Force).
- OCC 7 : SUS+OCC2 : W+P1+WIN1 (Charge +Pression+ Vent (+X)).
- OCC 8 : SUS+OCC3 : W+P1+WIN2 (Charge +Pression+ Vent (-X)).
- OCC 9 : SUS+OCC4 : W+P1+WIN3 (Charge +Pression+ Vent (+Z)).
- OCC 10 : SUS+OCC5 : W+P1+WIN4 (Charge +Pression+ Vent (-Z)).
- EXP 1 : OPE1-SUS : T1+D1+D2 (Que T1).
- EXP 2 : OPE2-SUS : T2+D1+D2 (Que T2).
- EXP 3 : OPE1-OPE2 : T1-T2 (Ecart entre T1 et T2).
- EXP 4 : OPE3-SUS : T3+D1+D2 (Que T3).
- EXP 5 : OPE1-OPE3 : T1-T3 (Ecart entre T1 et T3).
- EXP 5 : OPE2-OPE3 : T2-T3 (Ecart entre T2 et T3).

#### Avec :

T1 : est la température maximale de conception.

T2 : est la température opérationnelle.

T3 : est la température minimale de conception.

Et le vent agit sur les quatre directions : (+X, -X, +Z, -Z).

### 4-3- Représentation du puits AK202 sous le logiciel CAESAR II

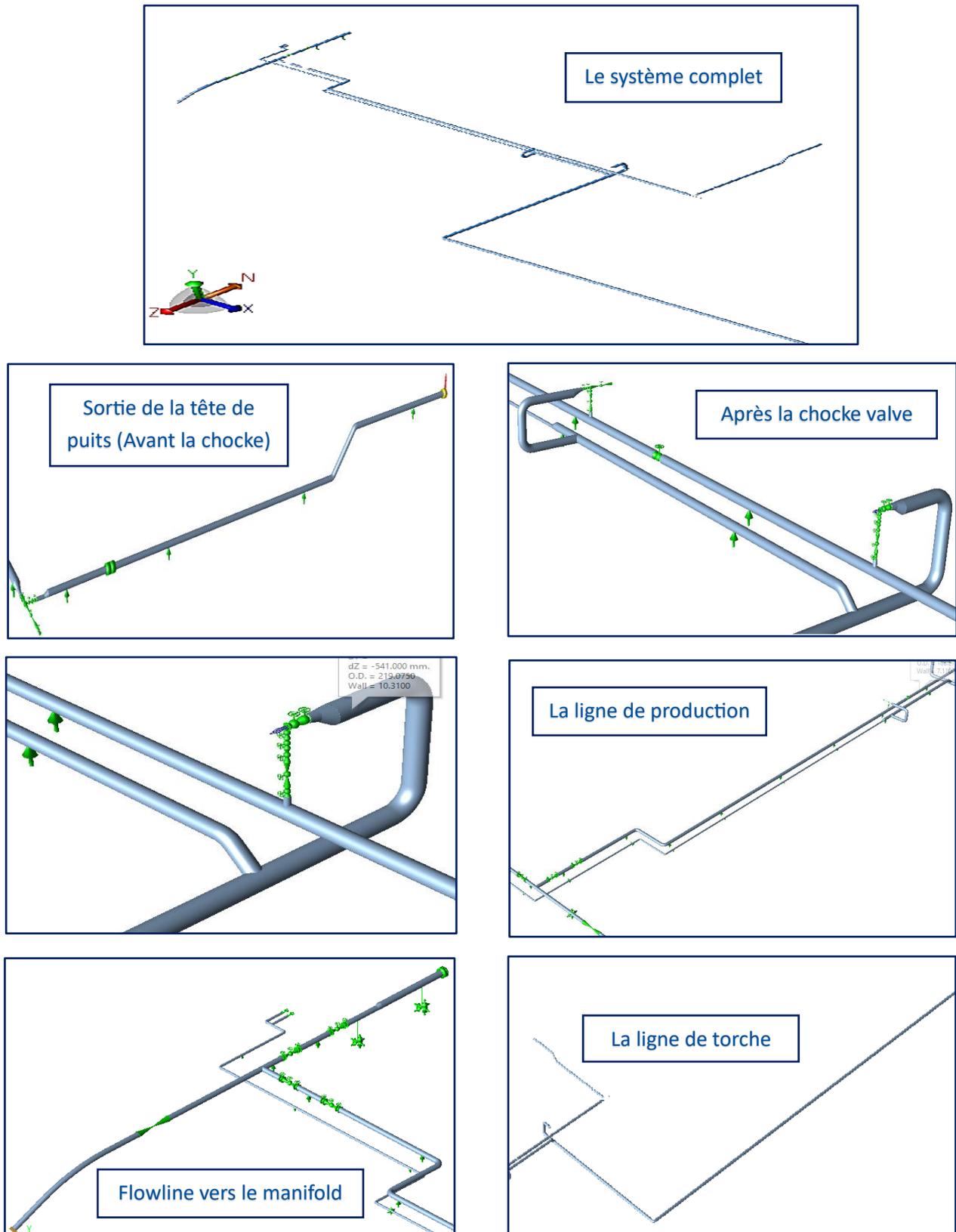


Figure 6-6 : Représentation du puits AK202 sous le logiciel CAESAR II.

❖ **La force appliquée**

Est la force qui agit sur le système lorsque la PSV se crache afin de dépressuriser la surcharge.

Sa valeur est une donnée de fournisseur ;  $F=7260\text{ N}$

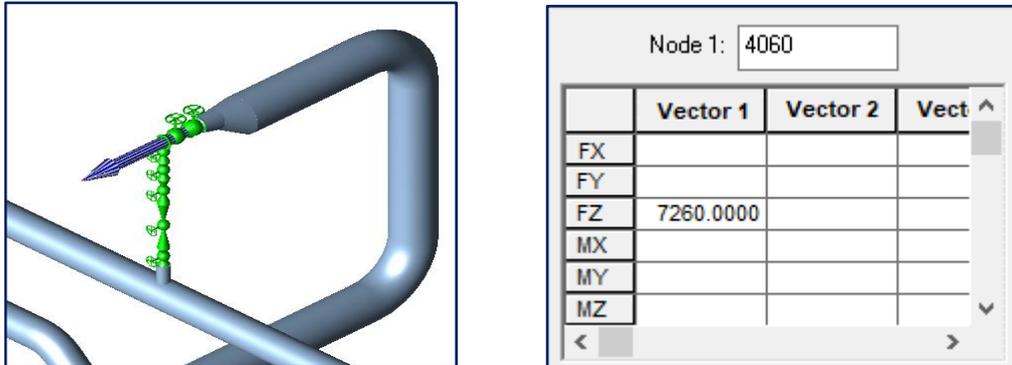


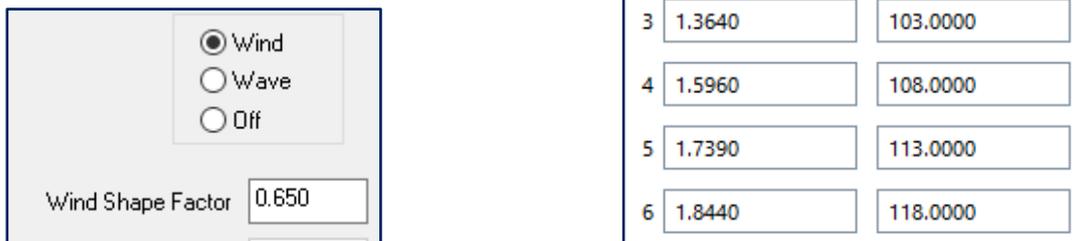
Figure 6-7 : Représentation de la force de PSV sur CAESAR II

❖ **La charge du vent**

On prend le facteur de forme du vent de 0,65.

Et les valeurs des pressions et élévations sont des

Données de fournisseur.



**Facteur de forme du vent (Wind shape factor)**

Une valeur de **0,5** à **0,65** est généralement utilisée pour les sections cylindriques.

L'activation de l'option Vent active l'onglet Entrée de charge de vent, accessible depuis l'éditeur de cas de charge pendant l'analyse statique.

#### 4-4- Contraintes maximales calculées

Pour la première analyse le résultat est le suivant et les photos montrant les concentrations de contraintes dans le système sont dans l'annexe.

Load Cases Analyzed
1 (HYD) WW+HP
2 (OPE) W+D1+D2+T1+P1
3 (OPE) W+D1+D2+T2+P1
4 (OPE) W+D1+D2+T3+P1
5 (OPE) W+D1+D2+T2+P1+F1
6 (OPE) W+D1+D2+T1+P1+WIN1
7 (OPE) W+D1+D2+T1+P1+WIN2
8 (OPE) W+D1+D2+T1+P1+WIN3
9 (OPE) W+D1+D2+T1+P1+WIN4
10 (SUS) W+P1
11 (OCC) L11=L5-L3
12 (OCC) L12=L6-L3
13 (OCC) L13=L7-L3
14 (OCC) L14=L8-L3
15 (OCC) L15=L9-L3
16 (OCC) L16=L10+L11
17 (OCC) L17=L10+L12
18 (OCC) L18=L10+L13
19 (OCC) L19=L10+L14
20 (OCC) L20=L10+L15
21 (EXP) L21=L2-L10
22 (EXP) L22=L3-L10
23 (EXP) L23=L2-L3
24 (EXP) L24=L4-L10
25 (EXP) L25=L2-L4
26 (EXP) L26=L3-L4

Le tableau ci-dessous présente les nœuds où la contrainte calculée (code de stress) dépasse les valeurs admissibles pour différents cas de chargement.

Scénario	Nœud	Contrainte calculé (N/sq.mm)	Contrainte admissible (N/sq.mm)	Rapport des contraintes (Ratio%)	Observation
SUS	7077	225.9	137.9	163.8	Échec
OCC (que du vent) de 4 directions	120	370.3	289.9	127.7	Échec
OCC 6 (SUS+FORCE)	7077	225.9	183.4	123.2	Échec
OCC (SUS+VENT) de 4 directions	130	461.2	289.9	159.6	Échec
EXP1 T1+D1+D2 (Que T1).	3040	570.1	402.8	141.5	Échec
EXP2 T2+D1+D2 (Que T2).	3040	525.3	402.8	130.4	Échec

Tableau 6-6 : les contraintes maximales dans le puits pour les cas de chargement à problèmes.

#### Observation

- Il existe 12 Scénarios à problèmes (signalés en rouge), où leur conformité au code (du Code compliance report) échoue, en raison du dépassement de la contrainte admissible, par leurs contraintes maximales calculées (avec un ratio > 100%).

## Chapitre 6 : Etude de flexibilité - Résultats et interprétation

Pour mieux comprendre le phénomène, nous utilisons les outils de CAESAR II pour visualiser ce qui se passe dans ces nœuds. Alors, les résultats de tableau peuvent être représentés sur les captures suivantes où la contrainte maximale est calculée pour chaque cas de chargement à problème:

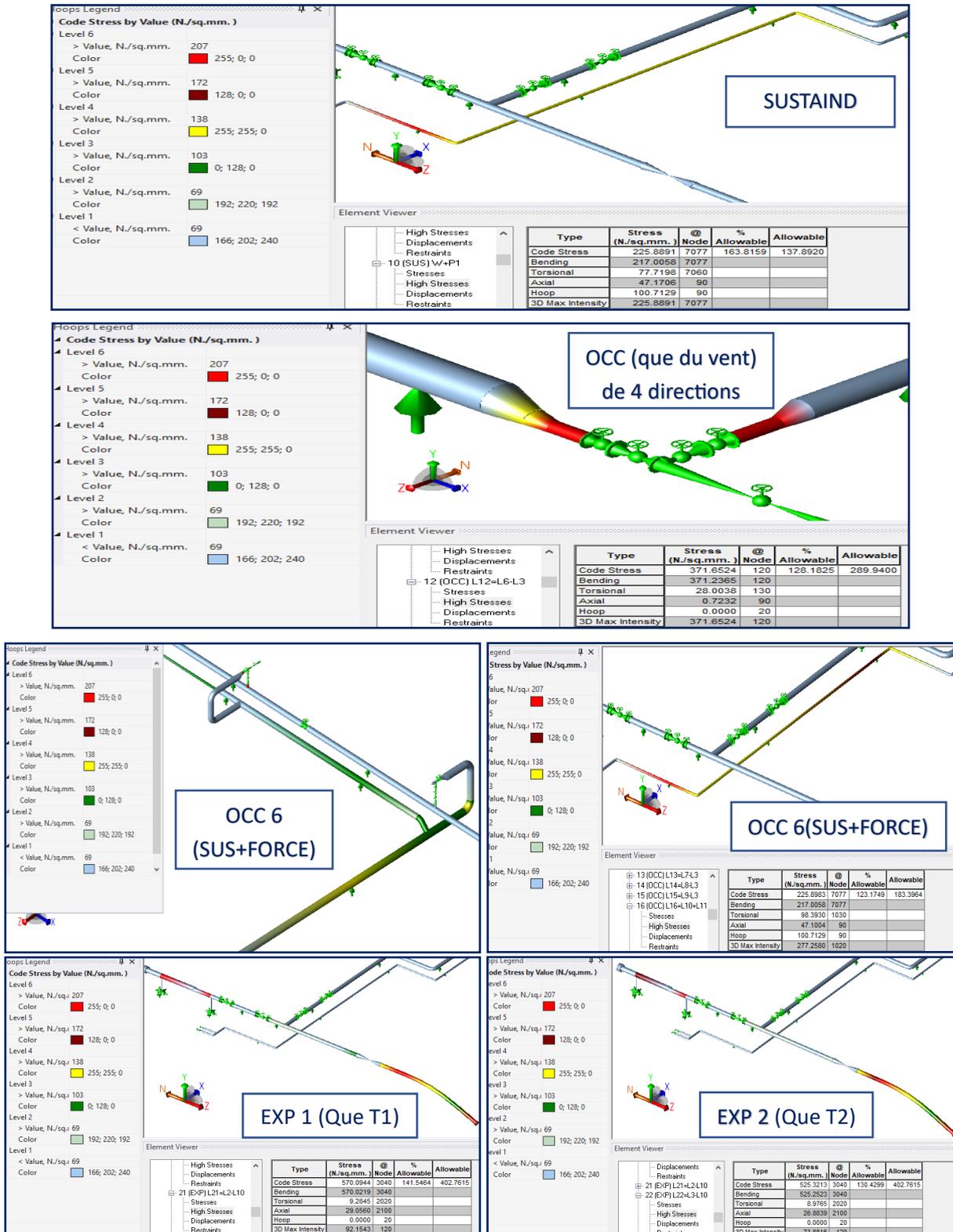


Figure 6-8 : Représentation des valeurs de contraintes par couleurs dans le puits.

#### 4-4-1- Analyses des contraintes

Scénario	Noeud	Contrainte axiale (N/sq.mm)	Contrainte de flexion (N/sq.mm)	Contrainte de torsion (N/sq.mm)	Contrainte circulaire (N/sq.mm)	Contrainte max (N/sq.mm)
SUS(W+P1)	90	47.2			100.7	
	7060			77.7		
	7077		217			225.9
OCC2 (que du vent) 4 directions	20				0	
	90	0.7				
	120		371.2			371.7
	130			28		
OCC (SUS+FORCE)	90	47.1			100.7	
	1020					277.3
	1030			98.4		
	7077		217			
OCC (SUS+VENT) 4 directions	90	47.9			100.7	
	130		448.2			482.7
	7060			77.7		
EXP1 T1+D1+D2 (Que T1).	20				0	
	120					92
	2020			9.3		
	2100	29.1				
	3040		570			
EXP2 T2+D1+D2 (Que T2).	20				0	
	120					73.9
	2020			9		
	2100	26.9				
	3040		525.3			

Tableau 6-7 : Analyse des contraintes des cas de chargement à problèmes dans le puits.

#### 4-5- Résultat de Simulation pour différents cas de chargements

##### ❖ Les déplacements dans les points critiques

##### Cas d'essais hydrostatique (HYD)

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-0.748	0.006	-0.177	-0.0026	0.0332	-0.1351
40	1.301	-0.508	-0.175	-0.0054	0.0264	-0.1355
2010	-0.1355	0.013	-0.015	-0.0052	-0.0005	0.0003
2020	-0.000	0.203	-0.014	0.0205	0.0008	0.0141
2070	-0.001	-0.350	-0.360	0.0532	-0.0057	0.0096
3500	0.000	0.572	0.001	-0.0234	0.0000	-0.0449
4120	-3.621	-28.653	0.002	-0.4026	0.0472	-0.3614
9020	-0.742	1.825	-0.681	-0.0721	-0.0244	0.0228

Tableau 6-8 : Les déplacements dans le cas des essais hydrostatiques.

❖ Les forces et les moments dans les points critiques

Cas d'essais hydrostatique (HYD)

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
20	0	84	-0	-18	-0	0
40	24	187	-302	-160	-61	-1
2010	-17	-529	-155	182	33	150
2020	-17	590	-155	180	30	271
2070	-107	30	-461	180	540	-170
3500	-53	855	-32	0	21	1408
4120	0	3314	-0	-1052	0	-0
9020	-220	1003	-247	672	285	198

Tableau 6-9 : Les forces et moments dans le cas des essais hydrostatiques.

**Note**

- On a choisi des points critiques dans le système sur les nœuds situés dans les tableaux en dessus ; ces points sont généralement des points singuliers (coudes, tés, ...).
- La suite des résultats de simulation pour les différents cas de chargements sur le puits AK202 sont dans l'ANNEXE.

## 5- Calcul et analyse de flexibilité sur le manifold AK

### 5-1- Présentation du circuit

L'étude se base sur la tuyauterie de manifold AK ; qui reçoit les flux provenant des trois flowlines, à savoir les pipelines de puits AK202, AK203 et AK 206, ainsi des deux trunklines (8 inch) provenant des autres manifolds AK-205 et GLT. Ils sont regroupés dans le collecteur de production qui achemine le produit collecté dans le trunkline (10 inch) et le transporter vers le centre de traitement NEW SBF.

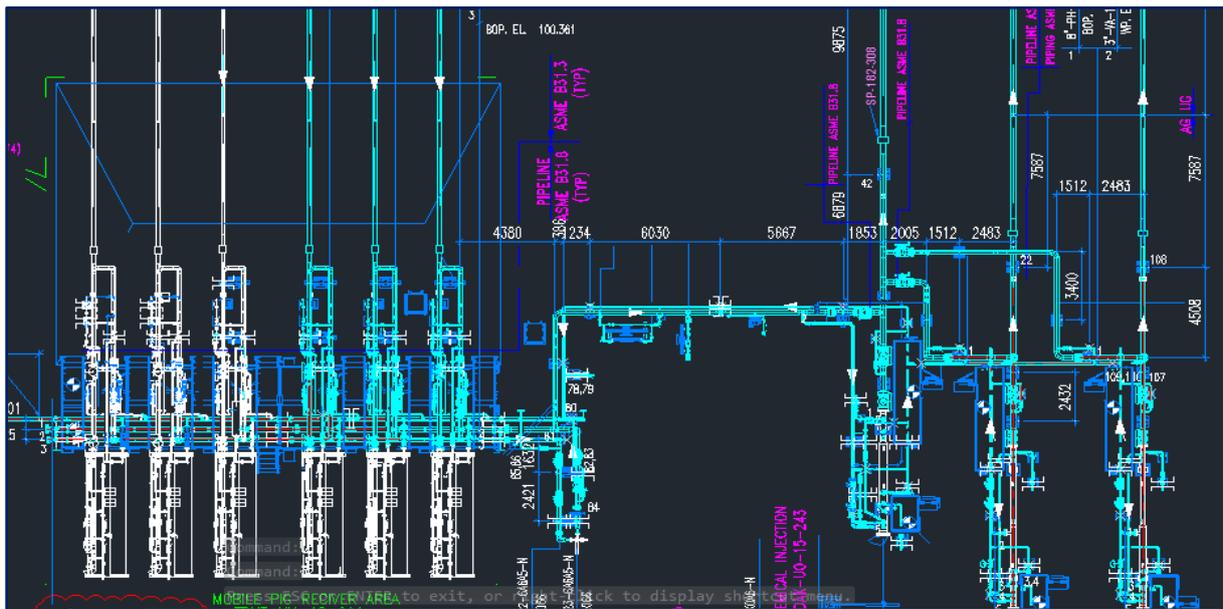


Figure 6-9 : Plan d'arrangement(2D) -AUTOCAD du Manifold.

## 5-2- Calcul de la force de slug

### 5-2-1- Définition

L'écoulement de bouchons est un phénomène d'écoulement multiphasique observé dans les systèmes de tuyauterie, caractérisé par la formation périodique de bouchons de liquide projetés à une vitesse (gazeuse) élevée. Ce phénomène peut entraîner des forces dynamiques de fluide dues à des changements de quantité de mouvement, induisant des vibrations pouvant entraîner des dommages structurels. [4]

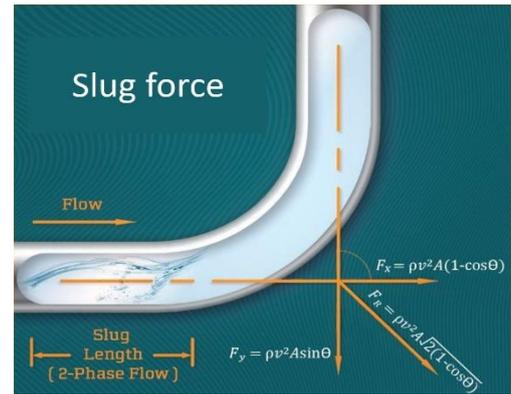


Figure 6-10 : La force de slug.

Pour atténuer les risques liés aux flux de bouchons, plusieurs mesures préventives peuvent être mises en œuvre, telles que :

- Configuration des tuyaux : Concevoir la configuration des canalisations pour protéger contre l'écoulement de bouchons, en particulier dans les zones où le liquide peut s'accumuler (par exemple, les poches).
- Vérification de l'isolation : Vérifier régulièrement l'isolation pour minimiser la formation de condensat.
- Vidange complète : Concevoir les équipements et la tuyauterie pour permettre une vidange complète et éliminer les poches pouvant emprisonner le liquide.
- Sélection des matériaux : Sélectionner des matériaux ayant une résistance à la traction raisonnable pour résister aux transitoires dynamiques et aux charges d'impact (par exemple, éviter d'utiliser de la fonte).
- Conception des supports : Assurer une conception appropriée des supports pour les performances transitoires.

### 5-2-2- La méthode de calcul

#### ❖ La force de slug dans le coude

Le slug dans un coude est présenté par une force axiale suivant le sens de l'écoulement et une force orthogonale selon le sens inverse (dans le changement de direction).

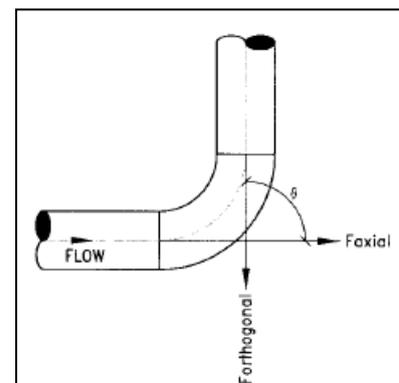
$$F_{axiale} = X \rho A V^2 (1 - \cos \theta)$$

$$F_{orthogonale} = X \rho A V^2 \sin \theta$$

$$\text{Avec : } A = \frac{\pi}{4} (OD - 2t)^2$$

La résultante :

$$F_R = X \rho A V^2 \sqrt{2 (1 - \cos \theta)}$$

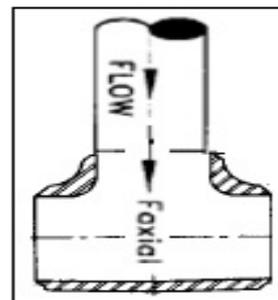


### ❖ La force de slug dans le té

Le slug dans un té est présenté par une force axiale seule, suivant le sens de l'écoulement.

$$F_{axiale} = X \rho A V^2$$

Avec :  $A = \frac{\pi}{4} (OD - 2t)^2$



### Les données d'entrée

Vitesse de slug	4,3	[m/s]
Densité de slug "ρ"	1000,3	[Kg/m <sup>3</sup> ]
DLF "X"	2	Note 1

DLF « X » : Est le facteur de charge dynamique qui est égal à 2 ; doit être utilisé en l'absence de données plus précises.

En fonction de la longueur du bouchon (Slug), tous les coudes/tés concernés sont répertoriés dans le tableau ci-dessus. À un moment donné, un seul de ces coudes/tés subira une force de frappe. Le logiciel CAESAR II est limité pour gérer seulement 9 vecteurs de force dans un seul modèle de contrainte.

N° Slug	Le cas	Coude/ Té	Nœud	Diamètre extérieur OD (mm)	épaisseur t (mm)	Angle [θ Deg]	Surface (m <sup>2</sup> )	F <sub>axiale</sub> (N)	F <sub>orthogonale</sub> (N)
1	F1	Té	5050	168,275	7,11	90	0,0186	690	0
2	F2	Té	7000	168,275	7,11	90	0,0186	690	0
3	F3	Té	7010	168,275	7,11	90	0,0186	690	0
4	F4	Coude	7055	219,075	18,26	90	0,0262	968	968
5	F5	Té	7580	219,075	12,26	90	0,0297	1100	0
6	F6	Té	20000	219,075	12,26	90	0,0297	1100	0
7	F7	Té	12000	219,075	12,26	90	0,0297	1100	0
8	F8	Té	10500	219,075	12,26	90	0,0297	1100	0
9	F9	Té	13000	219,075	12,26	90	0,0297	1100	0

Tableau 6-10 : Les forces de slug calculées dans le manifold AK.

### 5-3- Les principaux Scénarios étudiés

- HYD : WW+HP (Charge en eau+ Pression d'essai hydrostatique).
- OPE 1 : W+D1+T1+P1 (Charge + Déplacement1+ Température1 +Pression).
- OPE 2 : W+D2+T2+P1 (Charge + Déplacement2 + Température2 +Pression).
- OPE 3 : W+D3+T3+P1 (Charge + Déplacement3 + Température3 +Pression).
- OPE 4: W+D2+T2+P1+F1 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force1).
- OPE 5: W+D2+T2+P1+F2 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force2).
- OPE 6: W+D2+T2+P1+F3 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force3).
- OPE 7: W+D2+T2+P1+F4 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force4).
- OPE 8: W+D2+T2+P1+F5 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force5).
- OPE 9: W+D2+T2+P1+F6 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force6).
- OPE 10: W+D2+T2+P1+F7 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force7).
- OPE 11: W+D2+T2+P1+F8 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force8).
- OPE 12: W+D2+T2+P1+F9 (Charge+ Déplacement2 +Température2+Pression+ Force9).
- SUS : W+P1 (Charge +Pression).
- OCC 1 : OPE4-OPE2 (Que la force 1).
- OCC 2 : OPE5-OPE2 (Que la force 2).
- OCC 3 : OPE6-OPE2 (Que la force 3).
- OCC 4 : OPE7-OPE2 (Que la force 4).
- OCC 5 : OPE8-OPE2 (Que la force 5).
- OCC 6 : OPE9-OPE2 (Que la force 6).
- OCC 7 : OPE10-OPE2 (Que la force 7).
- OCC 8 : OPE11-OPE2 (Que la force 8).
- OCC 9 : OPE12-OPE2 (Que la force 9).
- OCC 10 : SUS+OCC1 : W+P1+F1 (Charge +Pression+ Force1).
- OCC 11 : SUS+OCC2 : W+P1+F2 (Charge +Pression+ Force2).
- OCC 12 : SUS+OCC3 : W+P1+F3 (Charge +Pression+ Force3).
- OCC 13 : SUS+OCC4 : W+P1+F4 (Charge +Pression+ Force4).
- OCC 14 : SUS+OCC5 : W+P1+F5 (Charge +Pression+ Force5).
- OCC 15 : SUS+OCC6 : W+P1+F6 (Charge +Pression+ Force6).
- OCC 16 : SUS+OCC7 : W+P1+F7 (Charge +Pression+ Force7).
- OCC 17 : SUS+OCC8 : W+P1+F8 (Charge +Pression+ Force8).
- OCC 18 : SUS+OCC9 : W+P1+F9 (Charge +Pression+ Force9).
- EXP1 : OPE1-SUS : T1+D1 (Que T1).
- EXP2 : OPE2-SUS : T2+D2 (Que T2).
- EXP3 : OPE1-OPE2 : T1+D1-T2-D2 (Ecart entre T1 et T2).
- EXP4 : OPE3-SUS : T3+D3 (Que T3).
- EXP5 : OPE1-OPE3 : T1+D1-T3-D3 (Ecart entre T1 et T3).
- EXP6 : OPE2-OPE3 : T2+D2-T3-D3 (Ecart entre T2 et T3).

### 5-4- Représentation du manifold AK sous le logiciel CAESAR II

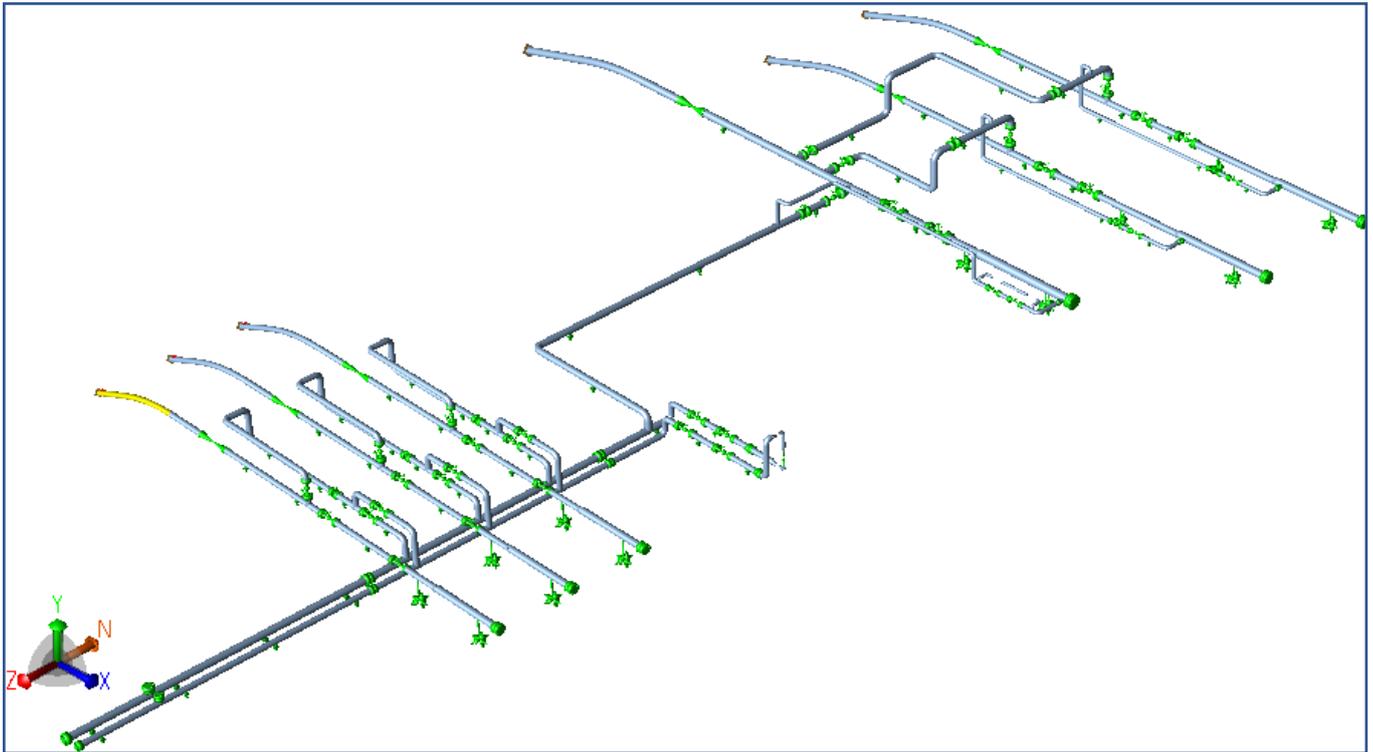


Figure 6-11 : Représentation du manifold AK sous le logiciel CAESAR II.

### 5-5- Contraintes maximales calculées

Pour la première analyse le résultat est le suivant :

1 (HYD) WW+HP	18 (OCC) CASE NOT ACTIVE
2 (OPE) W+D1+T1+P1	19 (OCC) CASE NOT ACTIVE
3 (OPE) W+D2+T2+P1	20 (OCC) CASE NOT ACTIVE
4 (OPE) W+D3+T3+P1	21 (OCC) CASE NOT ACTIVE
5 (OPE) W+D2+T2+P1+F1	22 (OCC) CASE NOT ACTIVE
6 (OPE) W+D2+T2+P1+F2	23 (OCC) CASE NOT ACTIVE
7 (OPE) W+D2+T2+P1+F3	24 (OCC) L24=L14+L15
8 (OPE) W+D2+T2+P1+F4	25 (OCC) L25=L14+L16
9 (OPE) W+D2+T2+P1+F5	26 (OCC) L26=L14+L17
10 (OPE) W+D2+T2+P1+F6	27 (OCC) L27=L14+L18
11 (OPE) W+D2+T2+P1+F7	28 (OCC) L28=L14+L19
12 (OPE) W+D2+T2+P1+F8	29 (OCC) L29=L14+L20
13 (OPE) W+D2+T2+P1+F9	30 (OCC) L30=L14+L21
14 (SUS) W+P1	31 (OCC) L31=L14+L22
15 (OCC) CASE NOT ACTIVE	32 (OCC) L32=L14+L23
16 (OCC) CASE NOT ACTIVE	33 (EXP) L33=L2-L14
17 (OCC) CASE NOT ACTIVE	34 (EXP) L34=L3-L14
18 (OCC) CASE NOT ACTIVE	35 (EXP) L35=L2-L3
	36 (EXP) L36=L4-L14
	37 (EXP) L37=L2-L4
	38 (EXP) L38=L3-L4

**Note :** les photos montrant les concentrations de contraintes dans le système sont dans l'annexe.

Scénario	Nœud	Contrainte calculé (N/sq.mm)	Contrainte admissible (N/sq.mm)	Rapport des contraintes (Ratio%)	Observation
HYD	17498	224.7	181	124.1	Échec
SUS	17150	272.7	137.9	197.8	Échec
OCC (SUS+FORCE)	17150	272.7	183.4	148.7	Échec
EXP 1 (Que T1)	20040	812.8	384.3	211.5	Échec
EXP 2 (Que T2)	20040	640	384.3	166.5	Échec
EXP 5 Ecart de T1-T3	20040	1171.2	384.3	304.8	Échec
EXP 6 Ecart de T2-T3	20040	998.3	384.3	259.8	Échec

Tableau 6-11 : les contraintes maximales dans le manifold pour les cas de chargement à problèmes.

### Observation

- Il existe 15 Scénarios à problèmes (signalés en rouge), où leur conformité au code (du Code compliance report) échoue, en raison du dépassement de la contrainte admissible, par leurs contraintes maximales calculées (avec un ratio > 100%).

Les résultats de tableau peuvent être représentés sur les captures suivantes où la contrainte maximale est calculée pour chaque cas de chargement à problème :

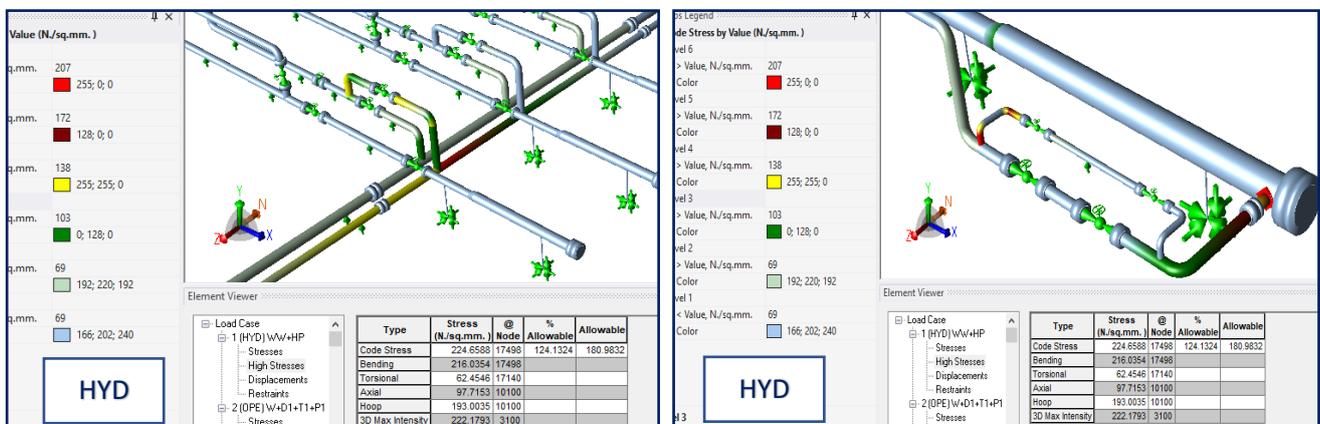


Figure 6-12 : Représentation des valeurs de contraintes par couleurs dans le manifold.

# Chapitre 6 : Etude de flexibilité - Résultats et interprétation

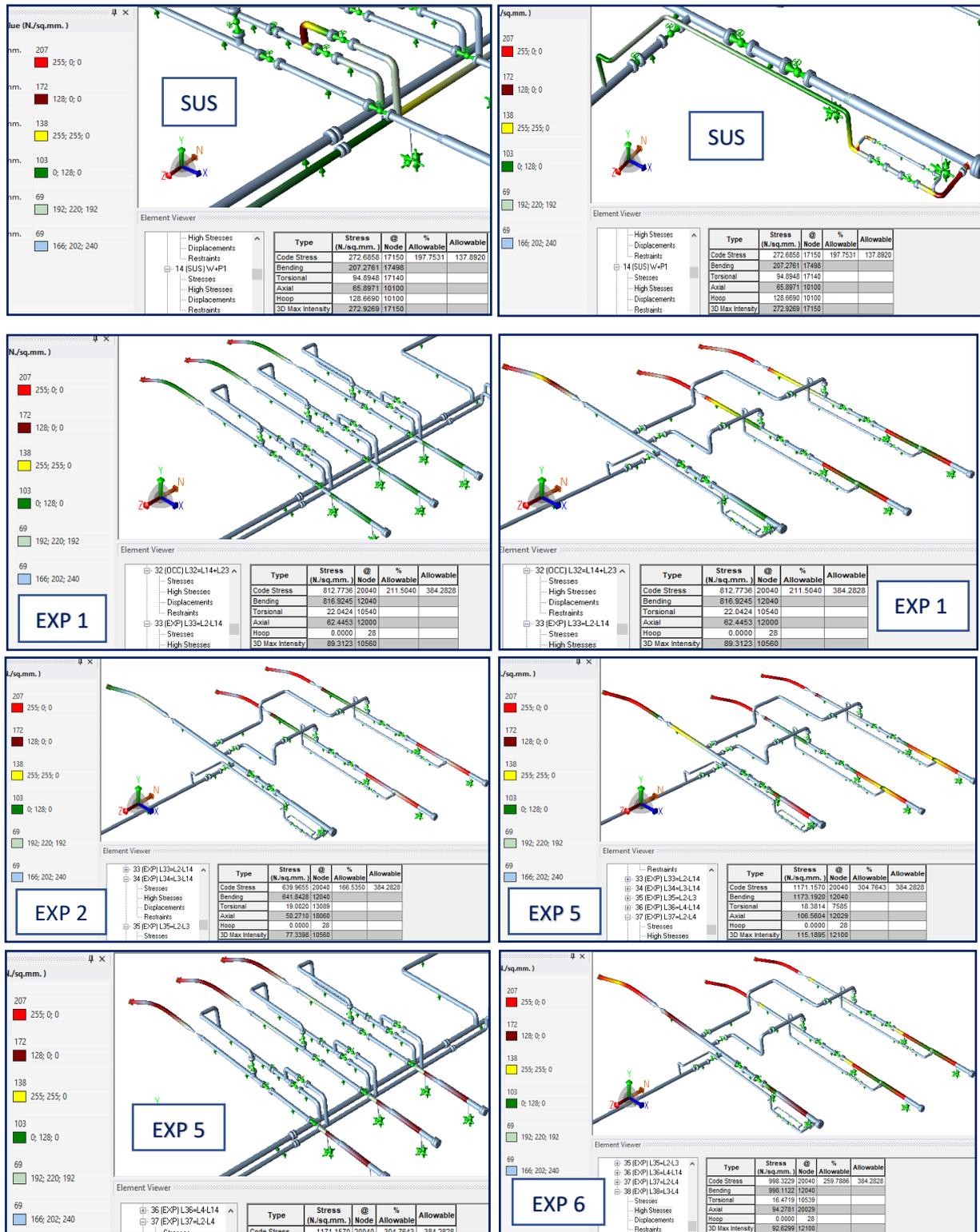


Figure 6-12 : Représentation des valeurs de contraintes par couleurs dans le manifold.

**5-5-1- Analyses des contraintes**

Scénario	Noeud	Contrainte axiale (N/sq.mm)	Contrainte de flexion (N/sq.mm)	Contrainte de torsion (N/sq.mm)	Contrainte circulaire (N/sq.mm)	Contrainte max (N/sq.mm)
HYD	10100	96.6			193	
	7915980		77.1			
	17000			13.2		
	7020					179.5
SUS	10100	65.9			128.7	
	17498		207.3			
	17140			94.9		
	17150					272.9
OCC (SUS+FORCE)	10100	65.9			128.7	
	17498		207.3			
	17140			94.9		
	17150					272.9
EXP 1 (Que T1)	12000	62.4				
	12040		816.9			
	10540			22		
	28				00.0	
	10560					89.3
EXP 2 (Que T2)	18060	50.3				
	12040		641.8			
	13089			19		
	28				00.0	
	10560					77.3
EXP 5 Ecart de T1-T3	12029	106.6				
	12040		1173.2			
	7585			18.4		
	28				0.0	
	12100					115.2
EXP 6 Ecart de T2-T3	20029	94.3				
	12040		998.1			
	10539			16.5		
	28				0.0	
	12100					92.6

Tableau 6-12 : Analyse des contraintes des cas de chargement à problèmes dans le manifold.

## 5-7- Résultat de Simulation pour différents cas de chargements

### ❖ Les déplacements dans les points critiques

Cas d'essais hydrostatique (HYD) :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	-0.624	-0.134	0.067	0.0219	0.0050	-0.0047
7055	-0.659	-0.123	0.444	0.0094	0.0073	-0.0009
7580	0.236	-0.054	0.443	-0.0026	-0.0104	-0.0073
7590	0.250	-0.100	0.277	-0.0061	-0.0027	0.0094
7600	0.264	-0.298	0.242	0.0061	-0.0004	0.0041
10690	0.169	-0.230	0.202	-0.0049	0.0035	0.0163
13210	0.111	-0.318	-0.035	-0.0048	-0.0024	0.0228
14350	0.125	-0.536	0.206	0.0802	0.0068	-0.0565

Tableau 6-13 : Les déplacements dans le cas des essais hydrostatiques.

### ❖ Les forces et les moments dans les points critiques

Cas d'essais hydrostatique (HYD) :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	2272	-501	-548	130	4831	897
7590	16989	-5663	249	-512	1263	592
7600	17139	-112	289	1761	210	-1524
10690	-19	7299	-43	62	-281	525
13210	-143	10007	298	98	223	192
7055	-126	834	-116	-335	-290	388
7050	-126	1215	-116	-645	306	-294
14350	-0	2488	0	1299	0	-123

Tableau 6-14 : Les forces et les moments dans le cas des essais hydrostatiques.

### Note

- On a choisi des points critiques dans le système sur les nœuds situés dans les tableaux en dessus ; ces points sont généralement des points singuliers (coudes, tés, ...) dans le manifold.
- La suite des résultats de simulation pour les différents cas de chargements sur le manifold AK sont dans l'ANNEXE.

### 6- Interprétation des résultats d'analyse de flexibilité

L'analyse de flexibilité réalisée sur le puits AK202 et le manifold AK à l'aide du logiciel CAESAR II a révélé plusieurs problèmes critiques qui nécessitent une attention particulière. Les résultats ont mis en évidence des concentrations de contraintes (over-stress) significatives c'est-à-dire les contraintes calculées dépassent les contraintes admissibles (Rapport des contraintes >1) à certains nœuds sous différents cas de chargement, notamment les chargements hydrostatiques, opérationnels, soutenus et occasionnels, ce qui signifie que « l'évaluation de la conformité aux codes a échoué ». Ces concentrations de contraintes augmentent les risques de défaillance et de dommages matériels, compromettant ainsi l'intégrité et la sécurité du système de tuyauterie.

En outre, l'analyse a également révélé des déplacements excessifs dans des points critiques du système, ainsi que les forces et les moments (Les photos sont dans l'ANNEXE). Ces résultats sont indicateurs de sollicitations importantes sur le système de tuyauterie, et que le système de supportage ne suffit pas. Ce qui pourrait entraîner des fuites, des ruptures de joints, ou des dommages structurels à long terme.

### 7- Recommandations et Solutions des problèmes

Sur la base des résultats de l'analyse de flexibilité, il est nécessaire de mettre en place des mesures correctives pour améliorer la performance du système de tuyauterie. Les solutions proposées visent à réduire les concentrations de contraintes et à limiter les déplacements excessifs observés dans les points critiques du système. Ces recommandations sont conçues pour renforcer l'intégrité structurale, améliorer la sécurité opérationnelle et prolonger la durée de vie des tuyauteries. Les recommandations suivantes détaillent les actions spécifiques à entreprendre pour résoudre les problèmes identifiés dans le puits AK-202 et le manifold AK.

Pour résoudre les problèmes identifiés lors de l'analyse de flexibilité du puits AK-202 et du manifold AK, plusieurs mesures correctives spécifiques ont été mises en œuvre :

- ❖ Premièrement, des supports supplémentaires ont été ajoutés à des endroits stratégiques pour redistribuer les charges et réduire les concentrations de contraintes. Ces supports comprennent à la fois des supports fixes de types **+Y**, des supports selon différents directions **±X, ±Y, ±Z**, des supports **guides**, des supports **Lim** ; Sont conçus pour stabiliser la tuyauterie et absorber les variations de charge.
- ❖ Deuxièmement, des gaps ont été intégrés au niveau des pieds des gares de racleurs pour créer certains degré de liberté et permettre des mouvements contrôlés tout en absorbant les dilatations thermiques. Cette approche aide à prévenir les déformations et les tensions excessives dues aux variations de température (Expansion), en permettant aux tuyaux de se dilater et de se contracter sans causer de contrainte excessive.
- ❖ Enfin, la trajectoire de certains tuyaux a été modifiée pour optimiser leur parcours et réduire les contraintes mécaniques. En ajustant les coudes et en allongeant les segments droits, la flexibilité de la tuyauterie a été améliorée, permettant une meilleure absorption des expansions thermiques et une réduction des déplacements excessifs.

En combinant ces solutions, le système de tuyauterie a été renforcé pour mieux résister aux contraintes mécaniques et thermiques, assurant ainsi une opération plus sûre et plus fiable.

### 7-1- Recommandations et Solutions à proposer pour le puits AK-202

#### 7-1-1- Les recommandations et solutions

##### ❖ L'ajout des supports supplémentaires

- Juste après la sortie de la tête de puits, nous avons ajouté un support de type -Y (interdisant les déplacements verticaux positifs) et un Guide (interdisant les changements de direction du tuyau à gauche et à droite), afin de renforcer la ligne et d'éviter les déplacements excessifs résultants des charges du vent selon les directions verticales et transversales.

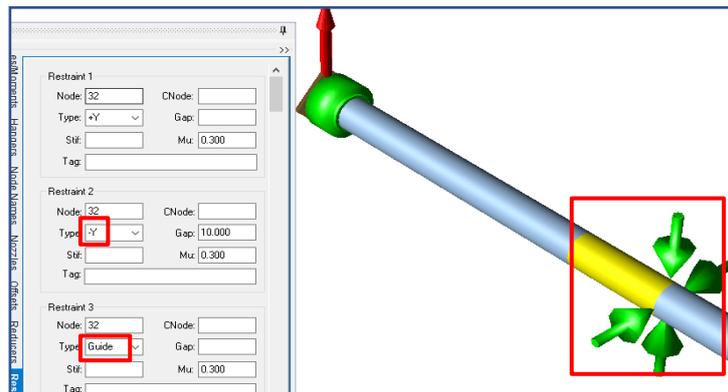


Figure 6-13 : L'ajout du support à la sortie de la tête de puits.

- Décalage d'un support +Y (interdisant les déplacements verticaux négatifs) du nœud 75 vers le nœud 77 qui est juste avant la chock valve, pour absorber la concentration de contraintes dans le cas du chargement occasionnel (le vent).

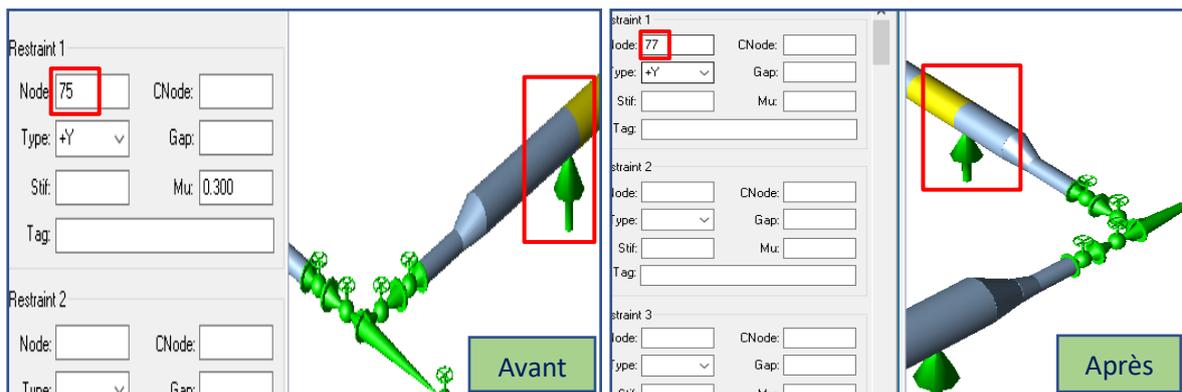


Figure 6-14 : Décalage du support de type appuis.

- L'ajout d'un support de type +Y (interdisant les déplacements verticaux négatifs), **Guide** (interdisant les déplacements latérales) et **Lim** (interdisant là encore les mouvements transversaux perpendiculaires au tuyau concerné) au niveau de la section de dégagement, afin d'éliminer la concentration de contraintes dans le cas du chargement occasionnel (Le vent) et les déplacements de cas de chargement (Le vent+charge soutenue).

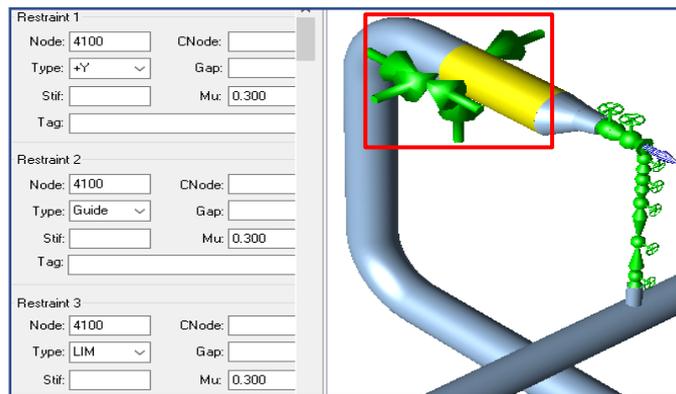


Figure 6-15: Création du support dans la section de dégagement.

- Des forces produites par le dégagement de pression (où la PSV se trouve) au raccordement des deux lignes principales, il a donc été établi que le meilleur emplacement du nouveau support est modélisé par le nœud 9015. On y programme alors sur CAESAR II un appui +Y (interdisant les déplacements verticaux négatifs) et un Guide (interdisant les changements de direction du tuyau à gauche et à droite). Cette solution globale devait protéger plusieurs zones du système.

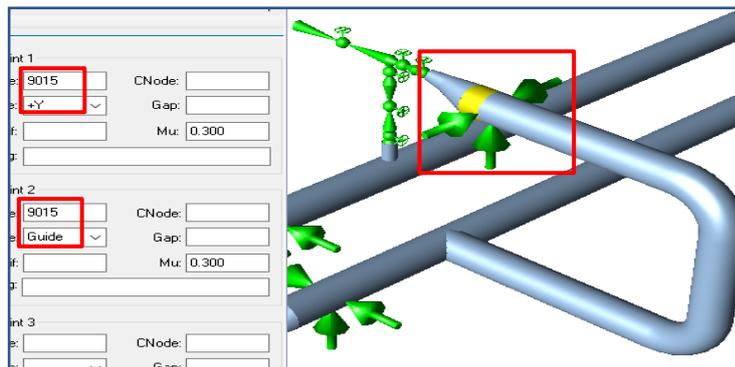


Figure 6-16: Création du support avant la PSV.

- Renforcement de certains points dans le reste du système par des supports **Guides** pour éliminer les surcharges et éviter les déplacements excessifs résultants des différents cas de chargement.

Ces renforcements sont généralement sur :

- La ligne de production (principale) et la ligne secondaire.
- La ligne de torche vers la fosse de brûlage.
- Les changements de direction (près des coudes).
- Entre deux vannes.
- Renforcement du flowline par un support de type **-Y** et **un guide** dans la partie aérienne.

❖ Les photos suivantes montrent tous les renforcements du système cités précédemment :

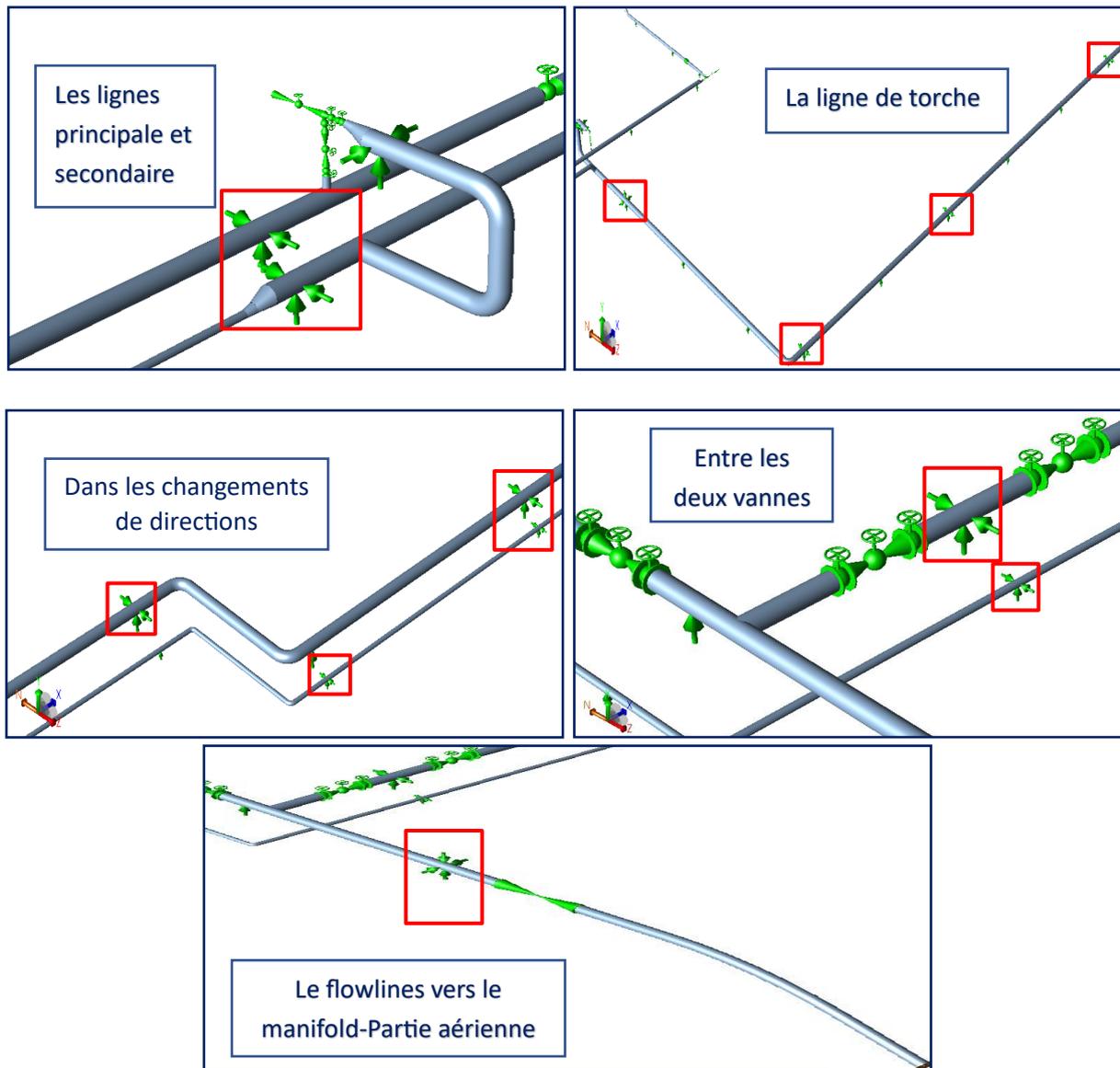


Figure 6-17: les renforcements du système par des guides.

- Création d'un appui simple +Y sur la tuyauterie de la gare de racleur mobile 2'' dans le nœud 7095.

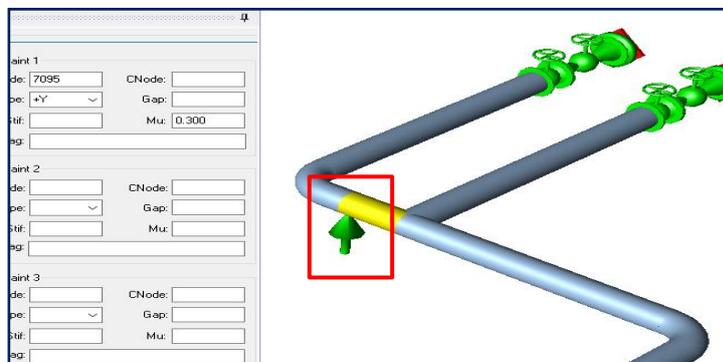


Figure 6-18: Création d'un appui simple +Y sur la tuyauterie

❖ L'ajout du gap

Lors de la modélisation 3D sur CAESAR II de notre système, et spécialement lors de la conception de la gare racleur fixe ; on n'a pas mis les gaps sur leurs pieds supports, donc on a eu des concentrations de contraintes causées par la dilatation thermique qui agit même sur le flowline enterré. Donc, la solution est de mettre la valeur du gap déjà citée dans le document de dessin du fournisseur « VENDOR DRAWING » de la gare racleur 6'' à 8''. Cette valeur est de 75 mm selon la direction Z.

Ce Gap sert à donner un degré de liberté et un jeu d'espace tout en permettant un mouvement libre entre le support et l'objet à supporter.

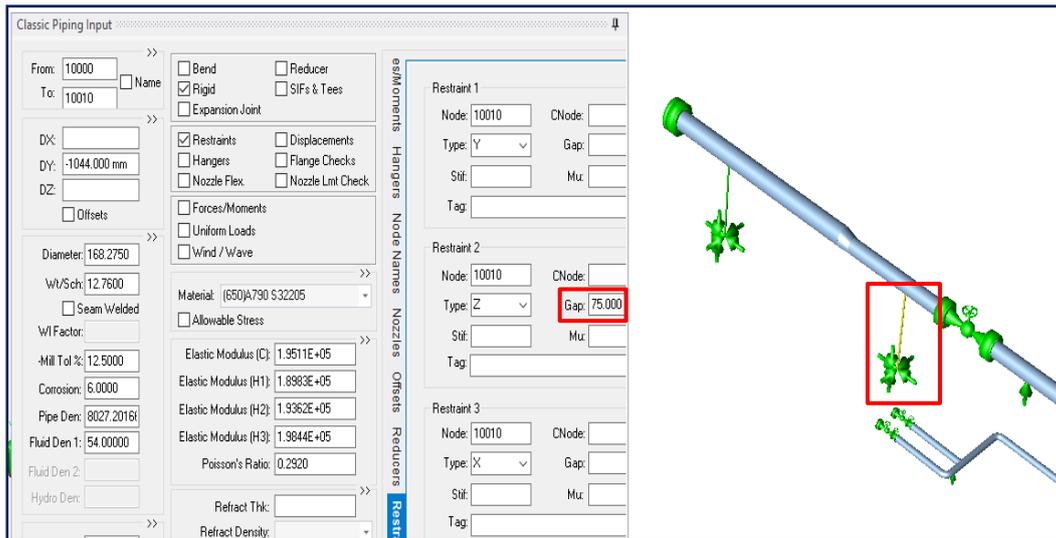


Figure 6-19: Représentation de la solutions Ajout du Gap.

Après certains essais des différentes solutions appliquées sur tout le système, le lancement de l'analyse donne des résultats satisfaisants et que les concentrations de contraintes ont été éliminées avec des déplacements minimes aux points critiques. Donc les cas de chargement aux problèmes ont résolu, comme il est montré dans la figure suivante :

Load Cases Analyzed	
1	(HYD) WW+HP
2	(OPE) W+D1+D2+T1+P1
3	(OPE) W+D1+D2+T2+P1
4	(OPE) W+D1+D2+T3+P1
5	(OPE) W+D1+D2+T2+P1+F1
6	(OPE) W+D1+D2+T2+P1+WIN1
7	(OPE) W+D1+D2+T2+P1+WIN2
8	(OPE) W+D1+D2+T2+P1+WIN3
9	(OPE) W+D1+D2+T2+P1+WIN4
10	(SUS) W+P1
11	(OCC) CASE NOT ACTIVE
12	(OCC) CASE NOT ACTIVE
13	(OCC) CASE NOT ACTIVE
14	(OCC) CASE NOT ACTIVE
15	(OCC) CASE NOT ACTIVE
16	(OCC) L16=L10+L11
17	(OCC) L17=L10+L12
18	(OCC) L18=L10+L13
19	(OCC) L19=L10+L14
20	(OCC) L20=L10+L15
21	(EXP) L21=L2-L10
22	(EXP) L22=L3-L10
23	(EXP) L23=L2-L3
24	(EXP) L24=L4-L10
25	(EXP) L25=L2-L4
26	(EXP) L26=L3-L4

Figure 6-20: Représentation des cas de chargement après solution.

## Chapitre 6 : Etude de flexibilité - Résultats et interprétation

Le tableau ci-dessous présente les cas de chargement à résoudre où la contrainte calculée (code de stress) sera inférieure à celle de la valeur admissible.

Scénario	Nœud	Contrainte calculé (N/sq.mm)	Contrainte admissible (N/sq.mm)	Rapport des contraintes (Ratio%)	Observation
SUS	3529	81.3	137.9	59	Accépté
OCC (que du vent) de 4 directions	6500	22.2	183.9	12.1	Accépté
OCC 6 (SUS+FORCE)	3529	81.3	183.4	44.3	Accépté
OCC (SUS+VENT) de 4 directions	130	139.1	289.9	48	Accépté
EXP1 T1+D1+D2 (Que T1).	2070	293.6	406.9	72.2	Accépté
EXP2 T2+D1+D2 (Que T2).	2070	274.6	406.9	67.5	Accépté

Tableau 6-15 : les contraintes maximales dans le puits pour les cas de chargement à résoudre.

### Observation

- Tous les scénarios sont résolus ; leur conformité au code (du Code compliance report) est vérifiée, car les contraintes admissibles sont supérieures aux contraintes maximales calculées (avec un ratio < 100 %).

### 7-1-2- Résultat de Simulation pour différents cas de chargements

#### ❖ Les déplacements dans les points critiques

##### Cas d'essais hydrostatique (HYD)

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-0.847	0.006	-0.181	-0.0027	0.0369	-0.1481
40	1.430	-0.522	-0.180	-0.0056	0.0292	-0.1485
2010	0.009	0.045	-0.124	-0.0012	-0.0028	-0.0006
2020	0.062	0.240	-0.104	0.0092	0.0077	0.0169
2070	0.063	0.021	-0.781	-0.0027	-0.0117	-0.0013
3500	-0.000	0.165	-0.000	-0.0071	-0.0000	-0.0104
4120	-0.124	-0.174	-0.001	0.0148	0.0023	-0.0063
9020	-0.014	0.473	-0.357	-0.0280	-0.0029	-0.0076

Tableau 6-16 : Les déplacements dans le cas des essais hydrostatiques.

❖ **Les forces et les moments dans les points critiques**

Cas d'essais hydrostatique (HYD)

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
20	0	88	-0	-17	-0	0
40	27	182	-289	-167	-69	-1
2010	63	-449	1	119	-2	152
2020	63	670	1	-65	140	291
2070	63	208	-1001	-65	1246	-165
3500	1	1018	5	-0	-2	-268
4120	104	-1835	21	198	24	-167
9020	415	-1091	116	-319	-229	-177

Tableau 6-17 : Les forces et moments dans le cas des essais hydrostatiques.

**7-2- Recommandations et Solutions des problèmes de Manifold AK**

**7-2-1- Les recommandations et solutions**

❖ **L'ajout des supports supplémentaires**

- Juste après l'entrée flowline au manifold, nous avons ajouté un nouveau support de type appui simple **+Y** (interdisant les déplacements verticaux positifs) avec un **Guide** (interdisant les déplacements latérales) dans le nœud 3065, afin d'éviter la concentration de contraintes résultante des charges soutenues.

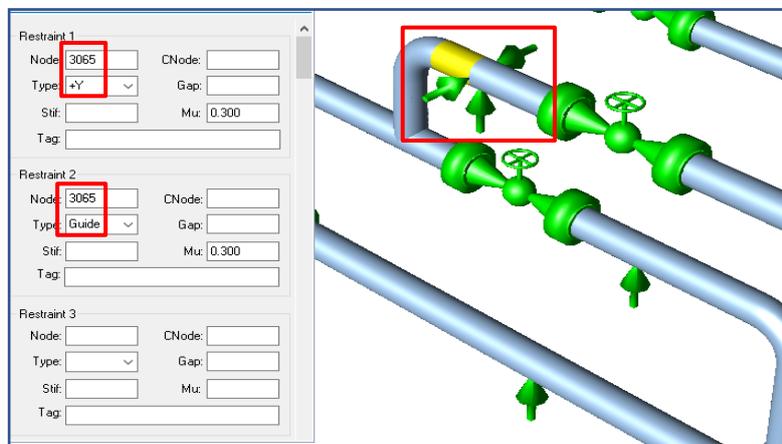


Figure 6-21 : L'ajout du support à l'entrée de manifold.

- La solution juste avant ne suffit pas, alors on a créé un nouveau nœud '4083' dans la ligne de test, qu'elle est en parallèle avec la ligne de collecte, après on a ajouté un support fixe **+Y** (appui simple) pour absorber les surcharges et équilibrer le poids du système dans le cas du chargement Soutenu (SUSTAINED).

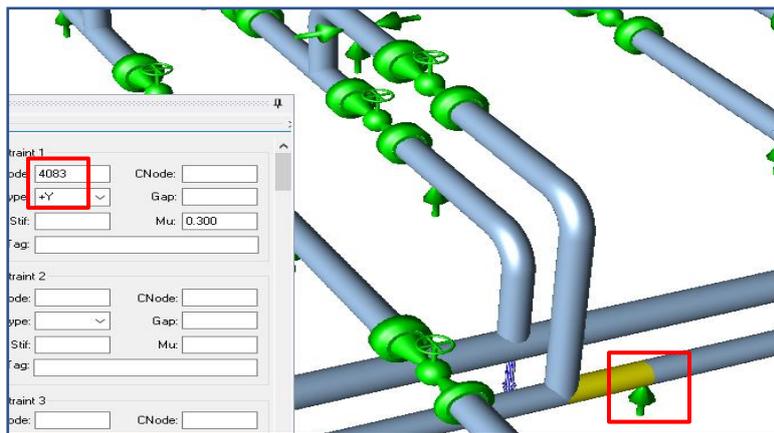


Figure 6-22 : L'ajout du support dans la ligne de

- Dans le but d'éliminer les surcharges sur la Kikerline de la gare racleur reliée au trunkline 10'', on a ajouté des nouveaux supports fixes +Y pour équilibrer les charges et les poids sur les nœuds 17507 dans le by-pass, 17040 sur la ligne verticale et 17145 sur la ligne qui relie la kiker avec la gare racleur.

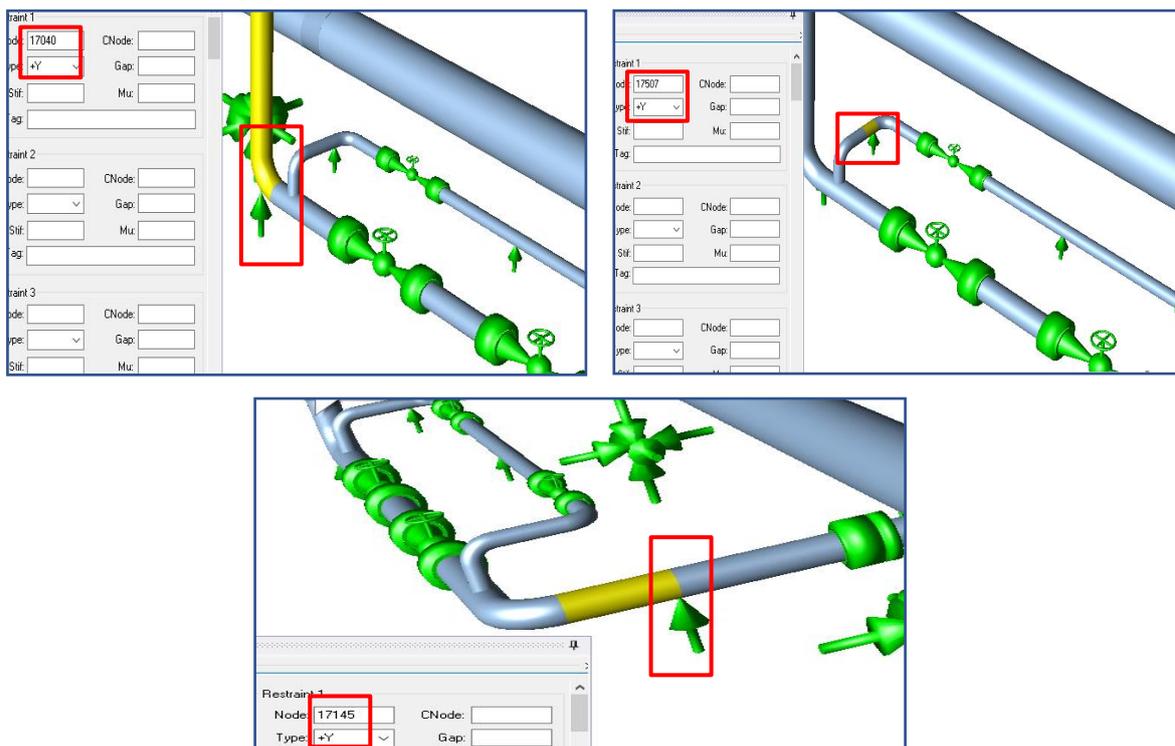


Figure 6-23 : L'ajout du support dans la kikerline.

- Nous avons complètement supprimé l'un des supports situés entre les deux vannes et avons déplacé le support avant eux (qui se trouve sur la ligne de collecte) et l'avons placé dans le nouveau nœud 7063 après qu'il se soit trouvé dans le nœud 7061. Ce décalage est une distance de 2,53687 mètres.

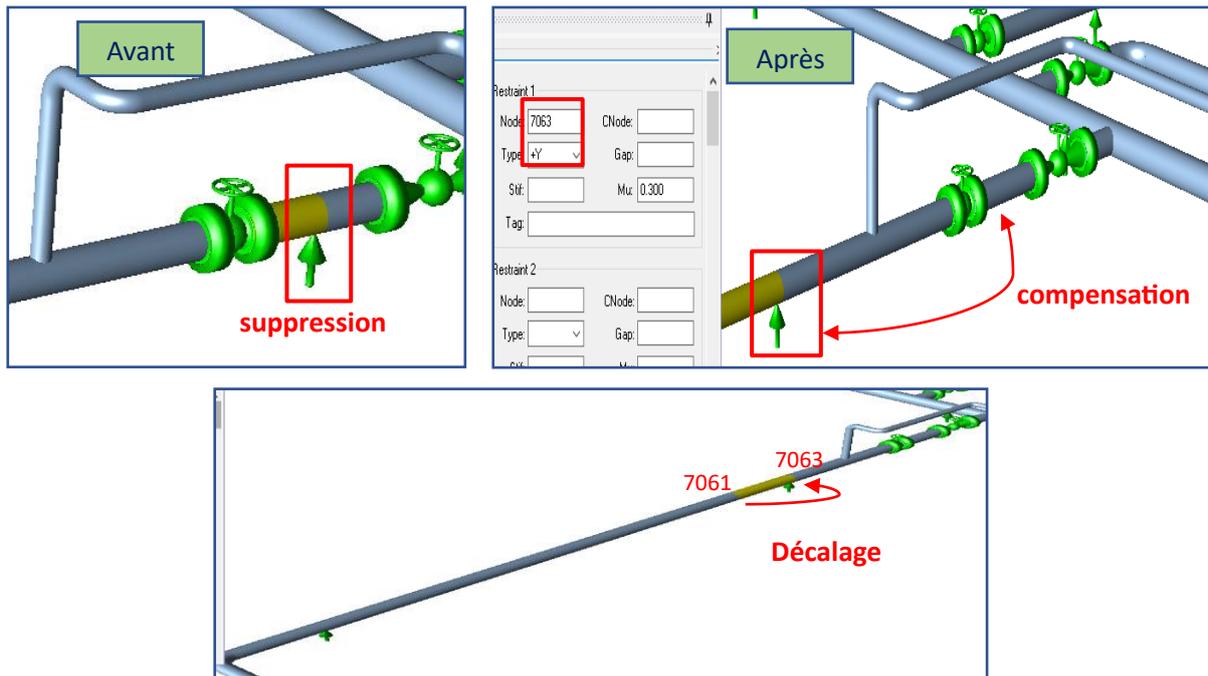


Figure 6-24 : La suppression et décalage des supports.

- Renforcement des deux points dans le reste du système par des supports **Guides** pour éliminer les surcharges et éviter les déplacements excessifs résultants des cas de chargement 'Expansion'. Ces renforcements sont sur les entrées des deux flowlines avant le joint monobloc.

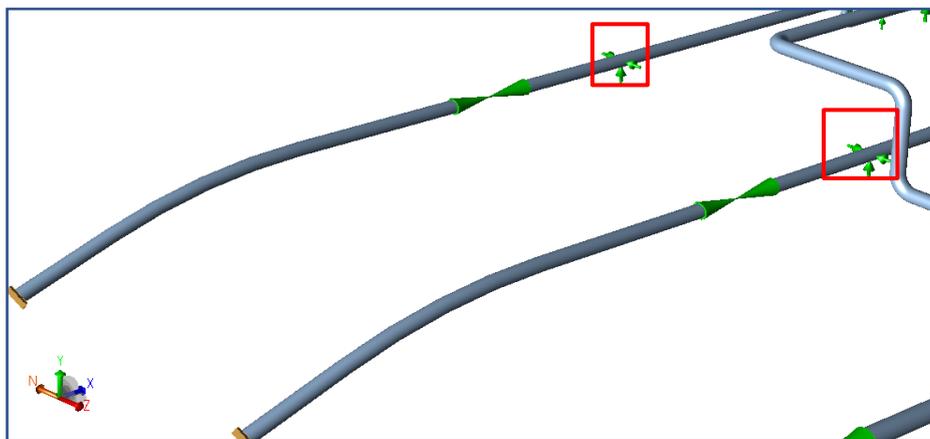


Figure 6-25: Le renforcement des flowlines.

#### ❖ L'ajout du gap

La même chose que pour le cas du puits, lors de la conception des trois gares de racleur ; on n'a pas mis les gaps sur leurs pieds supports, donc on a eu des concentrations de contraintes causées par la dilatation thermique qui agit même sur le flowline enterré. Donc, on a ajouté les gaps de 75 mm selon la direction X.

### ❖ Modification de la trajectoire

- Puisque nous avons trouvé des concentrations de contraintes dans le cas de chargement Expansion, on a essayé de mettre les gaps sur les supports des gares racleurs. Suivant cette action, il résulte d'autres problèmes de surcharge dans les cas opérationnels et d'expansion de plus, montrés sur la figure suivante :

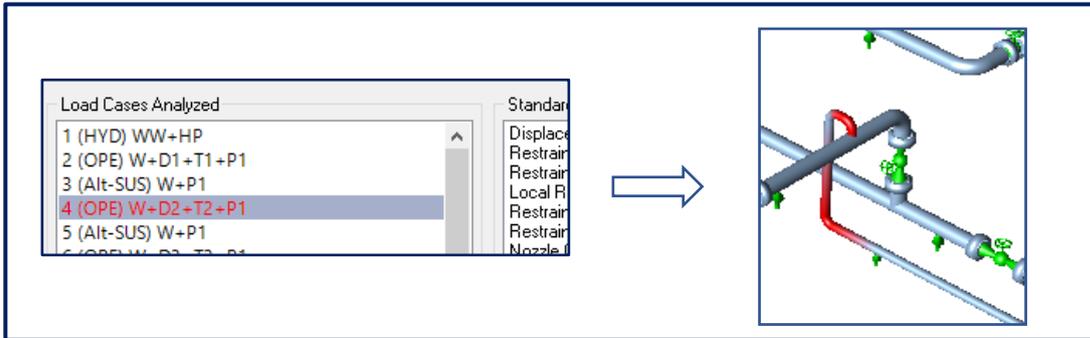


Figure 6-26 : Problème de surcharge dans le cas opérationnel.

Pour cette raison, nous sommes venus trouver la solution en modifiant les longueurs des deux lignes dans lesquelles la concentration de contrainte est apparue :

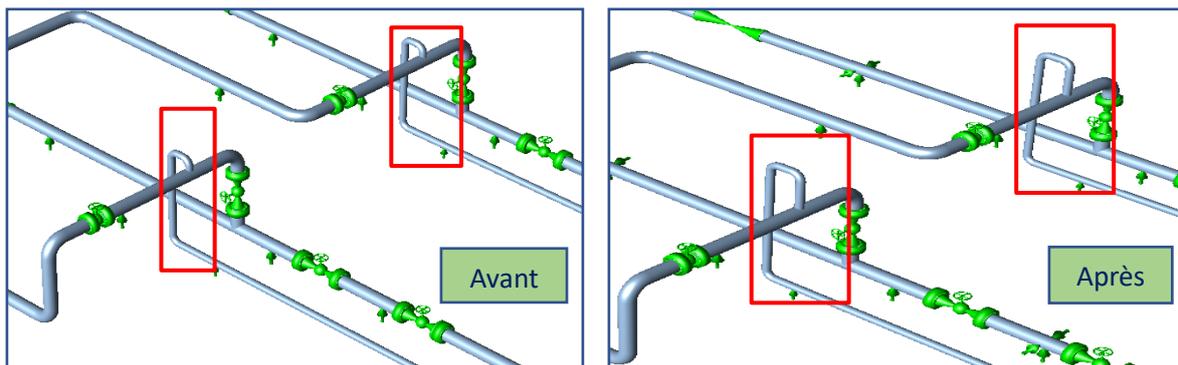


Figure 6-27: Changement de la trajectoire de la tuyauterie.

- La dernière fois, nous avons éliminé le problème de dilatation thermique dans le flowline en ajoutant des gaps au niveau des pieds supports de la gare racleur, mais cette fois, cela n'a pas fait l'affaire. Nous avons donc dû modifier les longueurs des deux flowlines 6'' et le trunkline 10'', à condition qu'elles ne dépassent pas les limites de la clôture et respectent certaines distances.

Les photos suivantes montrent les changements qu'on a faits sur la partie avant le joint monobloc (on a ajouté une longueur de 1 mètre) et après le joint sur la partie inclinée tout en allongeant ou raccourcissant certaines longueurs suivant les axes DX et DY.

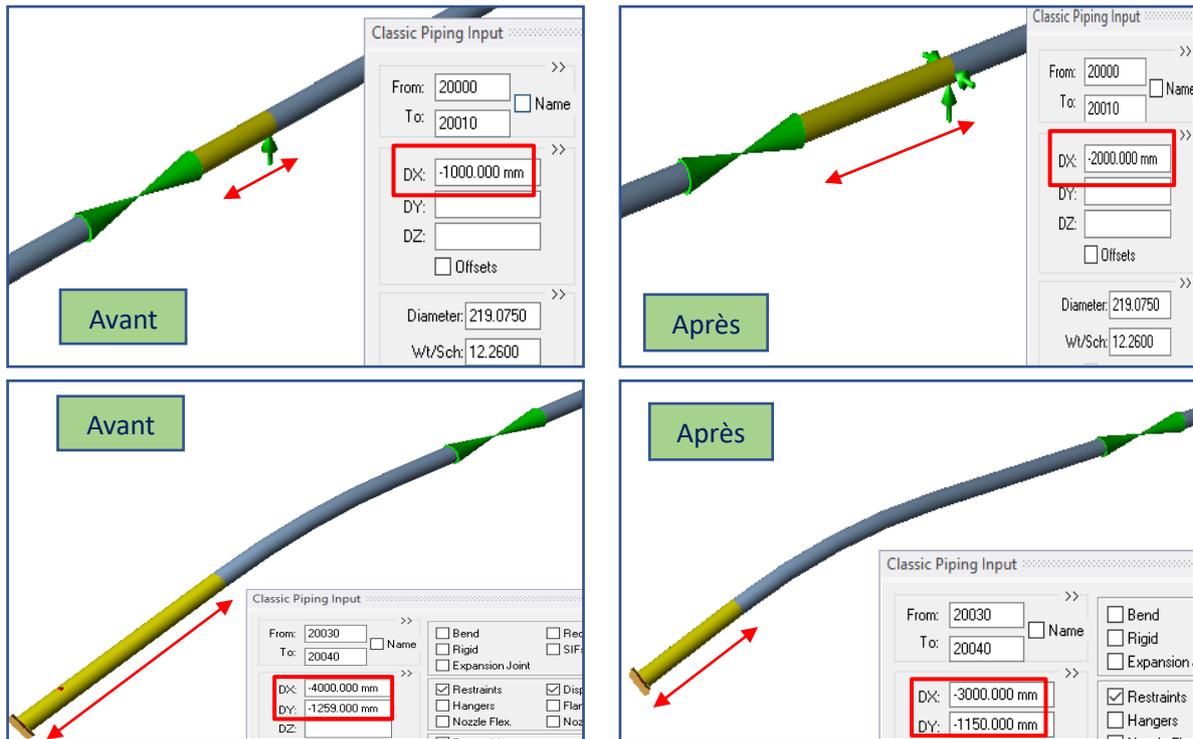


Figure 6-28 : Changement des longueurs des flowlines.

Après certains essais des différentes solutions appliquées sur tout le système, le lancement de l'analyse donne des résultats satisfaisants et que les concentrations de contraintes ont été éliminées avec des déplacements minimes aux points critiques. Donc les cas de chargement aux problèmes ont résolu, comme il est montré dans la figure suivante :

<p>1 (HYD) WW+HP                  2 (OPE) W+D1+T1+P1                  3 (OPE) W+D2+T2+P1                  4 (OPE) W+D3+T3+P1                  5 (OPE) W+D2+T2+P1+F1                  6 (OPE) W+D2+T2+P1+F2                  7 (OPE) W+D2+T2+P1+F3                  8 (OPE) W+D2+T2+P1+F4                  9 (OPE) W+D2+T2+P1+F5                  10 (OPE) W+D2+T2+P1+F6                  11 (OPE) W+D2+T2+P1+F7                  12 (OPE) W+D2+T2+P1+F8                  13 (OPE) W+D2+T2+P1+F9                  14 (SUS) W+P1                  15 (OCC) CASE NOT ACTIVE                  16 (OCC) CASE NOT ACTIVE                  17 (OCC) CASE NOT ACTIVE                  18 (OCC) CASE NOT ACTIVE</p>	<p>19 (OCC) CASE NOT ACTIVE                  20 (OCC) CASE NOT ACTIVE                  21 (OCC) CASE NOT ACTIVE                  22 (OCC) CASE NOT ACTIVE                  23 (OCC) CASE NOT ACTIVE                  24 (OCC) L24=L14+L15                  25 (OCC) L25=L14+L16                  26 (OCC) L26=L14+L17                  27 (OCC) L27=L14+L18                  28 (OCC) L28=L14+L19                  29 (OCC) L29=L14+L20                  30 (OCC) L30=L14+L21                  31 (OCC) L31=L14+L22                  32 (OCC) L32=L14+L23                  33 (EXP) L33=L2-L14                  34 (EXP) L34=L3-L14                  35 (EXP) L35=L2-L3                  36 (EXP) L36=L4-L14                  37 (EXP) L37=L2-L4                  38 (EXP) L38=L3-L4</p>
--	--

Figure 6-29 : Représentation des cas de chargement après solution.

## Chapitre 6 : Etude de flexibilité - Résultats et interprétation

Le tableau ci-dessous présente les cas de chargement à résoudre où la contrainte calculée (code de stress) sera inférieure à celle de la valeur admissible.

Scénario	Nœud	Contrainte calculé (N/sq.mm)	Contrainte admissible (N/sq.mm)	Rapport des contraintes (Ratio%)	Observation
HYD	7915972	86.8	241.3	36	Accépté
SUS	7915972	113.4	137.9	82.2	Accépté
OCC (SUS+FORCE)	7915972	113.5	183.4	61.9	Accépté
EXP 1 (Que T1)	12099	165.3	318.8	21.8	Accépté
EXP 2 (Que T2)	12099	119.5	318.8	37.5	Accépté
EXP 5 Ecart de T1-T3	12099	273.4	318.8	74.5	Accépté
EXP 6 Ecart de T2-T3	12099	191.5	318.8	60.1	Accépté

Tableau 6-18 : les contraintes maximales dans le manifold pour les cas de chargement à résoudre.

### Observation

- Tous les scénarios sont résolus ; leur conformité au code (du Code compliance report) est vérifiée, car les contraintes admissibles sont supérieures aux contraintes maximales calculées (avec un ratio < 100 %).

### 7-2-2- Résultat de Simulation pour différents cas de chargements

#### ❖ Les déplacements dans les points critiques

##### Cas d'essais hydrostatique (HYD)

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
7050	0.081	-0.158	0.271	0.0189	-0.0001	-0.0016
7055	0.074	0.389	0.001	-0.0108	0.0022	-0.0133
7580	0.833	-0.181	0.001	0.0144	-0.0047	-0.0130
7590	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838
7600	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
10690	1.182	-0.121	0.058	-0.0039	-0.0000	0.0059
13210	0.845	-0.253	-0.108	-0.0031	-0.0027	0.0165
14350	1.479	-0.577	2.390	0.0580	0.0111	-0.0530

Tableau 6-19 : Les déplacements dans le cas des essais hydrostatiques.

### ❖ Les forces et les moments dans les points critiques

#### Cas d'essais hydrostatique (HYD)

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
7580	595	7328	48	-2208	1607	345
7590	6332	-5878	199	-2163	688	1086
7600	6297	-13	306	692	47	-841
10690	144	6803	-107	37	107	408
13210	112	10108	328	112	463	-281
7055	-353	1699	-212	-1239	461	-73
7050	-353	-1212	-212	-781	-594	85
14350	119	2247	341	803	-8	-1

Tableau 6-20 : Les forces et moments dans le cas des essais hydrostatiques.

## 8- Conclusion

L'utilisation du logiciel CAESAR II pour l'analyse de flexibilité des systèmes de tuyauterie : le puits AK202 et le manifold AK a permis d'identifier des problèmes critiques de concentrations de contraintes et de déplacements excessifs sous différents cas de chargement. La modélisation détaillée et l'évaluation des contraintes mécaniques et thermiques ont révélé des zones de surcharges et de sollicitations importantes, compromettant ainsi l'intégrité et la sécurité du système de tuyauterie.

Pour résoudre ces problèmes, plusieurs recommandations ont été proposées, visant à améliorer la flexibilité et la résistance de la tuyauterie. Ces solutions incluent l'ajout de supports supplémentaires de différents types, l'ajout du Gap, la modification de la trajectoire de la tuyauterie.

La mise en œuvre de ces recommandations contribuera à réduire les contraintes excessives, à contrôler les déplacements critiques et à renforcer l'intégrité globale du système. Ainsi, le système de tuyauterie pourra fonctionner de manière plus sûre et plus efficace, minimisant les risques de défaillance et prolongeant sa durée de vie.

# Conclusion générale

## Conclusion

Ce projet de fin d'étude a visé à optimiser le réseau de collecte de gaz naturel du champ de Tinrhert en Algérie, en mettant un accent particulier sur le calcul hydraulique ou bien le flow assurance et l'évaluation de la flexibilité des systèmes de tuyauterie. Les résultats obtenus démontrent l'importance d'une approche méthodique et intégrée pour assurer la performance, la sécurité et la durabilité des infrastructures de transport d'hydrocarbures.

### Résultats de l'Analyse de Flow Assurance

L'analyse de flow assurance, réalisée à l'aide du logiciel OLGA, a révélé une situation particulièrement favorable concernant la variation de la pression, la température et l'accumulation de liquides dans le réseau. Les principaux résultats sont les suivants :

- **Absence d'Accumulation de Liquides** : L'étude a mis en évidence une absence remarquable d'accumulation de liquides, ou du moins un niveau d'accumulation très faible et non significatif.
- **Gaz humide** : Le gaz transporté présente un caractère humide, avec un taux d'humidité très faible (fraction d'eau égale à 0.001%).
- **Absence d'Huiles Lourdes** : La légèreté des fractions des composants exclut la présence d'huiles lourdes.
- **Variations de Pression Faibles** : Les profils quasi horizontaux des courbes de pression témoignent des variations de pression relativement faibles dans le réseau, ce qui contribue à une exploitation plus stable et sécurisée.

Ces résultats sont particulièrement encourageants, car ils indiquent que le réseau de collecte peut opérer avec une efficacité optimale, minimisant les risques associés à l'accumulation de liquides et les perturbations des flux.

### Résultats de l'Analyse de Flexibilité

L'utilisation du logiciel CAESAR II pour l'analyse de flexibilité des systèmes de tuyauterie Puits AK-202 et Manifold AK a permis d'identifier des problèmes critiques de concentrations de contraintes et de déplacements excessifs sous différents cas de chargement :

- **Identification des Zones Critiques** : La modélisation détaillée a révélé des zones de surcharges et de sollicitations importantes, compromettant l'intégrité et la sécurité du système de tuyauterie.
- **Problèmes de Concentrations de Contraintes et Déplacements Excessifs** : Les résultats ont montré des problèmes critiques de concentrations de contraintes et de déplacements excessifs, particulièrement au niveau du puits AK202 et du manifold AK.

Pour résoudre ces problèmes, plusieurs recommandations ont été proposées, visant à améliorer la flexibilité et la résistance de la tuyauterie :

- **Ajout de Supports Supplémentaires** : Pour stabiliser le système et réduire les contraintes excessives.
- **Ajout du Gap** : Pour permettre certain degré de liberté dans le système.
- **Modification de la Trajectoire de la Tuyauterie** : Pour éviter les points de surcharge et redistribuer les contraintes de manière plus homogène.

## Conclusion

---

La mise en œuvre de ces recommandations devrait contribuer significativement à réduire les contraintes excessives, à contrôler les déplacements critiques et à renforcer l'intégrité globale du système de tuyauterie. Par conséquent, le système pourra fonctionner de manière plus sûre et plus efficace, minimisant les risques de défaillance et prolongeant sa durée de vie.

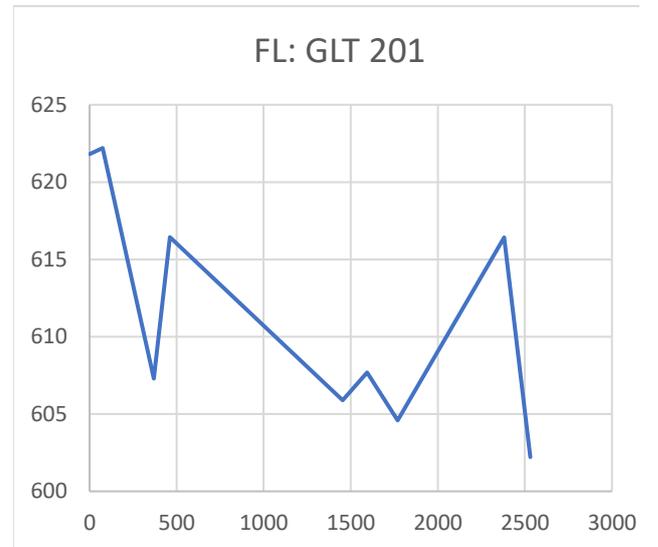
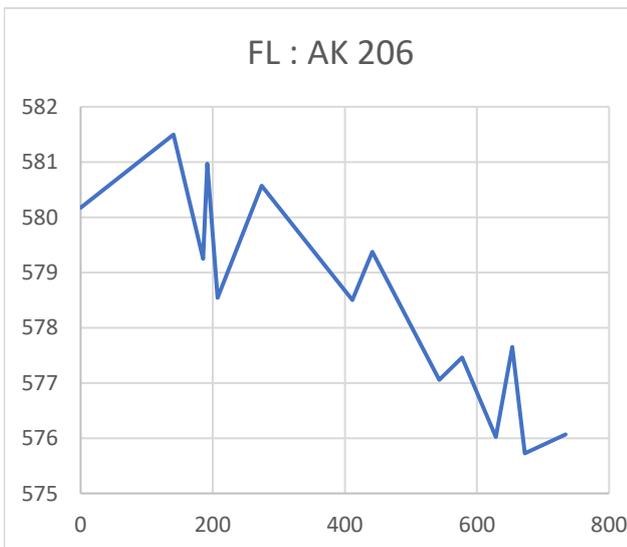
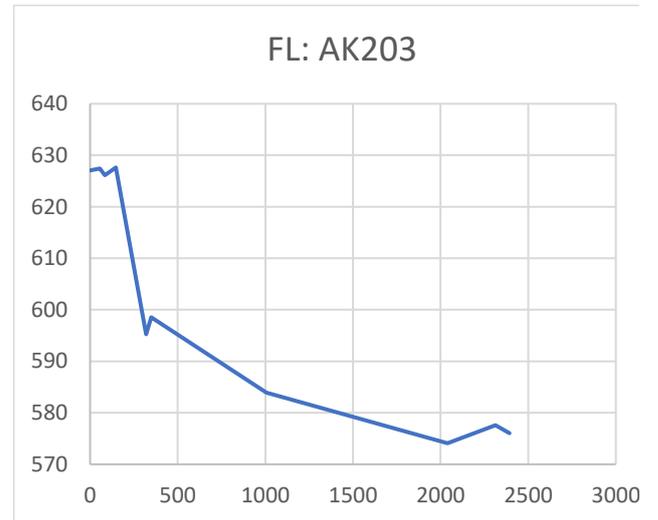
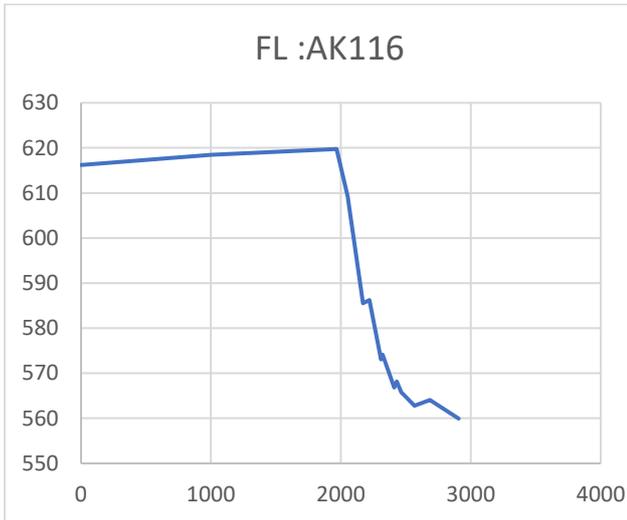
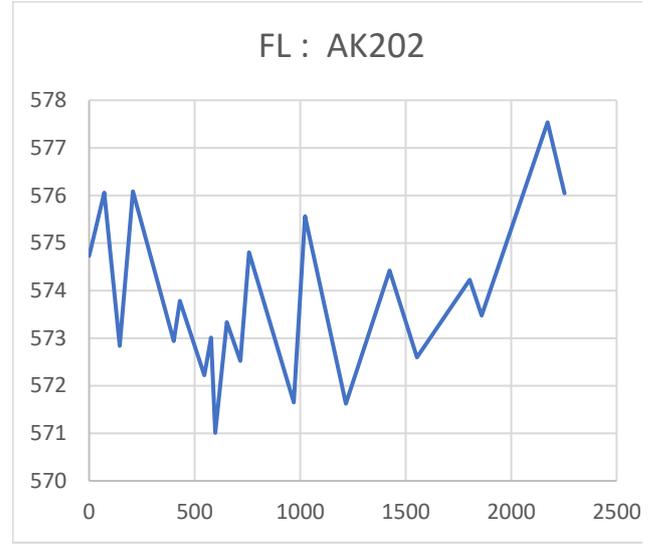
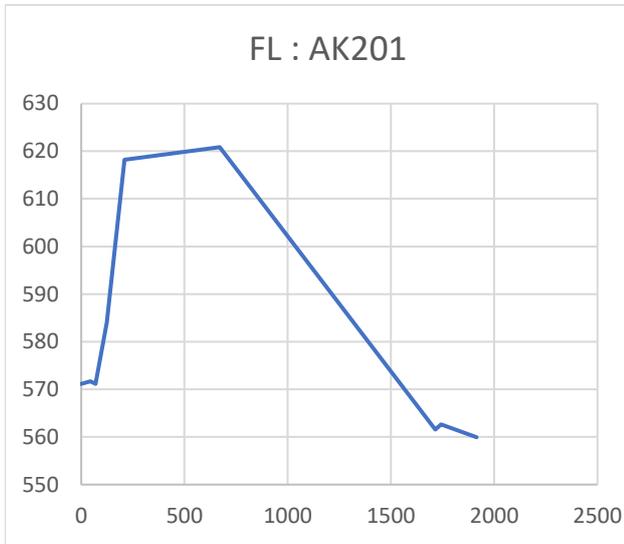
Au final ;

Ce projet a apporté une contribution significative à la compréhension et à l'optimisation du réseau de collecte de gaz du champ Tinhert. Les analyses de flow assurance et de flexibilité ont permis d'identifier des améliorations essentielles, assurant ainsi une exploitation plus sécurisée et durable du réseau. Ces résultats pourront servir de base à de futures recherches et innovations dans le domaine de l'ingénierie des systèmes de collecte et de transport des hydrocarbures, contribuant ainsi à l'efficacité et à la fiabilité de l'industrie énergétique.

# ANNEXES

# ANNEXES

## ANNEXE 1 : Les profils géodisiques des flowlines et trunklines

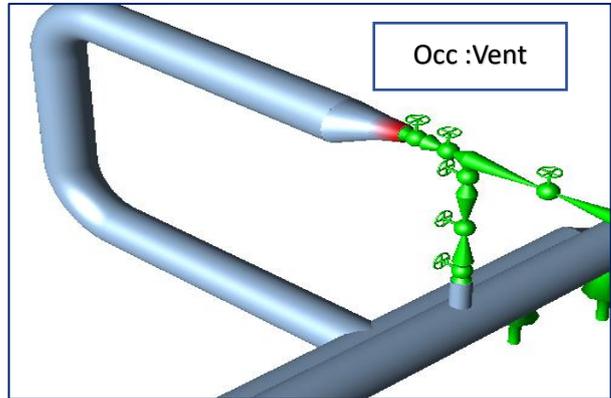
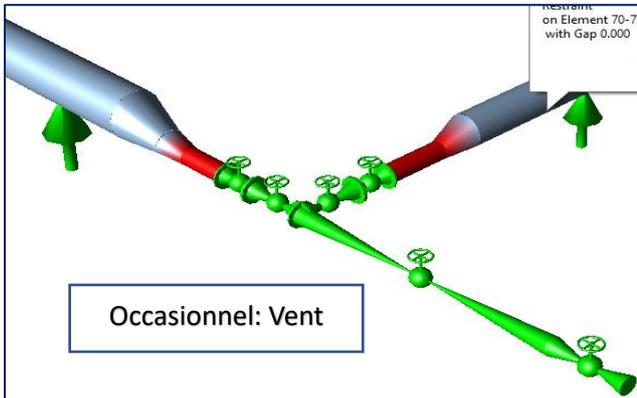
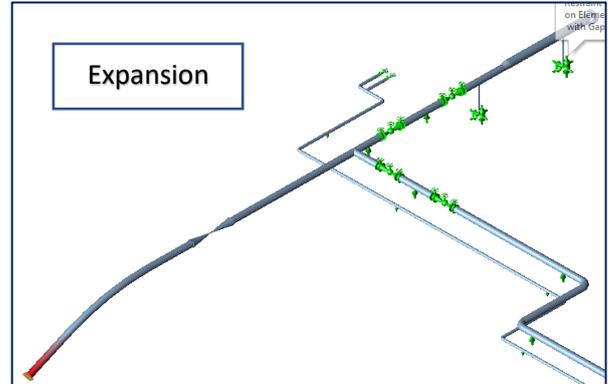
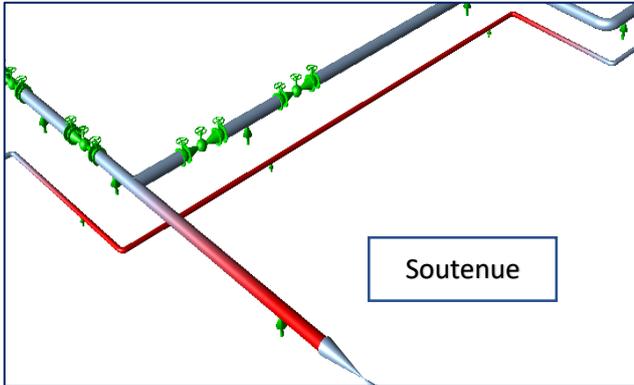




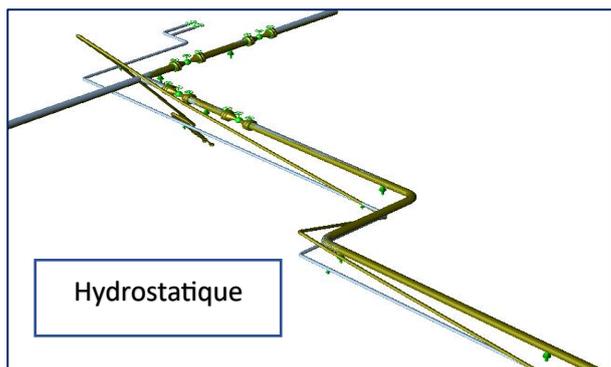
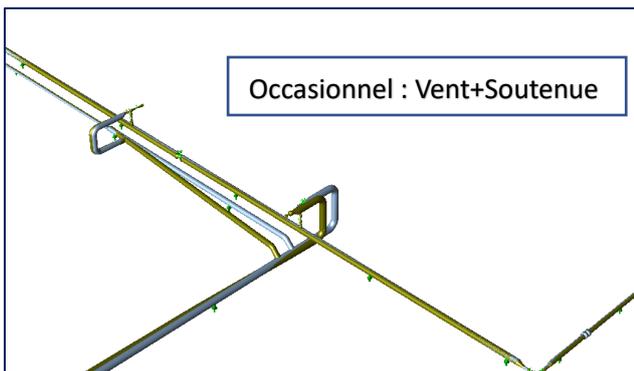
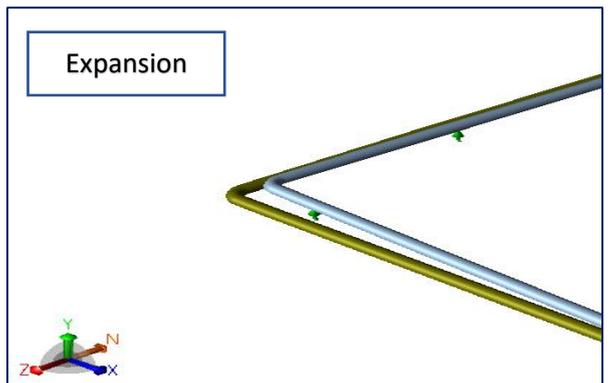
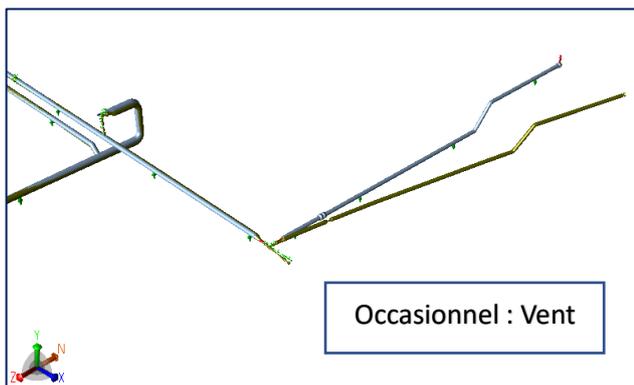
# ANNEXES

## ANNEXE 2 : Les problèmes résultants de la première analyse de puit AK202

### - La concentration des contraintes (Over stress)



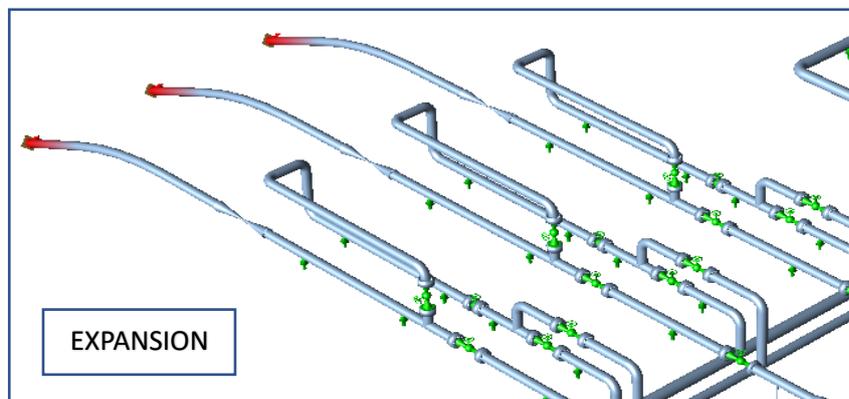
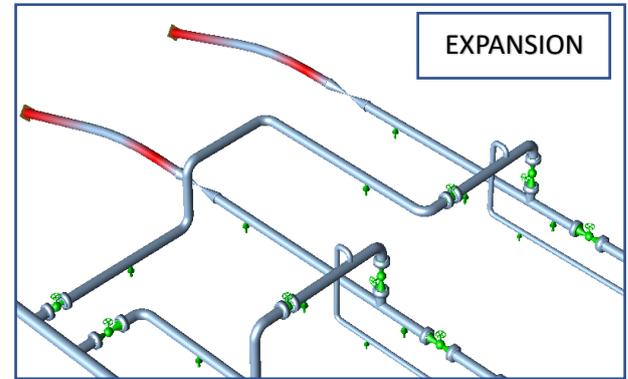
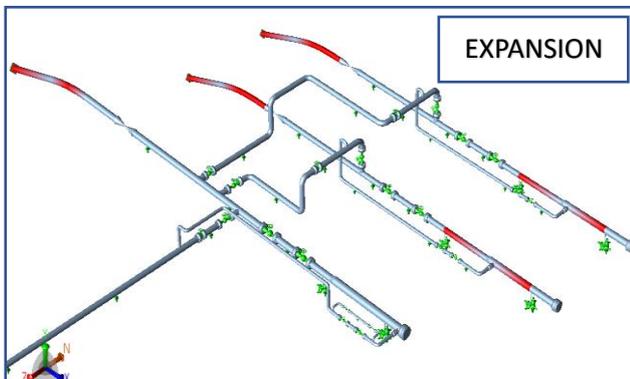
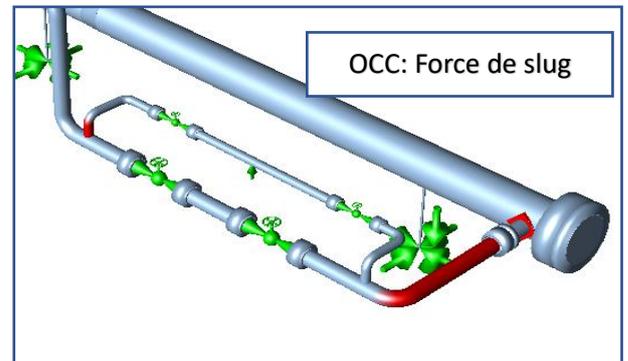
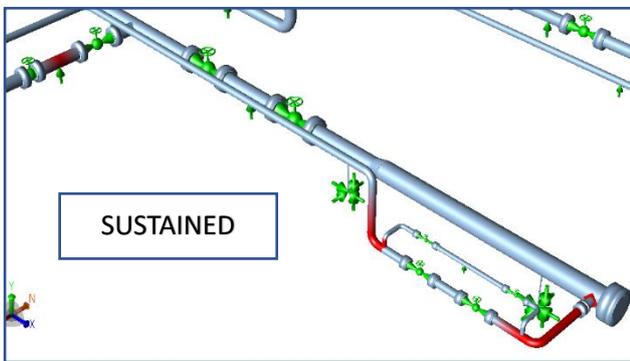
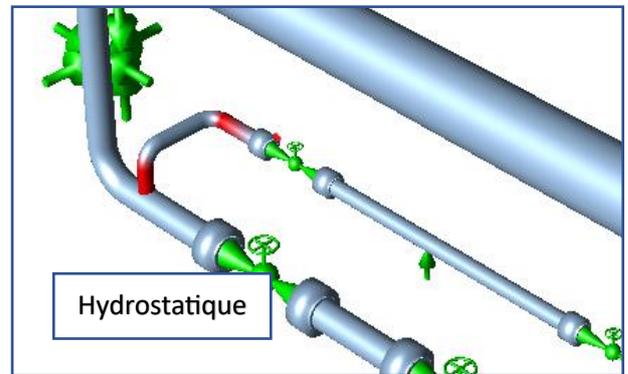
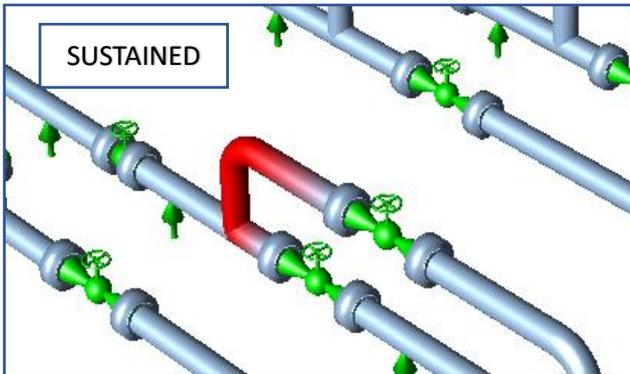
### - Les déplacements



# ANNEXES

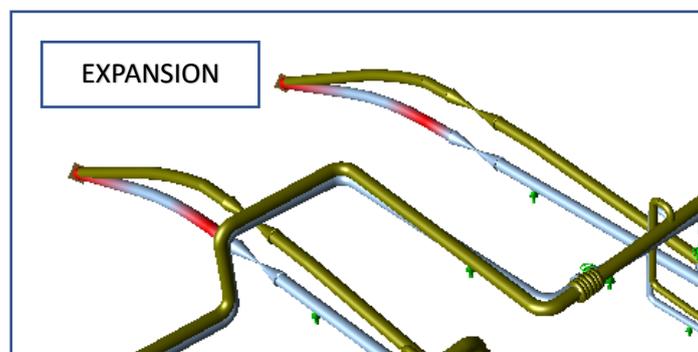
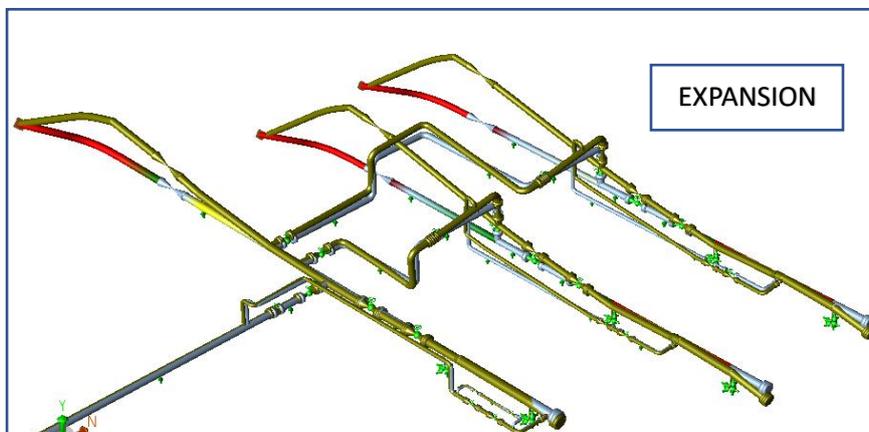
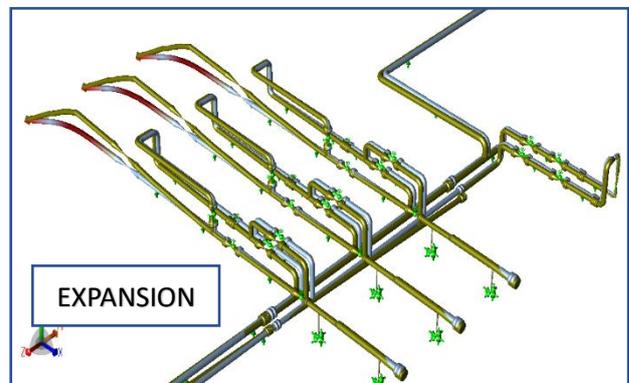
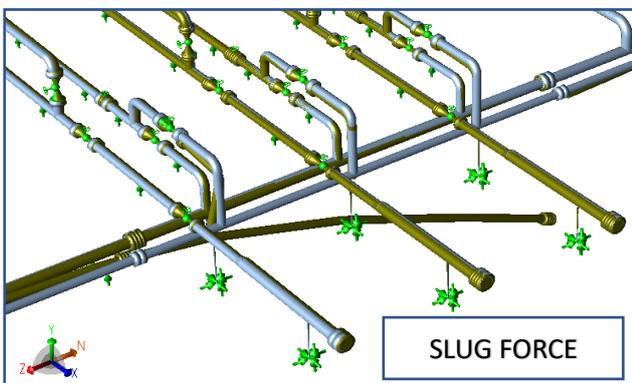
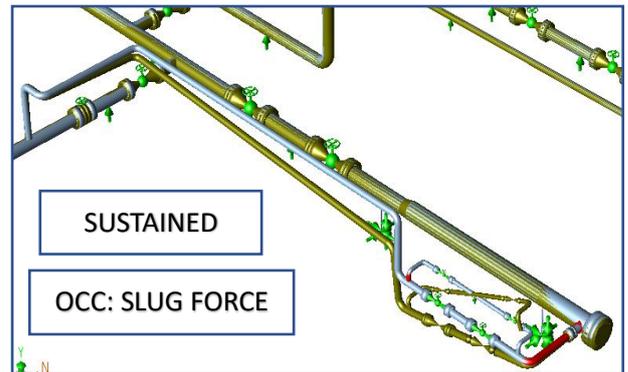
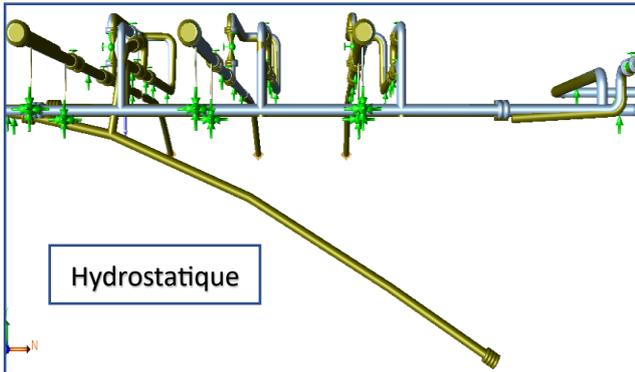
## ANNEXE 3 : Les problèmes résultants de la première analyse de manifold AK

### - La concentration des contraintes (Over stress)



# ANNEXES

## - Les déplacements



# ANNEXES

## ANNEXE 4 : La première analyse de puit AK-202 et de manifold AK (Avant solutions)

### ❖ Les déplacements dans les points critiques de puit

#### Cas des essais opérationnelles à T2 (OPE)

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-3.556	48.435	-7.720	0.7164	0.0180	-0.1650
40	-2.474	8.494	-3.556	0.3682	0.0180	-0.1650
2010	-14.296	0.965	4.291	-0.0037	-0.3617	-0.0414
2020	0.456	-0.030	1.760	-0.1293	-0.1781	-0.0070
2070	-4.861	26.426	-2.607	-0.5604	-0.0557	-0.3528
3500	-22.264	0.405	5.547	-0.0166	-0.0414	-0.0320
4120	1.572	-20.491	-1.689	-0.2840	-0.0073	-0.2619
9020	-0.060	1.382	-0.064	-0.0476	-0.0202	0.0095

#### Cas des essais soutenues (SUS)

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-0.744	0.004	-0.136	-0.0018	0.0330	-0.1343
40	1.294	-0.387	-0.135	-0.0042	0.0262	-0.1347
2010	0.003	0.003	-0.011	-0.0013	-0.0003	0.0025
2020	-0.000	0.195	-0.010	0.0155	0.0006	0.0143
2070	-0.000	-0.249	-0.267	0.0388	-0.0042	0.0065
3500	0.000	0.401	0.001	-0.0164	0.0000	-0.0316
4120	-2.584	-20.400	0.001	-0.2839	0.0337	-0.2580
9020	-0.500	1.332	-0.534	-0.0561	-0.0182	0.0132

#### Cas des essais occasionnelles (OCC) : cas du F1+W+P1

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-5.661	0.004	-0.145	-0.0019	0.0583	-0.1494
40	-1.932	-0.386	-0.143	-0.0042	0.0515	-0.1497
2010	3.433	-0.596	-0.685	0.0190	0.0848	0.0110
2020	0.003	0.253	-0.452	0.0289	0.0444	0.0198
2070	0.002	-0.285	-0.263	0.0398	-0.0089	0.0044
3500	-0.601	0.178	122.110	-0.0068	0.4794	-0.0127
4120	15.939	-1.273	124.563	0.1359	-0.4736	-0.0590
9020	-14.475	-1.122	6.524	-0.0037	-0.7035	-0.0311

#### Cas des essais d'expansion (EXP) : cas de l'écart entre T1 et T2

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-6.895	0.006	-2.813	-0.0028	0.0345	0.0031
40	-4.564	0.166	-1.807	-0.0019	0.0345	0.0031
2010	-3.538	1.476	1.106	-0.0496	-0.0939	-0.0279
2020	0.139	-0.424	0.398	-0.0545	-0.0412	-0.0355
2070	-1.456	3.837	0.508	-0.0701	-0.0030	-0.0158
3500	-32.770	-0.005	7.906	0.0002	-0.0514	0.0004
4120	6.020	0.119	-2.442	0.0020	-0.0566	0.0045
9020	1.010	0.227	0.379	0.0028	0.0102	-0.0072

# ANNEXES

## ❖ Les forces et les moments dans les points critiques de puit :

### Cas des essais opérationnelles à T2 (OPE) :

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
20	0	-803	-0	-128	-0	0
40	0	82	-0	-1526	-0	0
2010	2772	661	543	-109	-2750	-19
2020	2772	1368	543	-2370	3422	285
2070	2754	6280	879	-2370	3383	4243
3500	-1025	554	-531	0	2713	1041
4120	0	2515	-0	-1071	0	-0
9020	-383	816	-292	632	548	114

### Cas des essais soutenues (SUS) :

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
20	0	69	-0	-19	-0	0
40	24	144	-231	-123	-61	-1
2010	-12	338	-115	120	24	128
2020	-12	369	-115	128	23	203
2070	-80	157	-341	128	398	-118
3500	-32	555	-19	0	13	1022
4120	0	2515	-0	-1071	0	-0
9020	-172	812	-199	583	225	169

### Cas des essais occasionnelles (OCC) : cas du F1+W+P1 :

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
20	0	69	-0	-19	-0	0
40	24	144	-231	-122	-61	-1
2010	-556	-363	-183	-5	515	88
2020	-556	344	-183	60	-706	158
2070	-117	160	-477	60	711	-158
3500	666	611	-1424	-0	3391	83
4120	0	2515	-7260	-13210	0	-0
9020	510	901	1692	158	-2207	216

### Cas des essais d'expansion (EXP) : cas de l'écart entre T1 et T2 :

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	RY deg	MZ N.m
20	0	1	-0	0	-0	-0
40	0	1	-0	5	-0	-0
2010	623	17	59	-47	-514	-89
2020	623	17	59	-86	888	-85
2070	498	85	230	-86	-838	552
3500	-327	-1	-181	-0	1932	-21
4120	0	0	-0	-0	0	0
9020	-317	14	-92	90	517	-87

# ANNEXES

## ❖ Les déplacements dans les points critiques de manifold :

### Cas des essais opérationnelles à T2 (OPE) :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	-0.624	-0.134	0.067	0.0219	0.0050	-0.0047
7055	-0.659	-0.123	0.444	0.0094	0.0073	-0.0009
7580	0.236	-0.054	0.443	-0.0026	-0.0104	-0.0073
7590	0.250	-0.100	0.277	-0.0061	-0.0027	0.0094
7600	0.264	-0.298	0.242	0.0061	-0.0004	0.0041
10690	0.169	-0.230	0.202	-0.0049	0.0035	0.0163
13210	0.111	-0.318	-0.035	-0.0048	-0.0024	0.0228
14350	0.125	-0.536	0.206	0.0802	0.0068	-0.0565

### Cas des essais soutenues (SUS) :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	-0.586	-0.099	-0.164	0.0160	0.0063	-0.0032
7055	-0.626	-0.091	0.353	0.0070	0.0081	-0.0012
7580	0.187	-0.053	0.352	-0.0024	-0.0103	-0.0066
7590	0.195	-0.077	0.180	-0.0062	-0.0031	0.0075
7600	0.202	-0.233	0.136	0.0034	-0.0007	0.0031
10690	0.169	-0.230	0.202	-0.0049	0.0035	0.0163
13210	0.111	-0.318	-0.035	-0.0048	-0.0024	0.0228
14350	0.125	-0.536	0.206	0.0802	0.0068	-0.0565

### Cas des essais occasionnelles (OCC) : cas du F1+W+P1 :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	-0.578	-0.098	-0.145	0.0160	0.0061	-0.0033
7055	-0.618	-0.091	0.354	0.0070	0.0080	-0.0012
7580	0.187	-0.053	0.353	-0.0024	-0.0103	-0.0066
7590	0.195	-0.077	0.182	-0.0062	-0.0031	0.0075
7600	0.202	-0.233	0.138	0.0034	-0.0007	0.0031
10690	0.133	-0.196	0.143	-0.0043	0.0029	0.0135
13210	0.080	-0.261	-0.041	-0.0012	-0.0020	0.0181
14350	0.298	-0.478	-0.405	0.0566	0.0077	-0.0476

### Cas des essais d'expansion (EXP) : cas de l'écart entre T1 et T2 :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	0.765	0.343	7.015	0.0087	0.0439	0.0066
7055	-2.767	-0.158	11.533	0.0065	0.0310	-0.0073
7580	-3.247	2.811	2.492	0.1025	0.0061	-0.1347
7590	-4.012	8.175	2.703	0.1231	0.0083	-0.2702
7600	-4.777	16.665	2.926	0.1153	0.0082	-0.3656
10690	-2.565	19.684	0.237	0.2617	-0.0204	-0.2898
13210	-2.538	21.757	-0.660	0.1233	-0.0125	-0.3130
14350	4.071	1.003	3.591	0.0042	0.0310	0.0004

# ANNEXES

## ❖ Les forces et les moments dans les points critiques de manifold :

### Cas des essais opérationnelles à T2 (OPE) :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	2419	-5843	-216	8803	5768	521
7590	142041	-11593	2458	6637	-6346	-14064
7600	139673	-7529	2180	-11388	-832	-18419
10690	5080	17662	407	-9361	8516	-18206
13210	-656	18297	2195	-10867	3023	-13704
7055	-2	1020	205	-574	-590	-340
7050	-2	-804	205	-310	535	372
14350	0	1990	-0	1023	-0	-70

### Cas des essais soutenues (SUS) :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	2119	-185	-502	37	4491	835
7590	9741	-4712	223	-546	1194	592
7600	9882	-300	246	1395	280	-1314
10690	-29	6845	-26	48	-255	439
13210	-126	9028	248	35	158	394
7055	-116	948	-96	-481	245	-266
7050	-116	-628	-96	-240	-247	226
14350	-0	1991	0	1023	0	-67

### Cas des essais occasionnelles (OCC) : cas du F1+W+P1 :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	2119	-185	-502	37	4487	835
7590	9741	-4712	223	-546	1192	592
7600	9882	-300	246	1395	279	-1314
10690	-28	6845	-26	48	-254	439
13210	-126	9028	248	35	158	393
7055	-117	949	-97	-481	251	-266
7050	-117	-637	-97	-239	-244	244
14350	-0	1991	0	1023	0	-67

### Cas des essais d'expansion (EXP) : cas de l'écart entre T1 et T2 :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	774	4133	513	3425	2508	-2328
7590	7696	1047	2989	-388	-21570	7696
7600	-170943	-8456	205	1764	1729	14050
10690	683	1883	668	-2998	-326	-2462
13210	-441	751	586	-1563	-488	-671
7055	187	-368	594	4	-1722	-1314
7050	187	-253	594	-108	1484	422
14350	0	-1	-0	0	-0	-7

# ANNEXES

## La deuxième analyse de puit et de manifold (Après solutions) :

### ❖ Les déplacements dans les points critiques de puit :

#### Cas des essais opérationnelles à T2 (OPE) :

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-0.823	46.104	-1.532	1.7825	0.0359	-0.2431
40	1.625	-8.635	3.010	-0.1413	0.0533	0.0533
2010	-11.623	0.011	-0.763	-0.0018	-0.4177	0.0019
2020	3.732	0.140	-2.442	0.0133	0.1378	0.0101
2070	-1.563	-0.226	-28.290	0.0363	-0.4140	-0.0380
3500	-22.120	0.107	0.461	-0.0041	0.0287	-0.0067
4120	0.645	1.152	-6.350	0.0965	0.0138	0.0141
9020	-2.794	-0.538	0.907	0.0238	-0.1107	0.0232

#### Cas des essais soutenues (SUS) :

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-0.842	0.004	-0.138	-0.0019	0.0367	-0.1473
40	1.422	-0.397	-0.137	-0.0043	0.0290	-0.1477
2010	0.006	0.026	-0.094	0.0016	-0.0022	0.0017
2020	0.049	0.219	-0.079	0.0072	0.0058	0.0162
2070	0.050	0.018	-0.592	-0.0023	-0.0089	-0.0015
3500	-0.000	0.108	-0.001	-0.0047	-0.0001	-0.0068
4120	-0.074	-0.074	-0.004	0.0102	0.0013	-0.0037
9020	-0.051	0.597	-0.386	-0.0313	-0.0039	-0.0049

#### Cas des essais occasionnelles (OCC) : cas du F1+W+P1:

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-0.842	0.004	-0.138	-0.0019	0.0367	-0.1473
40	1.422	-0.397	-0.137	-0.0043	0.0290	-0.1477
2010	0.001	0.026	-0.093	0.0016	-0.0023	0.0017
2020	0.048	0.219	-0.079	0.0072	0.0058	0.0162
2070	0.048	0.018	-0.592	-0.0023	-0.0089	-0.0014
3500	-0.039	0.107	-0.070	-0.0046	-0.0051	-0.0067
4120	-0.065	0.023	-0.102	0.0118	0.0011	-0.0033
9020	-0.036	0.590	-0.390	-0.0310	-0.0032	-0.0049

#### Cas des essais d'expansion (EXP) : cas de l'écart entre T1 et T2:

Noeud	DX mm	DY mm	DZ mm	RX deg	RY deg	RZ deg
20	-0.067	-0.000	-0.341	0.0001	0.0029	-0.0218
40	0.173	0.059	0.667	-0.0050	0.0078	-0.0216
2010	-3.797	-0.003	0.883	-0.0003	-0.1050	0.0001
2020	0.525	-0.004	0.188	0.0008	-0.0275	-0.0003
2070	-1.065	-0.038	-1.730	0.0043	-0.0233	0.0007
3500	-26.022	-0.035	0.787	0.0024	0.0535	0.0030
4120	2.519	2.637	-8.952	0.1286	0.0001	0.0668
9020	-0.629	-0.775	0.666	0.0449	-0.0034	-0.0121

# ANNEXES

## ❖ Les forces et les moments dans les points critiques de puit :

Cas des essais opérationnelles à T2 (OPE) :

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
20	0	-7812	-0	-1006	-0	0
40	-61	3705	-2451	-2487	156	3
2010	5479	-369	1029	49	-3624	92
2020	5479	338	1029	127	8586	161
2070	5479	-2295	-37715	127	46453	-4907
3500	-598	648	-4599	0	2360	-205
4120	514	365	-3397	-6022	121	-826
9020	-806	-582	148	-87	2343	-1098

Cas des essais soutenues (SUS) :

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
20	0	71	-0	-19	-0	0
40	27	141	-225	-127	-69	-1
2010	48	-277	1	80	-3	128
2020	48	430	1	-52	107	218
2070	48	283	-757	-52	941	-121
3500	1	673	9	-0	-2	-180
4120	62	-1277	223	184	15	-100
9020	305	-838	22	-178	-152	-117

Cas des essais occasionnelles (OCC) : cas du F1+W+P1 :

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	MY N.m	MZ N.m
20	0	71	-0	-19	-0	0
40	27	141	-225	-127	-69	-1
2010	49	-276	2	80	-4	128
2020	49	431	2	-52	108	218
2070	49	283	-757	-52	941	-121
3500	12	674	281	-0	-32	-184
4120	51	-1296	511	178	12	-82
9020	307	-848	16	-181	-152	-119

Cas des essais d'expansion (EXP) : cas de l'écart entre T1 et T2 :

Noeud	FX N	FY N	FZ N	MX N.m	RY deg	MZ N.m
20	0	-2	-0	-0	-0	0
40	-17	-15	95	-36	44	1
2010	1140	-7	307	3	-1109	-1
2020	1140	-7	307	19	1410	-3
2070	1140	-39	-2685	19	3186	-42
3500	-382	-31	-5132	-0	2061	-178
4120	1082	2150	-4952	-8466	255	-1738
9020	-980	-48	-463	301	1616	-332

# ANNEXES

## ❖ Les déplacements dans les points critiques de manifold :

### Cas des essais opérationnelles à T2 (OPE) :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	0.360	0.360	0.360	0.360	0.360	0.360
7055	-0.016	-0.016	-0.016	-0.016	-0.016	-0.016
7580	-0.924	-0.924	-0.924	-0.924	-0.924	-0.924
7590	0.0183	0.0183	0.0183	0.0183	0.0183	0.0183
7600	0.0232	0.0232	0.0232	0.0232	0.0232	0.0232
10690	44.633	44.633	44.633	44.633	44.633	44.633
13210	-0.617	-0.617	-0.617	-0.617	-0.617	-0.617
14350	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209

### Cas des essais soutenues (SUS) :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052
7055	-0.119	-0.119	-0.119	-0.119	-0.119	-0.119
7580	0.464	0.464	0.464	0.464	0.464	0.464
7590	-0.155	-0.155	-0.155	-0.155	-0.155	-0.155
7600	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
10690	0.855	-0.115	0.051	-0.0034	-0.0003	0.0059
13210	0.569	-0.217	-0.090	0.0005	-0.0021	0.0139
14350	1.269	-0.507	1.780	0.0416	0.0072	-0.0455

### Cas des essais occasionnelles (OCC) : cas du F1+W+P1 :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	0.054	-0.119	0.191	0.0143	0.0000	-0.0011
7055	0.050	0.292	0.001	-0.0080	0.0014	-0.0103
7580	0.464	-0.155	0.001	0.0134	-0.0027	-0.0112
7590	0.468	0.008	-0.033	-0.0007	-0.0000	0.0018
7600	0.473	-0.045	-0.018	0.0030	0.0008	0.0006
10690	0.855	-0.115	0.051	-0.0034	-0.0003	0.0059
13210	0.569	-0.217	-0.090	0.0005	-0.0021	0.0139
14350	1.269	-0.507	1.781	0.0416	0.0072	-0.0455

### Cas des essais d'expansion (EXP) : cas de l'écart entre T1 et T2 :

Noeud	Dx	Dy	Dz	Rx deg	Ry deg	Rz deg
7050	-2.141	-0.193	6.999	0.0094	0.0398	0.0061
7055	1.466	0.313	-1.523	0.0138	0.1007	0.0059
7580	10.977	0.033	-2.023	0.0072	-0.0312	0.0034
7590	10.079	-0.008	-2.163	0.0192	0.0124	-0.0002
7600	9.184	-0.079	-1.568	0.0083	0.0301	0.0043
10690	9.285	0.016	-1.044	-0.0105	0.0035	-0.0034
13210	9.339	0.035	-0.767	-0.0065	-0.0063	-0.0053
14350	2.209	1.010	00.246	0.0175	-0.0109	-0.0035

# ANNEXES

## ❖ Les forces et les moments dans les points critiques de manifold :

### Cas des essais opérationnelles à T2 (OPE) :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	1422	1422	1422	1422	1422	1422
7590	6685	6685	6685	6685	6685	6685
7600	-4748	-4748	-4748	-4748	-4748	-4748
10690	14882	14882	14882	14882	14882	14882
13210	56	56	56	56	56	56
7055	469	1437	-481	-986	405	58
7050	469	-1215	-481	-595	-2379	528
14350	30	1956	128	824	40	-43

### Cas des essais soutenues (SUS) :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	357	6832	10	-2180	919	307
7590	5628	-5189	123	-2054	414	1140
7600	5559	-439	227	541	-4	-836
10690	131	6382	-104	29	163	347
13210	98	9120	247	32	374	13
7055	-269	1317	-151	-939	316	-82
7050	-269	-918	-151	-586	-434	15
14350	51	1801	265	638	11	-7

### Cas des essais occasionnelles (OCC) : cas du F1+W+P1 :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	357	6832	10	-2180	919	307
7590	5628	-5190	123	-2054	414	1140
7600	5559	-439	227	541	-3	-836
10690	131	6382	-104	29	163	347
13210	98	9120	247	32	374	13
7055	-270	1318	-151	-940	315	-82
7050	-270	-927	-151	-586	-430	34
14350	51	1801	264	638	11	-7

### Cas des essais d'expansion (EXP) : cas de l'écart entre T1 et T2 :

Noeud	Fx N	Fy N	Fz N	Mx N	My N	Mz N
7580	3848	-373	5209	1476	12961	-1609
7590	3967	234	4891	1735	4564	-583
7600	6990	-842	1796	-1587	1982	210
10690	-186	1402	3034	991	-3492	1702
13210	-1210	750	1924	621	54	1913
7055	272	273	879	-187	-3864	321
7050	272	-433	879	-104	882	571
14350	-291	-34	54	-97	195	-251

# Références bibliographiques

---

## Références bibliographiques

- [1] : Site web ENGCB: [www.gcb.dz](http://www.gcb.dz).
- [2] : S. LAOUAR (eps MEFTA), ' COURS : THERMODYNAMIQUE DES FLUIDES PETROLIERS (Pour Master 1), Université Boumerdes ' 2023.
- [3] : M. TIKOUBINI ' COURS : GPL /GNL (pour master1), 'Université Boumerdes'2023.
- [4]: Sondre luca helgesen nicola jacimovic-LinkedIn.
- [5]: Ideen Sadrehighi. « Multiphase Flow » [en ligne]. CFD Open Series, Annapolis, MD, 2020.
- [6] : Delhaye, J. M. « Les divers modèles d'écoulements diphasiques gaz-liquide » [en ligne]. La Houille Blanche. 1984.
- [7] : Ravelet, F. « Ecoulements multiphasiques, partie B Ecoulements en pipeline : méthodes d'ingénierie classiques » [en ligne]. Formation Ingénieur 2000, filière Génie Energétique, Arts et Metiers ParisTech, DynFluid, 2014.
- [8] : BRAHIMI.S, GHEGAGLIA.N ; « MODELESATION DE RESEAU D'EXPEDITION DE L'EPF RAMA ET L'INSTALLATION D'UNE UNITE DE POMPAGE MULTIPHASIQUE » ,2022.
- [9] : DAMRI. T, KHALI ALI.E ; « Dimensionnement et optimisation du réseau collecte du champ d'Oued Zine » à Adrar, 2022.
- [10]: Wikipédia.
- [11]: KLM Technology, Practical Engineering Guidelines for Processing Plant Solutions, Jan 2007.
- [12]: Fluid Flow Handbook De Jamal Mohammed Saleh 2002.
- [13] : R. Ben Athmane, A. Keddari ; « Dimensionnement et optimisation du réseau de collecte du champ de Foukroun » à Adrar,2022.
- [14] : L. Mailhe. Collecte Traitement Stockage, Cours de production. Editions technique, 13 Edition, 1994.
- [15] : Recommandation CEFACOR- RECOMMANDATION PCRA 012 Juin 2020 – Rev. 0- Commission Protection Cathodique et Revêtements Associés.
- [16] : LE RACLAGE - MANUEL DE FORMATION COURS EXP-PR-PR100 Révision 0.1.
- [17] : 2021 ; BELOUNIS. L, YEMMI. H Étude sur CAESAR II du comportement mécanique de la tuyauterie raccordée au puit GEA-4.
- [18]: Livre: Fundamentals of Pipe Stress Analysis with Introduction to CAESAR II-developed by "IDC TECHNOLOGIES".
- [19]: Site web: <https://blog.projectmaterials.com/pipes/api-5l-pipe>.
- [20]: TOTAL -Piping; TRAINING MANUAL COURSE EXP-PR-SM040 Revision 0.1.
- [21] : site web : Guide de supportage | Mieux choisir un étrier et collier de fixation - BENE INOX : <https://www.bene-inox.com/fr/guide-supportage-tuyauterie-inox-acier-zingue/>.
- [22] : Tuyauterie (support) - Wikipédia : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Tuyauterie\\_\(support\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Tuyauterie_(support)).
- [23] : MATERIELS DE SUPPORTAGE - Sikla : <https://www.sikla.fr/fast/600/descriptif%20supports.pdf> .
- [24]: ASME International « Revision of ASME B31.3-2014; Process Piping ASME Code for Pressure Piping, B31. AN INTERNATIONAL PIPING CODE », USA, 2016.
- [25]: OLGA 2017 Version 2017.1 Installation guide, Schlumberger.
- [26] : Caesar ii® | hexagone.
- [27] : FORMATION CAESAR II - PARTIE STATIQUE.