

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR 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 Master**

**Domaine :** Sciences et technologies

**Filière :** Hydrocarbures

**Option :** Transport et distribution des hydrocarbures

Présenté par :

**MERINE Bouchra**

## **Thème**

---

**Simulation de l'opportunité d'alimentation du MEDGAZ via le GPDF/EGPDF  
sous PIPEPHASE avec analyse des risques de formation de condensat  
et d'hydrates.**

---

Devant le jury :

Soutenu publiquement le .../07/2023

**Mr. BOUHAFS Smail**

UMBB

**Président**

**Mr. YOUNSI Karim**

UMBB

**Encadreur**

**Mr. TIKOBAINI Mourad**

UMBB

**Examineur**

**Mr. MENAA Abdennour**

UMBB

**Examineur**



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Département :** Transport et Equipement des Hydrocarbures

**Filière :** Hydrocarbures

**Spécialité :** Génie mécanique -Transport et Distribution des hydrocarbures

## **Autorisation de soutenance**

**Mémoire de Fin d'Etudes**  
**En vue de l'obtention du diplôme :**

# **MASTER**

## **Thème**

Simulation de l'opportunité d'alimentation du MEDGAZ via le GPDF/EGPDF  
sous PIPEPHASE avec analyse des risques de formation de condensat  
et d'hydrates.

**Nom :**  
Merine

**Prénom :**  
Bochra

Le : .....

**Le promoteur :**

## Résumé

L'Europe est le principal marché pour le gaz naturel algérien transporté par le MEDGAZ, Les principaux clients sont l'Espagne, la France et l'Italie. Le MEDGAZ est un gazoduc sous-marin qui relie l'Algérie à l'Espagne a été mis en service en 2011 et il joue un rôle crucial dans l'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe. Actuellement, Il a une capacité maximale de transport de 8 milliards de mètres cubes par an. Cette capacité est suffisante pour répondre à la demande actuelle de gaz naturel en Europe. Cependant, en 2019, seulement 5 milliards de mètres cubes ont été transportés. Cela signifie qu'il y a une marge de manœuvre pour une augmentation de capacité .Cependant, la demande de gaz naturel en Europe devrait augmenter de manière significative au cours des prochaines années en raison de la fermeture de centrales nucléaires et de la croissance économique, et il est donc important de s'assurer que le MEDGAZ peut répondre à cette demande croissante. Dans le cadre de cette étude, un logiciel de calcul interactif avec sortie graphique a été développé. Il sera utilisé par la Direction Etude et Technologie de l'activité TRC de SONATRACH en complément du logiciel PIPEPHASE développé par l'entreprise américaine Invensys Systems.

**Mots-clés :** MEDGAZ, gazoduc sous-marin, marché européen, l'approvisionnement, capacité de transport, l'augmentation de capacité, PIPEPHASE .

## Abstract

Europe is the main market for the Algerian natural gas transported by the MEDGAZ. The main customers are Spain, France and Italy. The MEDGAZ is an undersea gas pipeline that connects Algeria to Spain was commissioned in 2011 and it plays a crucial role in the supply of natural gas to Europe. Currently, It has a maximum transport capacity of 8 billion cubic meters per year. This capacity is sufficient to meet the current demand for natural gas in Europe. However, in 2019, only 5 billion cubic meters were transported. This means that there is room for an increase in capacity. However, the demand for natural gas in Europe is expected to increase significantly over the next few years due to the closure of nuclear power plants and economic growth, and it is therefore important to ensure that MEDGAZ can meet this demand. growing. As part of this study, an interactive calculation software with graphical output was developed. It will be used by the Research and Technology Department of the TRC activity of SONATRACH in addition to the PIPEPHASE software developed by the American company Invensys Systems.

**Keywords:** MEDGAZ, subsea gas pipeline, European market, supply, transport capacity, capacity increase, PIPEPHASE.

## ملخص

أوروبا هي السوق الرئيسي للغاز الطبيعي الجزائري الذي تنقله MEDGAZ، والعملاء الرئيسيون هم إسبانيا وفرنسا وإيطاليا. MEDGAZ هو خط أنابيب للغاز تحت البحر يربط الجزائر بإسبانيا وقد تم تشغيله في عام 2011 ويلعب دورًا مهمًا في إمداد أوروبا بالغاز الطبيعي. تبلغ قدرة النقل القصوى حاليًا 8 مليارات متر مكعب سنويًا. هذه القدرة كافية لتلبية الطلب الحالي على الغاز الطبيعي في أوروبا. ومع ذلك، في عام 2019، تم نقل 5 مليارات متر مكعب فقط. هذا يعني أن هناك مجالًا لزيادة السعة. ومع ذلك، من المتوقع أن يزداد الطلب على الغاز الطبيعي في أوروبا بشكل كبير خلال السنوات القليلة القادمة بسبب إغلاق محطات الطاقة النووية والنمو الاقتصادي، وبالتالي من المهم ضمان أن MEDGAZ يمكن أن تلبي هذا الطلب المتزايد. كجزء من هذه الدراسة، تم تطوير برنامج حساب تفاعلي بإخراج رسومي. سيتم استخدامه من قبل قسم البحوث والتكنولوجيا لنشاط TRC التابع لشركة SONATRACH بالإضافة إلى برنامج PIPEPHASE الذي طوره شركة Invensys Systems الأمريكية.

**الكلمات المفتاحية:** MEDGAZ، خط أنابيب الغاز تحت سطح البحر، السوق الأوروبية، التوريد، سعة النقل، زيادة السعة، PIPEPHASE



# Remerciements

*Louange à Allah, le Tout Puissant, pour nous avoir donné la force, la santé et la capacité nécessaire pour accomplir ce modeste travail et pour nous avoir permis de le mener à bien.*

*Nous ne serions jamais assez remercier notre encadreur Monsieur **Younsi.K**, Docteur à la faculté des Hydrocarbures et de la chimie l'université de Boumerdès. Qu'il trouve ici l'expression de notre haute considération et notre profonde gratitude pour toutes ses qualités professionnelles et humaines, pour son aide précieuse et bénéfique, pour ses orientations riches et pour ses directives constructives et objectives.*

*Nous tenons à adresser nos plus sincères remerciements à notre encadrant de Sonatrach /GPDF, **Ingénieur dispatcher en trafic du gaz BENHAMEL Salah Eddine**. Pour leur confiance, leur expertise et leur soutien indéfectible en vue de partager ses connaissances académiques et techniques avec nous, Sans regard critique nous a été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections. Nous remercions également toute l'équipe GPDF pour leur accueil, le temps passé ensemble et le partage de leur expertise au quotidien.*

*Nos vifs remerciements vont aux membres du jury pour avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce travail. Nous tenons à exprimer également nos respectueux remerciements à tous nos enseignants qui ont contribué à notre formation.*

*Nous remercions chaleureusement nos familles, nos parents, en premier lieu, pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur patience durant les étapes difficiles de notre cursus universitaire.*

*Nous garderons un très bon souvenir des moments passés à l'INH en compagnie de tous nos amis. Nous tenons à les remercier vivement pour leur sympathie, leurs encouragements et leur gentillesse.*

*Enfin, nous témoignons nos remerciements à tous ceux qui n'ont pas été cités mais qui ont contribué d'une manière ou d'une autre, chacun à sa manière, à l'élaboration et au bon déroulement de ce modeste travail*



**A** mon cher père,

*Je suis la personne forte et courageuse que je suis aujourd'hui à cause de tout ton amour et de tes conseils. Tu m'as appris tout ce que j'avais besoin d'apprendre et tu as rendu l'apprentissage tellement amusant. Tu m'inspires à être gentil, à rêver plus grand et à travailler plus dur. Tu es le meilleur mentor, conseiller et motivateur. Je sais combien tu as sacrifié pour moi même si tu ne dis rien alors merci d'être le meilleur père du monde. Je suis tellement fier d'être ta fille c'est pourquoi tous ce que je réalise pour te rendre fier, papa.*

**A** mon exemple éternel,

*Tu as toujours été pour moi un exemple de mère respectueuse honnête, de la personne méticuleuse, je tiens à honorer la femme que tu es.*

*Grâce à toi mama j'ai appris le sens du travail et de la responsabilité. Je voudrais te remercier pour ton amour, ta générosité, ta compréhension... Ton soutien fut une lumière dans tout mon parcours. Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour l'estime et le respect que j'ai toujours eu pour toi.*

*Ce modeste travail est le fruit de tous les sacrifices que tu as déployés pour mon éducation et ma formation. Je t'aime mama et j'implore le tout-puissant pour qu'il t'accorde une bonne santé et une vie longue et heureuse.*

**A** ma source d'énergie,

*Mon étoile du bonheur mes sœurs et mes frères, mes grands-mères vous comptez beaucoup pour moi et chaque fois que je réalise quelque chose de monumental ou que j'accomplis quelque chose d'énorme je pense à vous. Les gens vont et viennent, mais vous serez une constante dans ma vie et dans mon cœur.*

**A** M.Benhamel,

*Après toute l'aide que vous m'avez apportée une seule chose me vient à l'esprit ...Qu'ai-je fait pour le mériter ? Votre aide à ce moment si particulier de ma vie est un véritable cadeau. Un grand merci  
Pour tout l'encouragement et le respect que vous m'avez offert*

**A** mon amie 'Leila'

*Je ne peux trouver les mots justes et sincères pour t'exprimer mon affection et mes pensées, tu es pour moi une sœur et une amie sur qui je peux compter. En témoignage de l'amitié qui nous unit et des souvenirs de tous les moments que nous avons passés ensemble, je te dédie ce travail et je te souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.*

**A** mon amie 'Asma'

*Ma meilleure amie, j'aimerais t'écrire le plus beau de tous les textes qui puisse exister. Mais il y a tellement de choses à dire sur toi que je ne sais même pas par où je vais commencer. Je veux que tu saches que tu es ma sœur et quand le monde entier était contre moi tu as été la seule à m'ouvrir les bras. Merci d'être une telle amie.*

**A** toutes ces personnes je dédie ce modeste travail en termes d'amour et de profonde  
gratitude.



Figure I. 1: Carte du réseau de transport du gaz .....	4
Figure II. 1: Chemin du gaz .....	16
Figure II. 2: Le système MEDGAZ.....	17
Figure II. 3: Station de Compression de Beni Saf.....	19
Figure II. 4: Le terminal de réception du pipeline offshore (OPRT) .....	28
Figure II. 5: Profil du MEDGAZ .....	29
Figure II. 6: Schéma descriptif du système de transport GZ3/GZ4 .....	31
Figure II. 7: Schéma descriptif de la ligne GPDF .....	31
Figure IV. 1: Turbocompresseur PGT25-PCL603.....	50
Figure IV. 2: Espacement de station de compression.....	50
Figure IV. 3: Turbine à gaz.....	51
Figure IV. 4: Représentation schématique d'un compresseur centrifuge .....	52
Figure IV. 5: Vue générale et tv.....	53
Figure IV. 6: Plage utile de fonctionnement d'un compresseur centrifuge .....	54
Figure IV. 7: Explication de phénomène de pompage .....	55
Figure IV. 8: Zone de gavage.....	56
Figure V. 1: Influence de l'inclinaison sur le régime d'écoulement .....	66
Figure V. 2: Ecoulements de liquide-gaz dans une conduite vertical .....	66
Figure V. 3: Ecoulement de liquide-gaz dans une conduite horizontale .....	68
Figure V. 4: Influence de l'inclinaison sur le régime d'écoulement .....	68
Figure V. 5: Représentation de processus de la coalescence de la bulle et fluctuation.....	69
Figure V. 6: Carte d'écoulement diphasique .....	70

Figure V. 7: Structure cristalline de la glace et d'un hydrate .....	71
Figure V. 8: Courbe de formation des hydrates .....	72
Figure V. 9: Géomètres des deux cavités 512 et 51262 avec les déférent molécules ayant une taille suffisamment petite pour s'y incorporer .....	73
Figure V. 10: Structure des hydrates .....	75
Figure V. 11: Schéma montrant l'effet d'THI sur la courbe d'équilibre des hydrates .....	78
Figure VI. 1: Les principales étapes de la simulation .....	79
Figure VI. 2: Composition chimique du gaz transporté .....	83
Figure VI. 3: La représentation de la simulation du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ pour 8 milliards Sm <sup>3</sup> /an sous PIPEPHASE.....	85
Figure VI. 4: La représentation de la simulation du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ pour 16 Milliards m <sup>3</sup> /an sous PIPEPHASE.....	85
Figure VI. 5: La représentation de la simulation du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ pour 16 milliards m <sup>3</sup> /an sous PIPEPHASE.....	86
Figure VI. 6: La représentation de la simulation du système GPDF/EGPDF/MEDGAZ/ pour 16 milliards Sm <sup>3</sup> /an sous PIPEPHASE.....	89
Figure VI. 7: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 8 milliards Sm <sup>3</sup> /an .....	97
Figure VI. 8: Courbe caractéristique du compresseur HP de BSCS pour 8 milliard Sm <sup>3</sup> /an .....	97
Figure VI. 9: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 12 milliards/an (deux compresseurs en marche).....	102
Figure VI. 10: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 12 milliard Sm <sup>3</sup> /an .	103
Figure VI. 11: Courbe caractéristique du compresseur HP de BSCS pour 12 milliards m <sup>3</sup> /an .	103
Figure VI. 12: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 16 milliards/an (trois compresseurs sont utilisés) .....	108
Figure VI. 13: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 16 milliards Sm <sup>3</sup> /an	109
Figure VI. 14: Courbe caractéristique du compresseur HP de BSCS pour 16 milliards Sm <sup>3</sup> /an	110
Figure VI. 15: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 16 milliards/an (trois compresseurs sont) .....	114

Figure VI. 16: Courbe caractéristique du compresseur HP de BSCS pour 16 milliards/an (trois compresseurs sont) .....	115
Figure VI. 17: Les principales étapes de la simulation diphasique .....	119
Figure VI. 18: La représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude des risques de formation de condensat pour les configurations (01) et (03) avec un débit 0.8 million kg/h .....	121
Figure VI. 19: La représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude des risques de formation de condensat pour la configuration (02) avec un débit 0.6 million kg/h ..	121
Figure VI. 20: La représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude des risques de formation de condensat pour la configuration max avec un débit 0.76 million kg/h	122
Figure VI. 21: Enveloppe de phase du tronçon N°05 et N°07 pour configurations (01) et (03)	122
Figure VI. 22: Enveloppe de phase du tronçon N°05 et N°07 pour configurations (02) .....	123
Figure VI. 23: Enveloppe de phase du tronçon N°04 et N°06 pour configuration proposée .....	123
Figure VI. 24: Représentation des étapes pour l'étude des risques de formation d'hydrates sous PIPEPHASE.....	124
Figure VI. 25: Représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude de la formation des hydrates pour les configurations (01) et (03) pour un débit 0.8 million kg/h.....	125
Figure VI. 26: Représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude de la formation des hydrates pour les configurations (02) pour un débit 0.6 million kg/h.....	125
Figure VI. 27: Représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude de la formation des hydrates pour les configurations proposée pour un débit 0.776 million kg/h .....	125
Figure VI. 28: Enveloppe de phase et courbe de formation d'hydrates des tronçons N°01 et N° 02, N°03 et N°07 pour les configurations (01) et (03) sans et avec inhibiteur .....	127

Tableau I. 1: Composition chimique du gaz transporté (cas de GPDF).....	5
Tableau II. 1: Données technique de la ligne GZ4.....	30
Tableau II. 2: Données technique de la ligne GPDF .....	31
Tableau II. 3: Données technique de la ligne EGPDF.....	32
Tableau II. 4: Caractéristique de la station de compression de la ligne GPDE (SC3) .....	33
Tableau II. 5: Caractéristique des stations de compression de la ligne GZ4 (SC1, 2, 3, 4 et 5)...	33
Tableau II. 6: Nombre et localisation géométrique des postes de coupures des lignes EGPDF/GPDF/GZ4.....	34
Tableau II. 7: Nombre des postes sectionnement des lignes EGPDF/GPDF/GZ4 .....	34
Tableau II. 8: Nombre des postes purge des lignes EGPDF/GPDF/GZ4.....	35
Tableau II. 9: Localisation géométrique des terminaux des lignes EGPDF/GPDF/GZ4 .....	35
Tableau V. 1: Données cristallographiques sur les hydrates .....	76
Tableau VI. 1: Les cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ.....	86
Tableau VI. 2: Le pourcentage du partage des débits de livraison du MEDGAZ .....	88
Tableau VI. 3: Résultats de la simulation du cas d'exploitation des gazoducs GPDF/EGPDF ....	89
Tableau VI. 4: Paramètres de calcul pour configuration (01).....	91
Tableau VI. 5: Paramètres de données courbes pour configuration (01) .....	92
Tableau VI. 6: Différents paramètres du gaz pour la configuration (01) .....	92
Tableau VI. 7: Régime de fonctionnement de compresseur pour configuration (01).....	95
Tableau VI. 8: Régime de fonctionnement de la turbine de SC3 (GZ3) pour configuration (01)	95
Tableau VI. 9: Régime de fonctionnement des compresseurs (BP et HP) de BSCS pour configuration (01).....	96
Tableau VI. 10: Paramètres de données fixes pour configuration (02) .....	99

Tableau VI. 11: Paramètres et données issus des courbes pour la configuration (02) .....	100
Tableau VI. 12: Différents paramètres du gaz pour la configuration (02) .....	100
Tableau VI. 13: Régime de fonctionnement des compresseurs pour configuration (02).....	101
Tableau VI. 14: Régime de fonctionnement des turbines pour configuration (02).....	101
Tableau VI. 15: Régime de fonctionnement du compresseurs (BP et HP) de BSCS pour la configuration (02).....	103
Tableau VI. 16: Paramètres et données pour la configuration (03) .....	105
Tableau VI. 17: Paramètres et données issus des courbes pour configuration (03).....	106
Tableau VI. 18: Différent paramètres du gaz pour configuration (03).....	106
Tableau VI. 19: Régime de fonctionnement des compresseurs pour la configuration (03) .....	107
Tableau VI. 20: Régime de fonctionnement de la turbine pour configuration (03).....	107
Tableau VI. 21: Régime de fonctionnement des compresseurs (BP et HP) de BSCS pour la configuration (03).....	109
Tableau VI. 22: Paramètres et données pour la configuration proposée .....	112
Tableau VI. 23: Paramètres et données issus des courbes pour configuration proposée .....	112
Tableau VI. 24: Différent paramètres du gaz pour configuration proposée .....	113
Tableau VI. 25: Régime de fonctionnement des compresseurs pour la configuration (03) .....	113
Tableau VI. 26: Régime de fonctionnement de la turbine pour configuration (03).....	114
Tableau VI. 27: Régime de fonctionnement des compresseurs (BP et HP) de BSCS pour la configuration (03).....	116

**A**

**API:** American Petroleum International

**C**

**CNDG :** Centre national dedispatching gaz

**CEPSA :** Compañía Española de Petróles, S.

**E**

**EGPDF:** Extension Gazoduc PédroDuran Farell

**G**

**GPDF :** Gazoduc Pédro Duran Farell.

**GZ3 :** Gazoduc Arzew n°3

**GZ4 :** Gazoduc Arzew n°4.

**M**

**MEDGAZ :** Mediterranean Gas.

**P**

**PCV :** Positive Crankcase Ventilation.

**PK :** Point Kilométrique

**PMS :** Pression Maximale de Service.

**PPM :** Parts per Million

**S**

**SC :** Station de Compression.

**SONATRACH :** Société National de Transport et Commercialisation desHydrocarbures

**T**

**TA :** Terminal d'Arrivée

**TC :**Turbo Compresseur

**TD :** Terminal Départ.

*Table des matières*

Introduction générale .....	1
<b>Chapitre I : Généralités sur le transport du gaz naturel</b>	
I.1. Introduction.....	3
I.2. Le gaz naturel.....	3
I.2.1. Définition du gaz naturel.....	3
I.2.2. Principaux réseaux de gazoducs en service.....	3
I.2.3. La nature des constituants présents dans le gaz.....	4
I.2.4. Les propriétés physico-chimiques du gaz .....	5
I.2.4.1. Fraction molaire $\{Y_i\}$ .....	5
I.2.4.2. Masse molaire moyenne d'un gaz $\{M_m\}$ .....	5
I.2.4.3. Masse volumique du gaz $\{\rho\}$ .....	6
I.2.4.4. Le volume massique $\{\theta\}$ .....	7
I.2.4.5. Constante du gaz .....	7
I.2.4.6. Densité relative d'un gaz $\{\Delta\}$ .....	7
I.2.4.7. Viscosité du gaz .....	8
I.2.4.7.1. Viscosité dynamique( $\mu$ ).....	8
I.2.4.7.2. Viscosité cinématique ( $\nu$ ).....	9
I.2.4.8. La chaleur spécifique .....	9
I.2.4.9. Le Pouvoir calorifique .....	9
I.2.4.10. Le coefficient de Joule Thomson $\{D_j\}$ .....	10
I.2.4.11. Facteur de compressibilité $\{Z\}$ .....	10
I.2.4.11.1. Les Méthodes graphiques .....	11
I.2.4.11.2. Corrélations empiriques.....	11
I.2.4.11.3. L'équation d'état $\{\text{Redlich-Kwong}\}$ .....	12
I.3. Le transport par gazoduc .....	12
I.3.1. Définition d'une canalisation .....	12
I.3.2. Système de transport par canalisations du gaz naturel.....	12
I.3.2.1. Caractéristiques d'une canalisation .....	13
I.3.2.2. Les ouvrages annexes .....	14
I.3.2.3. La station de compression.....	15
<b>Chapitre II : Description du système MEDGAZ</b>	
II.1.Introduction.....	16
II.2.Description du système MEDGAZ.....	16
II.2.1. Description du terminal de départ Beni Saf .....	18
II.2.1.1. La station de compression de Beni Saf (BSCS).....	18
II.2.1.2.Localisation du site .....	18
II.2.1.3.Description des installations de process de BSCS .....	19
II.2.1.4. Système de sécurité de BSCS .....	26
II.2.2.Le terminal de réception du pipeline offshore .....	28
II.3. Descriptions des lignes des gazoducs GZ4/GPDF/EGPDF .....	29
II.3.1.Description de la ligne du gazoduc GZ4.....	29
II.3.1.1. Données technique de la ligne GZ4 .....	30
II.3.1.2. Schéma descriptif du système de transport GZ3/GZ4 .....	30

II.3.2.Description de la ligne du gazoduc GPDF .....	31
II.3.2.1.Données technique de la ligne GPDF .....	31
II.3.2.2. Schéma descriptif de la ligne GPDF .....	31
II.3.3.Description de la ligne EGPDF .....	31
II.3.3.1.Données technique de la ligne EGPDF .....	32
II.3.3.2.Schéma descriptif de la ligne EGPDF .....	32
II.4.Dispositifs espacés le long des canalisations GZ4, GPDF et EGPDF .....	32
II.4.1.Les caractéristiques des stations de compression du GZ4/GPDF .....	32
II.4.2. Les postes de coupures .....	33
II.4.3.Les postes de sectionnement .....	34
II.4.4. Les postes de purge.....	34
II.4.5.Terminal de départ.....	35
II.4.6.Terminal arrivée .....	35
II.4.7.Les points de prélèvement du GZ4 et GPDF .....	35
<b>Chapitre III : Calcul thermo-hydraulique</b>	
III.1.Introduction .....	37
III.2.Calcul hydraulique d'un gazoduc .....	37
III.2.1. Ecoulement du gaz .....	37
III.2.1.1. Equation générale .....	37
III.2.1.2. Principe de conservation de la masse.....	37
III.2.1.3. Principe de conservation des quantités de mouvement.....	38
III.2.1.4. Équation de continuité.....	38
III.2.1.5. Équation d'état d'un gaz réel.....	38
III.2.2. Ecoulement stationnaire dans les gazoducs .....	39
III.2.2.1. Gazoduc horizontal .....	39
III.2.2.2. Formule de calcul tenant compte du profil.....	40
III.2.3. Calcul du régime de fonctionnement du gazoduc .....	41
III.2.3.1. La pression finale au bout du tronçon.....	41
III.2.3.2. La répartition de la pression le long de la conduite .....	41
III.2.3.3. La pression moyenne .....	42
III.2.3.4. Calcul du régime d'écoulement .....	42
III.2.3.4.1. Nombre de Reynolds (Re) .....	42
III.2.3.4.2.Coefficient de friction.....	43
III.2.3.4.3. Facteur de compressibilité moyen .....	44
III.2.3.4.4. La viscosité dynamique .....	44
III.2.3.4.5. Calcul de la chaleur spécifique.....	44
III.2.3.4.6. Calcul de coefficient de joule Thompson .....	45
III.3. Calcul thermique d'un gazoduc .....	45
III.3.1. L'échange de chaleur avec le terrain .....	45
III.3.2. Coefficient de CHOUKHOV .....	45
III.3.3. Répartition de la température le long d'un gazoduc .....	45
III.3.4. Calcul de la température moyenne .....	46
III.4. La méthode des approximations successives .....	47
<b>Chapitre IV : Calcul du régime de fonctionnement d'une station de compression</b>	

IV.1. Introduction .....	49
IV.2. Fonctionnement d'une station d'une compression .....	49
IV.2.1. Caractéristiques d'une station de compression.....	50
IV.2.2. Turbine à gaz .....	51
IV.2.3. Compresseur centrifuge.....	52
IV.2.4. Courbes caractéristiques du compresseur et de la turbine .....	53
IV.2.4.1. Caractéristiques du compresseur centrifuge.....	53
IV.2.4.2. Courbes caractéristiques de la turbine .....	56
IV.3. Grandeurs caractéristiques de régime fonctionnement d'une station .....	56
IV.3.1. Pression d'aspiration d'un compresseur .....	56
IV.3.2. Pression de refoulement du compresseur .....	57
IV.3.3. Taux de compression.....	57
IV.3.4. Température du gaz à l'aspiration du compresseur .....	57
IV.3.5. Température de refoulement du compresseur.....	57
IV.3.6. Débit volumique aux conditions d'aspiration.....	58
IV.3.7. Débit d'aspiration de compresseur.....	58
IV.3.8. Coefficient de compressibilité moyen.....	59
IV.3.9. Hauteur adiabatique de refoulement total.....	59
IV.3.10. Hauteur polytropique de refoulement total.....	59
IV.3.11. Pourcentage de vitesse de rotation .....	60
IV.3.12. puissance exigée par la turbine .....	60
IV.3.13. Puissance absorbée du compresseur.....	60
IV.3.14. Le débit du gaz combustible à consommer .....	60
<b>Chapitre V : Etude des risques de condensation et formation des hydrates</b>	
V.1. Introduction .....	62
V.2. Condensation .....	62
V.3. Détermination de la position des pots de purges par une approche (ICDA).....	62
V.4. Dépôt des effluents liquides dans la canalisation .....	63
V.5. Les écoulements diphasiques.....	63
V.5.1. Classification des écoulements diphasiques .....	63
V.5.2. Influence de l'inclinaison sur le régime d'écoulement.....	66
V.5.2.1. Ecoulements verticaux .....	66
V.5.2.2. Ecoulements horizontaux .....	67
V.5.2.3. Ecoulements dans un pipeline incliné .....	68
V.5.3. Transition entre les écoulements .....	68
V.5.4. Cartes d'écoulements .....	69
V.6. Les hydrates.....	70
V.6.1. Les conditions de formation des hydrates.....	71
V.6.2. Teneur en eau dans le gaz naturel .....	72
V.6.3. Les cavités des hydrates.....	72
V.6.4. Structure des hydrates.....	73
V.6.4.1. Structure de base .....	73
V.6.4.1.1. Hydrates de structure I.....	74
V.6.4.1.2. Hydrates de structure II.....	74
V.6.4.1.3 Structure SH.....	74

V.6.5. Prévision des équilibres de formation des hydrates .....	76
V.6.6. Prévention des hydrates .....	76
V.6.7. Les inhibiteurs des hydrates.....	78
<b>Chapitre VI : Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ</b>	
VI.1. Introduction.....	78
VI.2. Simulation hydraulique du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ.....	78
VI.2.1. Problématique .....	78
VI.2.2. Présentation de PIPEPHASE 9.6 .....	78
VI.2.3. Données et résultats de la simulation .....	82
VI.2.3.1. Résultats des simulations .....	82
VI.2.3.1.1. Propriétés du gaz.....	82
VI.2.3.1.2. Différentes configurations .....	84
VI.2.3.2. Interprétation des résultats .....	86
VI.2.3.3. Interprétation des résultats .....	89
VI.3. Régime de fonctionnement des stations de compression.....	90
VI.3.1. Problématique .....	90
VI.3.2. Moyen utilisé dans ce calcul.....	90
VI.3.3. Données et résultats de calcul.....	90
VI.3.3.1. Configuration (01) .....	90
VI.3.3.1.1. Les données.....	90
VI.3.3.1.2. Les calculs préliminaires .....	92
VI.3.3.1.3. Calcul du régime de fonctionnement du compresseur de la SC2 GZ4 .....	92
VI.3.3.1.4. Calcul le régime de fonctionnement de la turbine .....	93
VI.3.3.2. Configuration (02) .....	98
VI.3.3.2.1. Les données.....	98
VI.3.3.2.2. Les calculs préliminaires .....	100
VI.3.3.3. Configuration (03) .....	104
VI.3.3.3.1. Les données.....	105
VI.3.3.3.2. Les calculs préliminaires .....	106
VI.3.3.4. L'autre alternative.....	110
VI.3.3.4.1. Les données.....	111
VI.3.3.4.2. Les calculs préliminaires .....	112
VI.4. Conclusion .....	117
VI.5. Risque de formation de condensat et d'hydrates.....	117
VI.5.1. Problématique .....	117
VI.5.2. Simulation diphasique sous PIPEPHASE .....	117
VI.5.2.1. Les résultats des simulations .....	119
VI.5.2.1.1. Résultats de la simulation pour l'étude des risques de formation de Condensat .....	120
VI.5.2.1.2. Résultats de la simulation pour l'étude de formation des hydrates.....	123
Conclusion générale .....	133
References	
Annexes	

# *Introduction générale*



## Introduction générale

Le gaz naturel est une source d'énergie commerciale dont la croissance dans le bilan énergétique reste potentiellement la plus forte. Longtemps réservé aux usages les plus nobles de l'industrie, le gaz naturel qui n'a à priori pas de marchés captifs, a su s'imposer dans les utilisations les plus diverses.

De nos jours, l'usage journalier du gaz naturel dans le monde en tant que combustible de premier choix connaît une séquence primordiale vu l'abondance de ses réserves, non seulement pour sa propriété et sa souplesse qui lui permet d'apparaître comme la source d'énergie qui peut répondre aux nouvelles exigences de la protection de l'environnement mais aussi pour sa contribution à la diversification des combustibles. Il peut aisément se substituer à certains produits pétroliers et contribue à la sécurité d'approvisionnement en énergie des pays consommateurs.

Cependant, le coût de transport pèse de plus en plus lourd. Malgré cela, les réseaux de transport du gaz actuels permettent son acheminement sur des distances de plus en plus longues et dans des conditions de plus en plus sévères.

Dans cette perspective, la valorisation du gaz naturel algérien sur le marché mondial demeure l'une des missions principale de la **SONATRACH**. Elle s'est fixé pour objectif d'assurer l'indépendance du pays sur le plan énergétique et de défendre au mieux les intérêts du pays en contribuant efficacement au développement économique national par l'amélioration des recettes d'exportation qui passe par une diversification des clients et des moyens d'exportation et par une utilisations rationnelles de ces derniers.

L'Algérie est attentive aux évolutions du marché énergétique mondial et européen en particulier et inscrit sa stratégie énergétique et de développement en tenant compte des possibilités de partenariat et de coopération. Le marché de proximité du gaz algérien et l'Europe où le gaz naturel occupe une place importante dans le modèle de consommation européen.

Le réseau de gazoducs existant entre l'Algérie et l'Europe se compose des deux principaux ouvrages ; le gazoduc Algérie-Italie via la Tunisie « **Enrico Mattei** », le gazoduc Algérie-Espagne via le Maroc « **Pedro Duran Farrell** » et le gazoduc « **Medgaz** » ligne directe entre l'Algérie et l'Espagne

**MEDGAZ** apporte du gaz naturel au marché européen : un hydrocarbure propre, efficient et polyvalent. L'ALGERIE est l'un des pays signataires du Protocole de Kyoto dont l'un de leurs 1<sup>er</sup> principaux objectifs est de réduire progressivement leurs émissions de CO<sub>2</sub> en remplaçant les énergies fossiles plus polluantes. Pour cela, le gaz naturel constitue leur grand enjeu.

Cependant, la demande de gaz naturel en Europe augmente chaque année, et il est important de s'assurer que le **MEDGAZ** peut répondre à cette demande croissante. Dans cette étude, nous allons examiner l'opportunité d'augmenter le débit du **MEDGAZ** afin de garantir un approvisionnement stable en gaz naturel pour l'Europe.

En premier lieu, nous allons étudier d'une manière détaillée le calcul thermo-hydraulique d'un gazoduc en se basant sur un modèle analytique.

---

Ensuite nous allons aborder le vif du sujet, à savoir le but essentiel visé dans notre thèse qui est l'analyse par simulation thermo-hydraulique sous Pipephase des diverses configurations possibles de fonctionnement du réseau GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ dans la perspective d'une augmentation de la capacité de transport vers l'Espagne via la ligne MEDGAZ de 8 milliards Sm<sup>3</sup>/an à 12 milliards Sm<sup>3</sup>/an puis 16 milliards Sm<sup>3</sup>/an tout en étudiant le régime de fonctionnement des stations de compression mises à contribution ou à installer éventuellement pour atteindre les objectifs fixés.

Enfin, ce travail portera également sur l'analyse des risques potentiels de formation de condensat et d'hydrates sur le gazoduc MEDGAZ.

# *Chapitre I*

---

*Généralités sur le transport du gaz naturel*

### I.1. Introduction

Un Système de transport des hydrocarbures par canalisation est considéré comme un élément important et fondamental pour l'évacuation la quantité d'hydrocarbures basée sur un gradient de production variable.

Ce chapitre donne une description les propriétés physico-chimiques du gaz naturel qui influe sur l'écoulement à travers le gazoduc. Étant donné que le gaz naturel traité dans le cadre de notre étude est considéré comme étant réel, nous discuterons les relations entre la pression, la température, volume de gaz réels .Dans ce qui suit, nous verrons également les éléments nécessaires pour la conception d'un gazoduc, ainsi que les différents travaux de pose des canalisations.

### I.2. Le gaz naturel

#### I.2.1. Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie primaire fossile, il se classe dans la famille des hydrocarbures. Il est incolore, inodore, insipide, et en pleine expansion. Composé essentiellement de méthane, le gaz naturel n'a pas d'effets toxicologiques connus à ce jour et les expositions éventuelles sont rares, compte tenu de la très forte volatilité du gaz naturel dans l'air, il se présente sous sa forme gazeuse au-dessus de  $-161^{\circ}\text{C}$ .

#### I.2.2. Principaux réseaux de gazoducs en service

SONATRACH dispose d'un réseau de trois (03) gazoducs (GR1, GR2, GR3) qui évacuent le gaz naturel (gaz sec) depuis les gisements sud Hassi R'mel vers Hassi R'mel au niveau du Centre National de Dispatching Gaz (CNDG).

Le CNDG de Hassi-R'mel constitue un centre névralgique du réseau de transport par canalisation de SONATRACH. Il collecte la totalité de la production de gaz naturel (gaz sec) en Algérie, en vue de son acheminement par gazoducs vers les complexes de liquéfaction de Skikda et d'Arzew et vers l'exportation (Espagne et Italie).

Le CNDG a également pour fonction le comptage des quantités expédiées ainsi que la régulation de la pression de départ et du débit sur chaque gazoduc.

A partir du CNDG, SONATRACH dispose d'un réseau de transport nord qui comporte 8 gazoducs :

- Les GZ0/1/2/3 de Hassi R'mel vers Arzew.
- Les GK1/2 de Hassi R'mel vers Skikda.
- Le GG1 de Hassi R'mel vers Alger.
- Les deux gazoducs transméditerranéens (GPDF, GEM) de Hassi R'mel vers l'Espagne et l'Italie.

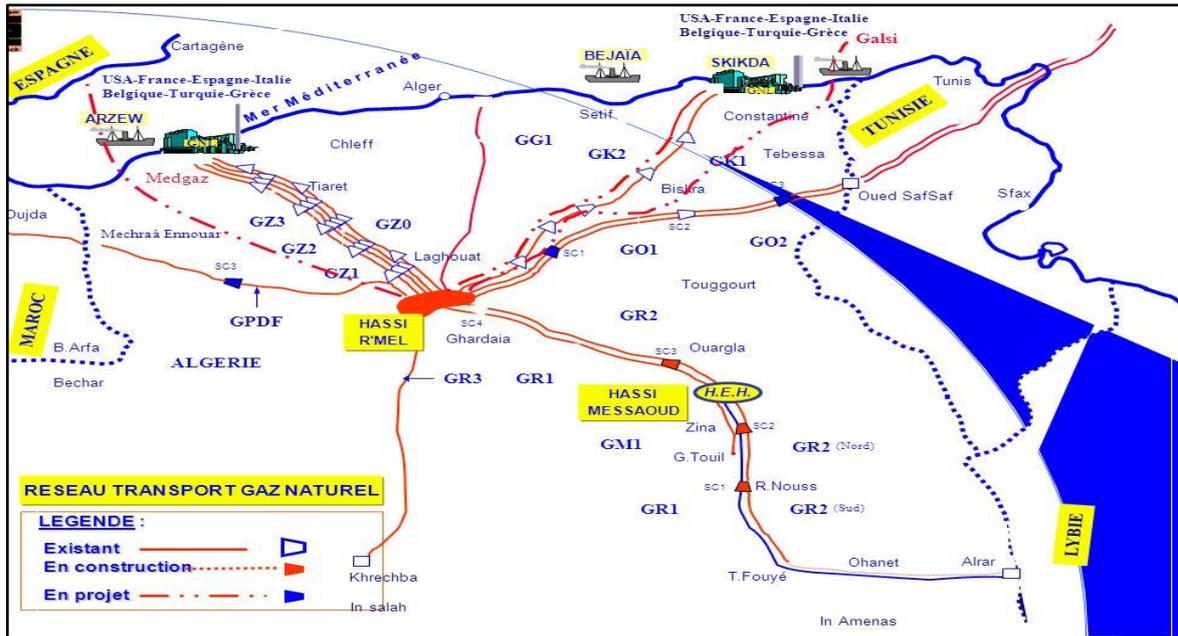


Figure I. 1: Carte du réseau de transport du gaz

### I.2.3. La nature des constituants présents dans le gaz

En dehors de méthane (CH<sub>4</sub>), le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures, éthane(C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propane(C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butane (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) et à des concentrations plus faibles des hydrocarbures plus lourds. Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures, notamment de l'eau et des gaz acides : dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S), ainsi que de l'azote (N<sub>2</sub>), de l'hélium (He), de faible quantités d'hydrogène (H) ou d'argon(Ar)et même parfois des impuretés métalliques: mercure(Hg)et arsenic(As).

	Formule	% mol
Méthane	C1	87,44
Ethane	C2	8,22
Propane	C3	1,03
I-Butane	i-C4	0,09
N-Butane	n-C4	0,12

<b>I-Pentane</b>	i-C5	<b>0,03</b>
<b>N-Pentane</b>	n-C5	<b>0,02</b>
<b>hexane+</b>	C6H14+	<b>0,02</b>
<b>Hélium</b>	He	<b>0,07</b>
<b>Hydrogène</b>	H2	<b>0,00</b>
<b>Azote</b>	N2	<b>1,16</b>
<b>Dioxyde de carbone</b>	CO2	<b>1,78</b>

Tableau I. 1: Composition chimique du gaz transporté (cas de GPDF)

## I.2.4. Les propriétés physico-chimiques du gaz

Dans le domaine du transport de gaz naturel, il est nécessaire de comprendre la nature du gaz transporté et ces propriétés.

### I.2.4.1. Fraction molaire {Yi}

La fraction molaire du composant  $i$ , est définie par le nombre de mole du constituant  $i$  présent dans le mélange divisé par le nombre total de mole des différents composants du système.

$$Y_i = \frac{N_i}{N} = \frac{N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (1.1)$$

- **Yi**: fraction molaire du composant  $i$  dans le mélange
- **Ni**: nombre de moles du composant  $i$  dans le mélange
- **N**: nombre total de mole des composants du mélange

### I.2.4.2. Masse molaire moyenne d'un gaz {Mm}

C'est la somme des produits des masses molaires des éléments qui constituent le gaz par les fractions molaires de chaque constituant.

La masse molaire moyenne du gaz  $M_m$  est déterminée à partir de la relation suivante :

$$M_m = \sum_{i=1}^n Y_i \times M_i \quad (1.2)$$

- $M_i$ : masse molaire du constituant  $i$  présent dans le gaz [g/mol];
- $Y_i$ : fraction molaire du constituant  $i$  présent dans le mélange.

### I.2.4.3. Masse volumique du gaz $\{\rho\}$

C'est la quantité de gaz qui peut être contenue dans un volume donné. Elle est fonction de la température et de la pression.

$$\rho = \frac{M_{gaz}}{V} \quad (1.3)$$

La densité d'un gaz est la masse du gaz par unité de volume de l'équation d'état on peut écrire :

$$\rho = \frac{M_{gaz}}{V} = \frac{PM}{zRT} \quad (1.4)$$

- $\rho$ : Masse volumique du gaz [Kg/m<sup>3</sup>];
- $M_{gaz}$ : La masse du gaz [Kg];
- $V$ : le volume du gaz [m<sup>3</sup>].

Dans le cas général, la masse volumique peut être exprimé dans les deux ensembles de conditions de la température et de la pression dites conditions normales et conditions standard est elles sont comme suit :

▪ **Conditions normales (N) :**

-Température : 0°C

-Pression : 1atm

$$\rho_N = \frac{M_{gaz}}{22.41} \quad (1.5)$$

▪ **Condition standard (S) :**

-Température : 15°C

-Pression : 1atm

$$\rho_S = \frac{M_{gaz}}{23.7} \quad (1.6)$$

#### I.2.4.4. Le volume massique $\{\theta\}$

On l'appelle aussi le volume spécifique et il représente le volume par unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique, et s'exprime en  $m^3/kg$

$$\theta = \frac{1}{\rho_{gaz}} \quad (1.7)$$

- $\theta$  : Le volume massique du gaz [ $m^3/kg$ ]
- $\rho_{gaz}$  : Masse volumique du gaz [ $Kg/m^3$ ]

#### I.2.4.5. Constante du gaz

$$R_g = \frac{\bar{R}}{M_{gaz}} \quad (1.8)$$

- $\bar{R}$  : Constante universelle des gaz [ $\bar{R} = 8314 \text{ j/kmol } k^\circ$ ]
- $M_{gaz}$  : Masse molaire du gaz

#### I.2.4.6. Densité relative d'un gaz $\{\Delta\}$

La densité relative d'un corps est le rapport de sa masse volumique par rapport à la masse volumique d'un corps pris comme référence. Dans le cas des liquides et des solides, le corps pris comme référence est L'eau pure à  $4^\circ C$ , mais Pour la vapeur et les substances gazeuses, le corps de référence est L'air à la même température et sous la même pression.

On a :

$$P.V = Z.R.T \text{ pour les gaz réels.}$$

Pour le gaz naturel :

$$\frac{P}{\rho_{gaz}} = Z.R_{gaz}.T = Z.\frac{\bar{R}}{M_{gaz}}.T \dots \dots \dots (*) \quad (1.9)$$

Pour l'air :

$$\frac{P}{\rho_{air}} = Z.R_{air}.T = Z.\frac{\bar{R}}{M_{air}}.T \dots \dots \dots (**) \quad (1.10)$$

D'où

$$\frac{(**)}{(*)} = \frac{\rho_{gaz}}{\rho_{air}} = \frac{M_{gaz}}{M_{air}} = \frac{R_{air}}{R_{gaz}} \quad (1.11)$$

Donc :

La densité relative du gaz est donnée par la formule :

$$\Delta = \frac{\rho_{gaz}}{\rho_{air}} = \frac{M_{gaz}}{M_{air}} = \frac{R_{air}}{R_{gaz}} = \frac{M_{gaz}}{29} \quad (1.12)$$

Avec :

$$\rho_{air}^N = 1.3 \text{ Kg/m}^3 \quad \text{Et} \quad \rho_{air}^S = 1.206 \text{ Kg/m}^3$$

- $M_{air}$  : la masse moléculaire de l'air = 28,9625  $\approx$  29(kg/mol) à 15°C

### I.2.4.7. Viscosité du gaz

La viscosité d'un fluide représente sa résistance à l'écoulement. La viscosité du gaz naturel est affectée par la pression et la température.

Contrairement aux liquides, la viscosité d'un gaz augmente avec l'augmentation de la température, ceci est de même pour la pression.

Plus la viscosité d'un fluide est grande plus il rencontre des difficultés lors de son écoulement et plus on aura des pertes de pression.

#### I.2.4.7.1. Viscosité dynamique( $\mu$ )

Appelée la viscosité absolue, elle traduit les interactions moléculaires au sein du fluide en mouvement. Elle peut être estimée à partir de la relation de (HERMING ET ZIPPER).

$$\mu = \frac{\sum \mu_i Y_i \sqrt{M_i}}{\sum Y_i \sqrt{M_i}} \quad (1.13)$$

Où:

- $\mu_i$ : Viscosité dynamique du composant i;
- $Y_i$ : Fraction molaire du composant i du mélange gazeux;
- $M_i$ : Masse moléculaire du composant i.

Viscosité dynamique est exprimée en poise [p] ou en centpoises [Cp]. Ou dans le SI :

[Pa.s], tel que: **1Cp=0.001Pa.s**

### I.2.4.7.2. Viscosité cinématique ( $\nu$ )

C'est la viscosité absolue divisée par la densité.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (1.14)$$

- $\nu$ : Viscosité cinématique [ $m^2/s$ ];
- $\rho$ : Masse volumique [ $Kg/m^3$ ];
- $\mu$ : Viscosité dynamique [ $Pa.s$ ].

En pratique, la viscosité cinématique est exprimée en stokes [St], ou en centistokes [cSt] :

$$1cSt = 10^{-6} m^2/s = 0,01St$$

### I.2.4.8. La chaleur spécifique

La chaleur spécifique à pression constante est la quantité de chaleur nécessaire donnée à 1 kilogramme de gaz pour élever sa température de 1°C.

Pour le gaz naturel elle est donnée par l'expression :

$$C_p = \sum_{i=1}^n C_{p_i} r_i \quad (1.15)$$

- $C_p$  : Chaleur spécifique [ $J/Kg K^\circ$ ];
- $C_{p_i}$  : Chaleur spécifique du composant  $i$  ;
- $r_i$  : Concentration molaire du composant  $i$  ;
- $n$  : Nombre de composants ;

### I.2.4.9. Le Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire de ce combustible (1Kg) à pression atmosphérique et à une température de 0°C.

Il existe deux types de pouvoir calorifique :

- **Pouvoir calorifique supérieur (PCS)** : Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée est à l'état liquide.

$$(PCS)_m = \frac{\sum Y_i^*(PCS)_i}{Z} \quad (1.16)$$

- **Pouvoir calorifique inférieur (PCI):** Il correspond à la combustion, dans laquelle l'eau resterait à l'état vapeur.

$$(PCI)_m = \frac{\sum Y_i * (PCI)_i}{Z} \quad (1.17)$$

- $y_i$ : fraction molaire;
- **Z**: facteur de compressibilité du gaz;
- **(PCS)<sub>i</sub>** et **(PCI)<sub>i</sub>**: sont respectivement les pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur du constituant « i » présent dans le gaz.

#### I.2.4.10. Le coefficient de Joule Thomson {D<sub>j</sub>}

C'est la vitesse de changement de température par rapport à la pression pour une enthalpie constante, ce coefficient varie avec la nature du gaz, sa température et sa pression, et il peut être calculé. L'unité en(SI) est:[K/Pa];

$$D_j = \frac{\partial T}{\partial P} \quad (1.18)$$

En physique, l'effet Joule-Thomson (Joule-Kelvin), est un phénomène lors duquel la température d'un gaz diminue lors que ce gaz subit une expansion adiabatique.

#### I.2.4.11. Facteur de compressibilité {Z}

Il caractérise la déviation du comportement du gaz réel par rapport au gaz parfait. Il est défini comme le rapport du volume de gaz au volume que le gaz occuperait si c'était un gaz parfait des températures et pressions similaire.

$$Z = \frac{V}{V_{GP}} \quad (1.19)$$

- **V (P, T)** : volume occupé par un gaz réel.
- **V<sub>GP</sub> (P, T)** : volume occupé par un gaz parfait.

Si **Z=1**: Le gaz étudié est considéré parfait,

Si **Z<1**: Le volume de gaz réel est inférieur à celui du gaz parfait.

Le facteur de compressibilité est un nombre sans dimensions, il peut être calculé par 3 méthodes :

- Les méthodes graphiques ;

- Les corrélations empiriques ;
- L'équation d'états il a composition du gaz et connue ou la densité.

### I.2.4.11.1. Les Méthodes graphiques

Cette méthode consiste à estimer le facteur Z à partir des coordonnées réduites

$$Pr = \frac{P}{P_c} \quad \text{et} \quad Tr = \frac{T}{T_c}$$

Par l'utilisation de l'abaque de la figure (1.1. Annexes) (STANDING et KATZ, 1942).

Les termes et représentent respectivement la température et la pression pseudo-critique du gaz et sont définis par les relations de KAY (1936):

$$P_c = \sum(Y_i P_{ci}) \quad \text{et} \quad T_c = \sum(Y_i T_{ci}) \quad (1.20)$$

En désignant par la fraction molaire du constituant présent dans le mélange.

La pression et la température pseudo critiques sont utilisées pour déterminer la pression et la température pseudo réduites :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{et} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

### I.2.4.11.2. Corrélations empiriques

Il y a plusieurs corrélations pour le calcul de Z parmi ces corrélations, nous avons celle de Robertson.

La corrélation de S. Robertson est très rapide à programmer. Elle est explicite et donc simple d'utilisation. Elle a pour expression :

$$Z = 1 + a(x - b) * (1 - e^{-c}) \quad (1.21)$$

Avec :

$$x = \frac{P_{pr}}{T_{pr}^2}; \quad a = 0.1219T_{Pr}^{0.638}; \quad b = T_{pr} - 7.76 + \frac{14.75}{T_{pr}}; \quad c = 0.3x + 0.441x^2$$

Cette corrélation donne des valeurs de Z qui présente une erreur moyenne de 0.7 % par rapport aux abaques de Standing et Katz dans l'intervalle :

$$1.2 \leq T_{pr} \leq 2.8$$

$$0 \leq x \leq 30$$

Pour le calcul technologique des gazoducs, la formule empirique suivante autorise une précision suffisante :

$$Z = 1 - 0.4273 \frac{P}{P_{pc}} \left( \frac{T}{T_{pc}} \right)^{-3.668} \quad (1.22)$$

### I.2.4.11.3. L'équation d'état {Redlich-Kwong}

Cette méthode a été proposée en 1949, elle est basée sur des considérations théoriques et pratiques. Elle se présente sous la forme :

$$(V - b) \left[ P + \frac{a}{T^{0.5} \cdot V \cdot (V+b)} \right] = RT \quad (1.23)$$

$$a = 0.42748 \frac{R^2 T_c^{2.5}}{P_c} \text{ et } b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c}$$

En remplaçant le volume spécifique  $v$  par  $\frac{ZRT}{P}$ . On obtient :

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad (1.24)$$

$$\text{Avec } A = \frac{aP}{R^2 T^{2.5}} \text{ et } B = \frac{bP}{RT}$$

## I.3. Le transport par gazoduc

Il s'agit de prélever le gaz en son points de source appelé terminal départ, de l'acheminer dans les meilleurs conditions d'économie et de sécurité jusqu'au point de livraison appelé terminal arrivé en les conservant en quantité et en qualité. Les modes de transport gaz utilisés sont :

- Le transport par canalisation (gazoduc).
- Le transport par voie maritime (méthaniers).

### I.3.1. Définition d'une canalisation

Une canalisation ou un pipeline (en anglais) est une conduite destinée à l'acheminement de matières gazeuses, liquides, ou poly-phasiques, d'un endroit à un autre. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, Revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés

### I.3.2. Système de transport par canalisations du gaz naturel

Il comprend :

- Les terminaux de départ et d'arrivée (T.D.et T.A.);
- La ligne (conduite);
- Les ouvrages annexes : postes de sectionnement, postes de coupures et des postes de purge et le système de communication et instrumentation qui les lie ensemble.

- Les stations de compression de départ et intermédiaires ;
- Des points de livraison et d'injection du produit.
- Des installations de protections cathodiques ;
- Des installations de télécommande et de télécommunication comme système nerveux de l'ouvrage (canalisation et stations).

### I.3.2.1. Caractéristiques d'une canalisation

Une canalisation se caractérise essentiellement par leur diamètre et épaisseurs, ces deux paramètres étant étroitement liés au débit transporté et aux pressions de service exigées, et compose de tubes en aciers soudés entre eux.

➤ **Le diamètre :**

$$D_{ext} = D_{int} + 2\delta \quad (1.25)$$

- $D_{ext}$  : Diamètre extérieur ;
- $\delta$  : l'épaisseur.

Où le diamètre intérieur est donné par cette relation :

$$D_{int} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi W}} \quad (1.26)$$

- $Q$  : Le débit volumique [ $m^3/s$ ];
- $W$  : La vitesse du gaz [ $m/s$ ];
- **L'épaisseur** : L'épaisseur du tube à poser est donnée par la relation de Barlow:

$$\delta = \frac{PMS \cdot D_{ext}}{2\sigma} \quad (1.27)$$

Où :

- $\delta$  : Épaisseur de paroi (mm);
- **PMS**: Pression maximale de service ( $kgf/cm^2$ );
- $D_{ext}$  : Diamètre extérieur de la canalisation (mm);
- $[\sigma]$  : Contrainte admissible i.e. La plus grande contrainte qui peut être appliquée dans le métal sans risque de rupture ( $kgf/cm^2$ ) ;

On définit la contrainte admissible en tenant compte des coefficients de sécurité :

Nous avons donc :

$$[\sigma] = K_e * \sigma_e \quad (1.28)$$

$$[\sigma] = K_r * \sigma_r \quad (1.29)$$

Où :

- $\sigma_e$  : Limite élastique de l'acier.
- $\sigma_r$  : Limite de rupture de l'acier
- **$K_e$  et  $K_r$**  : Coefficients de sécurité
- **La nuance d'acier utilisé** : Les qualités d'aciers les plus couramment utilisées dans la construction des pipelines sont définies dans la spécification API. Elle dépend des propriétés physico-chimiques du GN. Ceux jugés optimaux du point de vue économique sont du type X65 et X70.
- **Le mode de pose** : les gazoducs sont des pipelines souterrains (enterrés) ou bien sous-marin. La pose de gazoduc comprend :
  - Préparation de la piste de travail.
  - Transport et bardage des tubes.
  - Ouverture de la tranchée.
  - Cintrage.
  - Soudage des tubes entre eux.
  - Enrobage.
  - Test hydrostatique.
  - Mise en fouille et le remblaiement.
  - Remise en état des lieux
- **Capacité maximale de transport** : C'est la quantité du produit que l'on peut transporter à travers le pipeline sur une période donnée.
- **La pression de service** : La pression de service est la pression développée par le produit qui circule dans la canalisation dans les conditions normales d'exploitation

### I.3.2.2. Les ouvrages annexes

- **Postes de sectionnement** : espacés de 20 km environ (10km en zone urbaine) qui permettent au moyen de vannes d'interrompre l'écoulement du gaz en cas d'incident ou de réparation.
- **Postes de coupures** : chaque poste de coupure est projeté pour l'installation future d'une station de compression. Ils permettent l'introduction dans les canalisations des racleurs pour le nettoyage périodique sans interruption du débit gazeux.
- **Postes de purge** : Permet à l'opérateur de vérifier d'éventuelles présences des liquides (gazoline, eau, huile...) et de les éliminer. Il est situé au niveau des points bas des conduites.
- **Postes de prélèvement** : Ces postes prélèvent le gaz sur le réseau haute pression, et le détendent à la pression de livraison. Les appareils qui détendent le gaz sont des régulateurs de pression.
- **Postes de protection cathodique** : Les systèmes de protection cathodique sont conçus pour atténuer l'effet de la corrosion sur les parties enterrées du gazoduc.

### I.3.2.3. La station de compression

Dans le gazoduc, transite à des pressions relativement élevées, le gaz naturel. Ce dernier est propulsé par des installations de compression réparties le long de la canalisation.

Généralement elles sont constituées d'un certain nombre de turbocompresseurs dont un est en redondance. Chaque turbocompresseur est entraîné par une turbine à gaz ou autres équipements.



# *Chapitre II*

---

*Description du système MEDGAZ*

## II.1. Introduction

MEDGAZ est un projet stratégique tant pour l'ensemble de l'Europe que pour l'Algérie et l'Espagne parce qu'il améliore la sécurité d'approvisionnement, favorise la concurrence sur le marché intérieur d'une part il reliera le marché européen à la source d'approvisionnement en gaz algérien, d'autre part, c'est la voie la plus économique d'approvisionnement en gaz naturel pour le Sud de l'Europe selon les conclusions des observateurs internationaux ainsi que de l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie ou Wood Mackenzie. À terme, il contribuera positivement aux objectifs du « Protocole de Kyoto ». Pour cette raison, MEDGAZ est inclus dans les réseaux Transeuropéens d'Energie.

Le système de transport MEDGAZ est spécifiquement conçu pour exporter un volume total de 16 milliards de mètres cubes par an de gaz naturel, acheminés via deux gazoducs parallèles. La capacité initiale installée du système est de 8 milliards de mètres cubes par an.

Ce chapitre vise à regrouper toutes les données techniques essentielles pour décrire de manière complète le système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ.

## II.2. Description du système MEDGAZ

Le MEDGAZ étudie le transport de gaz naturel d'Algérie vers Europe via l'Espagne et à travers la mer Méditerranée. Le gazoduc partira d'une station de compression construite à 1,5 km de la plage de Djelloul vers l'intérieur des terres, située à environ 10 km au sud-est de Beni Saf, sur la côte algérienne (se reporter à la Figure 2.2).

Il traversera ensuite la mer Méditerranée le long d'un parcours sous-marin optimisé et descendra à des profondeurs de plus de 2000 m, ce qui en fait un des plus profonds du monde.

Initialement, une seule canalisation de 24 pouces de diamètre sur l'ensemble du parcours sera installée. Elle aura une capacité suffisante pour transporter le gaz naturel, prêt à l'emploi, à des débits allant de 8 à 10,5 milliards de mètres cubes par an (BCM/an). Cependant, une autre canalisation, parallèle, sera nécessaire dans l'avenir afin d'atteindre un débit allant jusqu'à 16 BCM/an. Par conséquent, sur les parties terrestres et d'accostage près du rivage, un système de double canalisation est inclus dans le présent projet, ce qui devrait permettre



Figure II. 1: Chemin du gaz

De réduire à plus long terme l'impact général sur l'environnement. On estime la durée de vie en service du gazoduc à environ 50 ans.

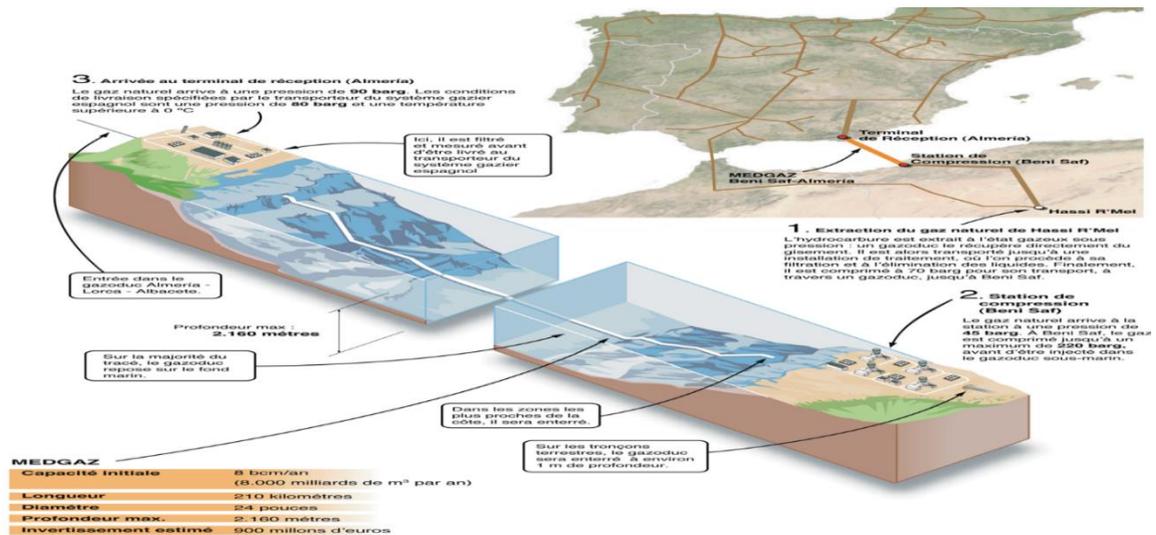


Figure II. 2: Le système MEDGAZ

### MEDGAZ : Données techniques

- Capacité : **8 Milliards m<sup>3</sup> /an**
- Longitude : **210 km (entre Beni Saf et Almeria)**
- Diamètre : **24 pouces (610 mm)**
- Épaisseur du tuyau : **22.9-28.5-29.9 (mm)**
- Profondeur maximum de l'eau : **2160 m**
- Installations terrestres ; **Station de Compression (Algérie)**
- Terminal de réception (**Almeria**)
- Investissement : **900 millions d'euros**
- Opération Commercial : **2010**
- Acier de qualité **X70 SAWL 485 I DUF**
- BSCS pression de sortie : **200 bars**
- BSCS pression d'entrée : **45 bars**
- OPRT pression d'entrée : **82 bars**
- OPRT température d'entrée : **0°C**
- Pression de conception : **220 bars**
- Température inférieure de conception : **-5°C**

- Température max nominale : 50°C
- Température supérieure de conception : 60°C

### II.2.1. Description du terminal de départ Beni Saf

Le terminal de départ se situe sur le site de Sidi Djelloul dans la commune de Sidi Ben Adda au nord-ouest d'Ain Timouchent à une altitude de 73km, il est constitué de quatre parties :

- **Partie gare racleur** : Composée d'une gare de racleur, d'un charriot support racleur et d'un treuil de levage .il y'a trois soupapes de sécurité qui sont tarées à 70bars±0.5bars.
- **Partie filtration** : Dans le but d'éliminer les impuretés solides et liquides contenues dans le gaz qui peuvent perturber le comptage, et répondre aux conditions contractuelles, quatre filtres multi-cyclones installés en parallèle.
- **Partie régulation** : Pour réguler et stabiliser la pression, cette partie composée de quatre rampes identiques, commandées par des vannes PCV qui sont réglées à 45bars et alimentées par un Skid gaz.
- **Partie comptage** : Le système de comptage du gaz pour mesurer la qualité et la quantité du gaz, il est composé de quatre rampes de comptage, avec une cabine de comptage (Shelter). Avant d'expédier le gaz vers la BSCS, il est compté fiscalement pour le livrer à MEDGAZ.

#### II.2.1.1. La station de compression de Beni Saf (BSCS)

La station de compression de Beni Saf (BSCS) a pour rôle d'augmenter la pression de service du réseau terrestre en amont, qui est de 45 bars, à une pression de décharge nominale en aval d'environ 200 bars. Cela garantira une pression d'arrivée de 80 bars à l'OPRT lorsque le gazoduc est utilisé à sa pleine capacité.

#### II.2.1.2. Localisation du site

À l'issue de la première phase des études de faisabilité, MEDGAZ a déterminé que le site près de la plage de Sidi Djelloul, situé à environ 10 km à l'est de Beni Saf, couvre une superficie d'environ 14 hectares (250x550 m) avec une altitude de 73 mètres



Figure II. 3: Station de Compression de Beni Saf

### II.2.1.3. Description des installations de process de BSCS

- **Collecteur d'aspiration :**

Le gaz transporté vers BSCS à travers le réseau algérien peut être contaminé avec des produits indésirables. En particulier, une charge élevée de contaminants peut s'attendre pendant la phase initiale de fonctionnement suivant la construction de pipelines. La saleté, l'eau résiduelle des essais hydrostatiques, la rouille, le sable sont les principales impuretés.

On s'attend à ce que les filtres installés au terminal de la Sonatrach effectivement éliminent ces contaminants. Toutefois, afin d'assurer la protection des turbocompresseurs, des filtres séparateurs horizontaux identiques sont disposés en parallèle à l'entrée de la station de compression de Medgaz.

Les filtres séparateurs **1-S-01, 1-S-02, 1-S-03** constituent les équipements les plus importants du collecteurs aspiration. Les filtres sont de type a cartouche, sont horizontaux et installés en parallèle. Le collecteur aspiration constitue la section (01) une de la station de compression.

Le collecteur aspiration assure l'alimentation des compresseurs de procès en quantités de gaz propre et sec. Le débit et la pression à l'aspiration des compresseurs sont contrôlés grâce aux réductions installées sur le collecteur.

Le filtre séparateur de type forain FLS/FOS/FSV comporte trois parties pour une suppression très efficace des petites particules liquide et solides du gaz. Les solides sont éliminés à la première section du filtre séparateur. Une fois le gaz est entré dans le premier compartiment du filtre, sa vitesse est réduite et les grosses gouttelettes de liquides sont éliminées par l'action de la gravité et l'impact sur les surfaces d'un déflecteur. Les gouttelettes restantes sous forme de brouillard non séparées du gaz sont entraînées vers les cartouches de la fibre de verre du filtre séparateur où par phénomène de coalescence finissent par prendre du volume et tombent. Le troisième mécanisme de séparation permet la suppression du liquide après son agglomération.

En aval, dans une deuxième section des filtres, les liquides séparés du flux de gaz sont recueillis dans un autre puisard muni d'un transmetteur.

Pour les matières solides, elles sont retenues dans la première section du filtre et sont collectés dans un puisard. Tandis que les liquides séparés du flux de gaz sont recueillis dans un autre puisard dans la deuxième section des filtres.

- **Analyseurs de gaz :**

Après l'opération de filtration de gaz, des analyseurs sont installés sur le collecteur aspiration pour contrôler la qualité de gaz. On trouve deux chromatographes du gaz naturel, deux analyseurs de teneur en eau, deux analyseurs de point de rosé HC et deux analyseur du sulfure et de teneur en  $H_2S$  disposés selon une configuration redondante.

- **Chromatographe :**

Le chromatographe en phase gazeuse le 1-AE-000012 est un analyseur de type GC 8100. Le gaz à analyser est prélevé dans la conduite de gaz par l'intermédiaire d'une sonde de prélèvement pour être envoyé dans le chromatographe qui doit assurer :

- la mesure de la composition du gaz naturel.
- **PCS** : pouvoir calorifique supérieur en  $KJ/Sm^3$ .
- **WI** : l'indice de Wobbe en  $kWh/m^3$ .
- **N2** : Nitrogène en%.
- **CO2** : Dioxyde de Carbone en %.
- **d** : densité.

- **Analyseur de point de rosé HC :**

L'analyseur doit assurer la mesure du point de rosé d'hydrocarbure (HC).

**Condumax II** est conçu pour la mesure continue, automatique du point de saturation d'Hydrocarbure et de la rosée d'eau dans le gaz naturel traité, il est le résultat d'expérience de plus de 20 années dans la provision d'analyseurs à la pétrolière Mondiale § l'Industrie gazière.

La mesure unique principale de **Condumax II** est la détection de la formation des condensas d'hydrocarbures par un effet optique secondaire fortement sensible.

Cette technique d'analyse assure des mesures répétables soient faites à un niveau constant de sensibilité de mesure. Deux analyseurs de **Condumax II1-AE-000013A/B** sont installés dans le collecteur d'aspiration de station BSCS après les filtres principaux.

- **Analyseur de teneur en eau  $H_2O$  :**

Dans la station de compression BSCS L'analyseur 1-AE-000015 est installé sur le collecteur aspiration Après les filtres principaux. Cet analyseur a pour but de contrôler en permanence la présence d'eau dans le gaz avant de l'acheminer vers les compresseurs.

Ce contrôle a deux objectifs :

- Vérification de la qualité de gaz de Sonatrach.

- Evite la formation d'Hydrates de Méthane dans le Marine Pipeline.

Le gaz doit être exempt de liquides (eaux) ou autres impuretés qui peuvent se séparer du gaz ou qui peut rendre invendables ou provoquer des problèmes techniques dans les équipements (filtres, compresseurs, des instruments, etc.) et dans le pipeline (phénomène de givrage).

L'analyseur **1-AE-000015** assure la mesure de :

- La quantité d'eau en ppm.
- Point de rosée de l'eau en °C.

- **Analyseur de sulfure et de H<sub>2</sub>O :**

L'analyseur de soufre est un chromatographe à gaz ,il est installé dans la station de compression BSCS sur le collecteur d'aspiration après les filtres principaux .cet analyseur a pour but de contrôler en permanence la concentration des sulfures présent dans le gaz .

Cet analyseur doit assurer la mesure de :

- Concentration de H<sub>2</sub>S et les dérivées en mg/m<sup>3</sup>.
- Sulfure totale S et les dérivées en mg/m<sup>3</sup>.
- Les mercaptans et les dérivées en mg/m<sup>3</sup>.

- **Unité de démarrage et de gaz combustible (SKID GAZ) :**

Le system de conditionnement de gaz dans la station de compression BSCS doit fournir :

- Du fuel gaz aux trois turbocompresseurs **1-UK-10/20/30**
- Du fuel gaz et gaz de démarrage aux deux turbogénérateurs **1-UG-70/80**
- Du service gaz pour la motorisation des vannes

Cette unité de conditionnement de gaz doit assurer :

L'alimentation des turbocompresseurs en fuel gaz propre : sous 37.8 barg de pression et une température de 60°C.

Actuellement la pression du fuel gaz change entre (29 à 38 barg) suivant la charge du compresseur. Le point de consigne température est fixée à 59°C.

Le dimensionnement de l'unité de conditionnement du gaz est basée sur les conditions du gaz à fournir par le terminal arrivée de Sonatrach soient :

- 45 barg de pression en conditions d'opération (60 à 70 barg au démarrage)
- 16 à 29 °C de température

- **Unité de production de l'air comprimé :**

La station de compression abrite une unité de production et de conditionnement d'air qui alimente les réseaux de commande, de contrôle et diverses utilités. Cette unité est principalement composée de trois compresseurs centrifuges à vis, de deux sécheurs d'air et d'un réservoir de stockage et de distribution. Les compresseurs d'air aspirent l'air ambiant et le compriment à une pression de 9,5 barg. L'air passe ensuite par des pré-filtres pour éliminer les impuretés, puis à travers les sécheurs pour assurer un air sec avec un point de rosée de -40°C en sortie.

L'air est ensuite filtré à travers un post-filtre pour éliminer les impuretés provenant des sécheurs, puis il est stocké dans un réservoir.

- **Unité de production d'azote :**

L'unité de production de nitrogène est l'une des utilités les plus importantes dans la station de compression BSCS.

Le nitrogène est utilisé pour les besoins suivants :

- Gaz de séparation pour l'étanchéité des garnitures sèches des turbocompresseurs avec un écoulement continu.
- Couverture de tout le volume du réservoir de condensat en assurant une pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique avec un écoulement discontinu.
- Opérations de purge pour les travaux de maintenance avec un écoulement discontinu.
- Travaux dans les ateliers de maintenance avec un écoulement discontinu.

L'unité de génération du Nitrogène se compose des équipements suivant : des vannes, des filtres, un réchauffeur électrique, des modules à membrane, un analyseur d'oxygène et un ballon de stockage.

L'air instrument est alimenté à partir d'un ballon passant par une vanne motorisé d'isolement, et après par deux filtres coalesceurs pour éliminer toutes les gouttelettes d'eau et la poussière afin d'éviter l'endommagement des membranes .ensuite il passe à travers un filtre à charbon actif pour éliminer les vapeurs d'huile éventuelles .à sa sortie il passe à travers un filtre de poussière pour éliminer les impuretés venant du filtre à charbon actif. L'air passe ensuite à travers un réchauffeur électrique, pour avoir une température adéquate requise pour la bonne marche des membranes .l'air passera ensuite à travers les modules des membranes ou le Nitrogène est extrait de l'air .le Nitrogène est analysé à sa sortie par une cellule qui nous indiquera le teneur d'Oxygène .le Nitrogène est ensuite acheminé vers le ballon de stockage.

- **Unité d'évaporation du Nitrogène liquide :**

Le Nitrogène liquide est utilisé dans la station comme un produit de secours pour remplacer le Nitrogène et l'air instrument dans leurs utilisations :

- Un gaz de secours en d'ESD des turbocompresseurs.

- Il assure le refroidissement du GG et l'étanchéité dans la turbine de puissance en cas d'ESD due à une chute de tension
- Un gaz de secours en cas de chute de pression dans le réseau de nitrogène à 6,5bars et l'air instrument à 6 bars. Dans ces cas le nitrogène liquide entre en service.
- Les opérations de purge en cas de travaux de maintenance
- Dans les ateliers.
- Le système de Nitrogène liquide est composé de :
  - Un ballon de stockage cryogénique de Nitrogène liquide.
  - Un évaporateur ambiant.
  - Réchauffeur électrique.
  - Un panneau de contrôle local et un panneau électrique.

L'azote liquide est stocké dans un ballon cryogénique. l'azote liquide passe par un évaporateur ambiant, par un réchauffeur électrique puis régulé par une vanne de régulation pour avoir de l'azote à l'état gazeux sous une pression de 7 et 8 barg à une température de 45°C .

- **Turbocompresseurs :**

La fonction du turbocompresseur est de fournir l'énergie cinétique nécessaire pour permettre le transport du gaz naturel via le marine pipeline jusqu'en Espagne.

Le turbocompresseur est considéré comme l'équipement potentiel dans la station de compression de BSCS , est constitué d'une turbine à gaz dont le générateur de gaz est de type **RB211 DLE 24GT** (GG) , une turbine de puissance du type **RT61** qui entraîne à travers un multiplicateur de vitesse **ETA50XI(470)**,et le compresseur centrifuge de type **Dresser Rand DATUM D10R6B**.

Le groupe des turbocompresseurs doit assurer un débit de :

- 22,9 million Nm<sup>3</sup>/jour dans la 1<sup>ère</sup> étape de la 1<sup>ère</sup> phase (2+1)
- -28,5 million Nm<sup>3</sup>/jour dans la 2<sup>ème</sup> étape de la 1<sup>ère</sup> phase (3+1)
- 48,5 million Nm<sup>3</sup>/jour dans la 2<sup>ème</sup> phase (5+1)

- ✓ **Turbine à gaz :**

Le générateur à gaz est constitué principalement des composants suivants :

- **Compresseur axiaux :**

- Compresseur LP avec sept niveaux de compression.
- Compresseur HP avec six niveaux de compression.

**Note :** le taux de compression totale est de 20

- **Chambre de combustion :**

Le gaz carburant (fuel gaz) est brûlé pour produire une grande vitesse et fournir une grande pression à l'air caloporteur à travers un système de combustion comprenant neuf chambres radiales.

Un système spécifique de combustion baptisé DLE (Dry Low Emission), dont l'objectif est environnemental et qu'est la réduction des NO<sub>x</sub> et des (CO, UHC).

- **Turbine HP/LP**

- Turbine HP avec une seule roue.
- Turbine LP avec une seule roue.

Il est impératif durant les opérations que le système à air doit être suivi et contrôlé par les opérateurs afin d'assurer un fonctionnement correcte de la machine pour les raisons suivantes :

- Eviter la surchauffe des disques des turbines
- Refroidissement des paliers
- Assurer l'étanchéité des labyrinthes

- **Turbine de puissance**

La turbine de puissance est une turbine à trois étages (impulse-réaction) avec une puissance de 32885KW, entraînée par les gaz d'échappement du GG, après avoir traversé le troisième étage, les gaz d'échappement coulent entre les diffuseurs internes et externes à travers une cheminée isolée vers l'atmosphère.

La turbine est accouplée à la charge via un accouplement à très haute vitesse, un torque mètre est installé pour enregistrer la force de torsion sur l'arbre entre la turbine de puissance et la boîte à vitesse.

- **Multiplicateur de vitesse :**

L'objet de la boîte à vitesse est de transmettre la puissance mécanique de la turbine à gaz au compresseur centrifuge, au même moment en multipliant la vitesse de rotation de la charge.

- ✓ **Compresseur centrifuge**

Le compresseur centrifuge par définition est un organe de conversion d'énergie mécanique en énergie cinétique .le compresseur est du type centrifuge, constitué de six (06) roues en configuration (back to back) c'est-à-dire que la configuration du rotor est partagée en deux sections référencée généralement '1er section' et '2eme section'.

La première section possède trois roues cotées non entraînée de l'arbre. C'est la partie basse pression (LP).

La deuxième section possède les trois autres roues du côté entraînée de l'arbre. C'est la partie haute pression (HP).

L'avantage de la configuration de « back to back » permet d'éliminer le besoin en chambre de balancement conventionnel parce que la poussée est quasiment absorbée par l'équilibre des roues opposées. Et le peu de poussée résiduelle est facilement absorbée par le palier de butée.

La rotation des roues fournit l'énergie au gaz qui les traverse. Le gaz de processus entre dans le compresseur par la volute d'aspiration en passant par l'œil de la roue du premier étage ainsi la force centrifuge chasse le gaz sur la périphérie à très grande vitesse et il est acheminé à travers le diaphragme vers l'aspiration de la deuxième roue.

En quittant la troisième roue de la section LP, le gaz est refroidi à travers des aérorefroidisseurs avant de rentrer à l'aspiration de la deuxième section HP.

Le gaz refoulé de la troisième roue est refroidi aux aérorefroidisseurs HP avant d'être injecté dans la pipe sous-marin.

### • **Turbogénérateur**

Les Turbogénérateurs assurent l'alimentation principale de la station de compression, et Sonelgaz est utilisée comme énergie de secours.

**1-UG-70/80** ont pour objectif :

- La fourniture de l'énergie électrique nécessaire pour le fonctionnement de la station.
- Pour garantir une autonomie d'énergie électrique.
- Pour assurer la continuité de service.

Le générateur est conçu pour subvenir au besoin de la station il est surdimensionné Afin de fonctionner loin des contraintes.

- Puissance (3200 KW).
- Voltage (6.6KV).

Le groupe alternateur entraîné par la turbine à gaz possède une turbomachine à flux axial, un alternateur et un dispositif d'engrenages

Les accessoires du groupe alternateur comprennent les systèmes de démarrage, de combustible, de commande électrique, d'huile de lubrification et d'un système d'air pneumatique.

### • **Event/torche**

Le système d'évent/torche dans BSCS est fourni pour la sécurité et l'efficacité de l'élimination des gaz à l'intérieur de la station. L'élimination des gaz est recueillie dans un

collecteur et acheminé à la torche, ce système est extrêmement important en cas d'urgence dans la station BSCS, tels que l'incendie ou de fuite importante du gaz.

Le but de système de torche est de libérer le gaz à partir du réseau comme dépressurisation à froid pendant le fonctionnement normal. Pour les opérations de maintenance, la torche sera allumée pour brûler les gaz mis à l'évent.

La BSCS a plusieurs lignes de décompression dépendantes dans les trois différents niveaux de pression dans la station (45.85 et 166 bar), chaque ligne a une vanne de décompression et un orifice de restriction installé pour limiter le débit à la valeur calculé dans le rapport de purge et de dépressurisation.

Le taux minimal de dépressurisation est fondé sur la réduction de la pression de fonctionnement à 7 bars de 15 à 20 minutes ; dans ce cas, la torche est utilisée comme une torche froide.

- **Collecteur de refoulement**

Le collecteur de refoulement a pour objet de récupérer le gaz déchargés par les compresseurs et les acheminer vers le gazoduc sous-marin.

- le collecteur de refoulement de BSCS est composé essentiellement de :
  - Des lignes à la sortie des turbocompresseurs
  - Une ligne principale gaz déchargés par les compresseurs
  - Une ligne principale vers le marin pipeline.
  - Une ligne de dépressurisation vers la torche.
  - Une ligne vers la gare racleur.
  - Une ligne de by passe line (recyclage).

Le collecteur est équipé de :

- **Transmetteurs de pression PT**, pour la protection de la station contre la surpression.
- **Transmetteur de température TT**, pour la protection contre l'injection de gaz chaud dans le gazoduc sous-marin .la température est limité à 60°C pour ne pas endommager la protection passive du pipeline qui est le revêtement tri couches en polyéthylène.

### II.2.1.4. Système de sécurité de BSCS

- **Système de détection de feu**

L'objet de ce système est de prévenir les dangers contre l'incendie avant que le feu soit déclaré et éteindre le feu au moment de son apparition dans les zones les plus importantes qui comportent les équipements principaux de contrôle et de supervision tels que les panneaux de

contrôle des machines et le système de sécurité de la station et les tableaux d'alimentation électrique .les différents types de détecteurs de feu sont : les détecteurs de fumé ,les détecteurs de chaleur ,les sirènes ,les avertisseurs lumineux ,et les modules pour collecter les signaux des divers composants tels que les unités d'extinction ,pressostats.

### - **Système anti incendie**

L'objet de cette unité est de pressuriser le réseau anti-incendie à 9 bars, et garantir une alimentation en eau continu pour intervention en cas de feu .cette unité composé de : deux pompes centrifuge, pompe électrique principale, une pompe diesel d'urgence et une pompe jockey.

La pression du réseau d'eau anti-incendie est maintenue par la pompe jockey, elle démarre et d'arrête automatiquement lorsque la pression atteindra 8 bars et 9 bars respectivement de façon à garder le réseau pressurisé .S'il y a consommation d'eau diminue en dessous du point de consigne (5.5 bars), La pompe électrique démarre automatiquement. Si la pression continue à diminuer en dessous du point de consigne (5,5 bars) ou la pompe électrique est indisponible, la pompe diésel de secours démarre automatiquement.

### - **Réseau anti-incendie**

Le réseau anti-incendie couvre la zone des utilités (compresseurs, air instrument, génération d'azote, les filtres ...), la zone des turbocompresseurs, la zone de la gare racleur et la sortie de la station, la zone des bâtiments.

Le réseau est équipé des bouches, des lances d'eau pulvérisée avec la mousse, des lances d'eau, des armoires, des extincteursCO2, des unités portables de mousse et des conteneurs de stockage d'agent chimique sec.

### - **Conditions d'arrêt d'urgence de la station**

L'arrêt d'urgence de BSCS peut être déclenché par intervention de l'opérateur de CCR (Central Control Room) ou en local par activation du contacteur d'arrêt d'urgence dans la LCR (Local Control Room).

Toutes les procédures d'arrêt d'urgence sont implémentées et exécutées par le système de commande d'arrêt d'urgence intégré au PCS (Procès Contrôle Système).

La commande d'arrêt d'urgence arrêtera et isolera toutes les unités de compression et fermera les vannes d'admission et de décharge de la station, interrompant ainsi le débit dans le gazoduc .si nécessaire ,la dépressurisation de la station peut être effectuée par action depuis le CCR ou le LCR .le redémarrage de la station ne peut être effectué que si la condition de (blocage) n'existe plus et a été acquittée manuellement .

### - **Dépressurisation du gazoduc au moyen des événements BSCS**

La dépressurisation du gazoduc offshore est considérée comme un évènement extrêmement rare, mais peut être effectuée en utilisant le système d'avantage de BSCS. La procédure suivante pourrait alors être suivie :

- les turbocompresseurs de BSCS sont arrêtés et un bilan de la situation est fait au centre de commande centrale CCR et aux centres locaux LCR à BSCS et OPRT (Offshore Pipeline

Receiving Terminal), se cela est jugé possible, la livraison du gaz vers le gazoduc terrestre espagnol sera maintenue jusqu'à ce que la pression du gazoduc atteigne 45-50 bars.

- Si requise, une réduction supplémentaire de la pression se ferait par éventage du gaz restant depuis BSCS (et OPRT) en ouvrant les vannes de dépressurisation et de sortie vers le circuit d'évent de la station.

Il est noté que la dépressurisation du gazoduc offshore n'est jugée nécessaire que dans le cas extrême d'une situation d'urgence, dans la mesure où l'éventage de grandes quantités de gaz constituerait une perte de capital significative pour l'opérateur de gazoduc et aurait des effets néfastes sur l'environnement.

### II.2.2. Le terminal de réception du pipeline offshore

Le terminal de réception des pipelines offshore (**OPRT**= The Offshore Pipeline Receiving Terminal) à Almeria joue un rôle crucial dans le système. Il régule la pression et la température du gaz afin de répondre aux conditions requises pour son injection dans le gazoduc espagnol. De plus, il protège le gazoduc terrestre espagnol en aval des variations de haute pression générées par le gazoduc maritime.

À côté de l'**OPRT**, un terminal de départ de gazoduc d'**ENAGAS** sera établi sur un terrain commun afin d'assurer l'interface avec le système **MEDGAZ**. C'est dans le terminal d'Enagas que le comptage du gaz sera effectué pour le transfert de propriété entre Medgaz et Enagas.

La régulation de la température est indispensable lorsque le gaz entre dans le terminal à une pression élevée, notamment lors du déchargement d'un pipeline. Dans de telles situations, le gaz est dirigé vers un dispositif de chauffage installé en amont de la régulation de pression afin de compenser le phénomène de Joule-Thomson qui se produit au niveau des vannes de régulation.



**Figure II. 4: Le terminal de réception du pipeline offshore (OPRT)**

La fiche technique du gazoduc sous-marin :

- Longueur : 210km
- Diamètre : 24’’
- Nuance de l’acier : 5L X 70
- Epaisseur : 22,3 mm, 28mm, 30,2mm
- Revêtement intérieur : époxy
- Revêtement extérieur : trois couches de polypropylène, et une couche en béton armé pour les parties de la tuyauterie situées près des rivages, à des profondeurs de 250 m, pour plus de stabilité et pour une meilleure protection
- Protection cathodique par anodes sacrificielles

La figure suivante représente le tracé offshore du MEDGAZ :

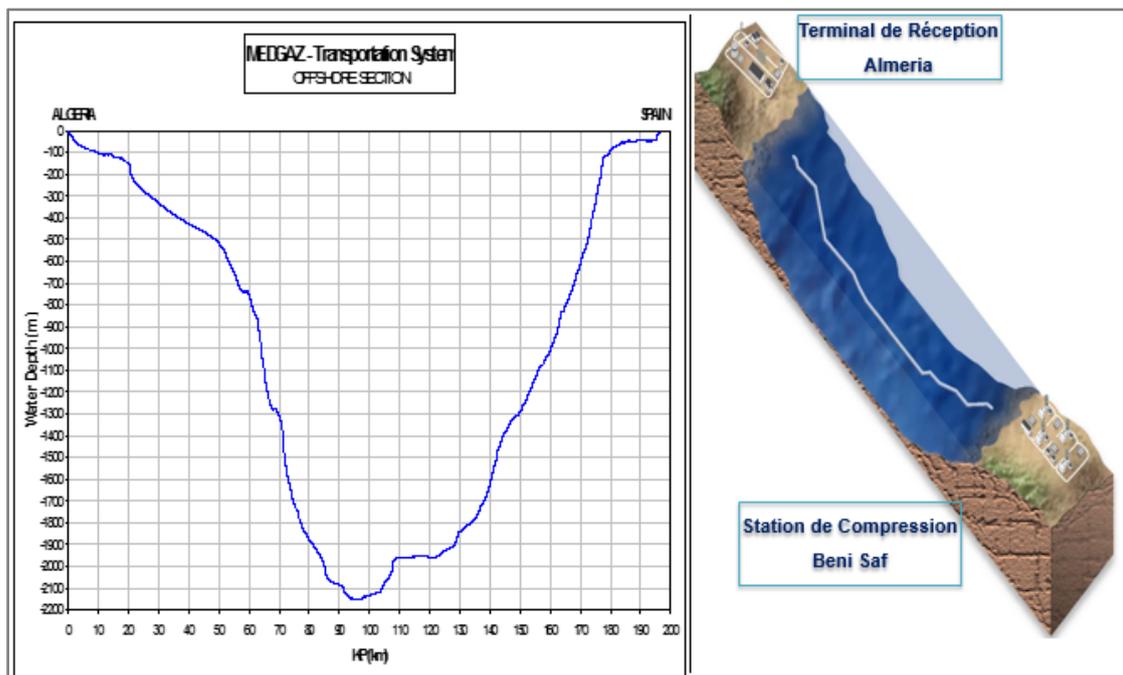


Figure II. 5: Profil du MEDGAZ

### II.3. Descriptions des lignes des gazoducs GZ4/GPDF/EGPDF

#### II.3.1. Description de la ligne du gazoduc GZ4

**GZ4** alimente le **MEDGAZ** en écoulement libre, depuis le champ gazier de **Hassi R'mel**, d'une longueur totale de 641 km et d'un diamètre de 48’’ et d'une capacité totale de 23,98 milliard Sm<sup>3</sup>/an. Le gazoduc **GZ4** traverse six Wilayas à savoir, Laghouat, Tiaret, Relizane, Mascara, Oran

et Ain Témouchent. Ce pipeline alimente, outre le **MEDGAZ**, plusieurs installations, notamment les centrales électriques de Hadjret Ennous wilaya de Tipaza (4,74 milliard  $\text{Sm}^3/\text{an}$ ) via une déviation vers l'Est, et de Terga wilaya d'Ain-Temouchent (1,24 milliard  $\text{Sm}^3/\text{an}$ ) ainsi qu'une partie de la zone industrielle d'Arzew (9 milliard  $\text{Sm}^3/\text{an}$ ).

Le gazoduc **GZ4** a été construit afin d'augmenter la capacité de transport vers la région ouest algérien, il est constitué de 2 lignes :

✚ **Hassi R'mel - Bathioua** : mise en service en 2009, la ligne a le même tracé que celui du gazoduc **GZ3**, il est constitué d'une canalisation de 48" et d'une longueur de 513.172 Km.

✚ **Mactaa Douz-Beni Saf**, mis en service en 2010, il est constitué d'une canalisation de 48" et d'une longueur de 120.37 Km.

La longueur du tronçon qui vient de Hassi R'mel jusqu'au terminal Beni Saf est de 538 km.

### II.3.1.1. Données technique de la ligne GZ4

Paramètres	Données
Epaisseur du tube(mm)	11.91à22.22
Nuance de l'acier	X70
Rugosité du tube(mm)	0.015
Pression maximale de service (bars)	70
Pression minimale d'arrivée (bars)	45
Nombre de station de compressions	00
Capacité design( $10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$ )	11.25
Capacité maximale réelle( $10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$ )	11.25
Facteur de Marche(jours)	310

Tableau II. 1: Données technique de la ligne GZ4

### II.3.1.2. Schéma descriptif du système de transport GZ3/GZ4

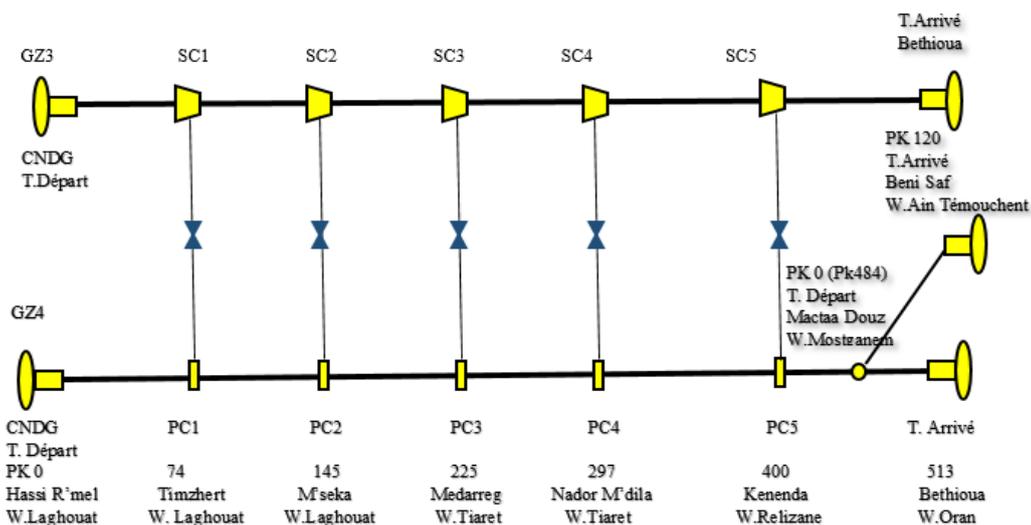


Figure II. 6: Schéma descriptif du système de transport GZ3/GZ4

### II.3.2. Description de la ligne du gazoduc GPDF

Le gazoduc GPDF est destiné pour le transport du gaz naturel du terminal départ Hassi R'mel (CNDG) jusqu'au terminal d'arrivée EL Aricha (W.Naama) à la frontière Algéro-Marocain..

Le tronçon algérien du gazoduc GPDF est d'une longueur de 521Km, constitué d'une conduite de 48" et il est mis en service en 1996, est équipé d'une station de compression opérationnelle depuis le 24/02/2004.

#### II.3.2.1. Données technique de la ligne GPDF

Paramètres	Données
Epaisseur du tube (mm)	12.7/14.27/22.22
Nuance de l'acier	X70
Rugosité du tube (mm)	0.015
Pression maximale de service (bars)	71
Pression minimale d'arrivée (bars)	50
Nombre de station de compressions	01
Capacité design (109Sm <sup>3</sup> /an)	11.47
Capacité maximale réelle (109Sm <sup>3</sup> /an)	11.47
Facteur de Marche (jours)	310

Tableau II. 2: Données technique de la ligne GPDF

#### II.3.2.2. Schéma descriptif de la ligne GPDF

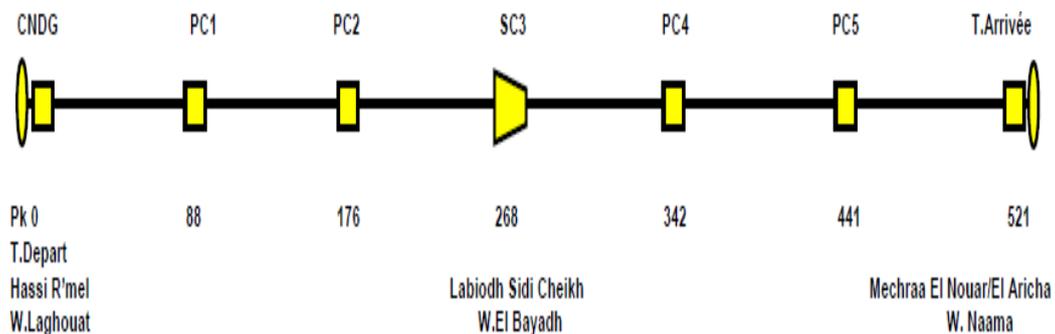


Figure II. 7: Schéma descriptif de la ligne GPDF

### II.3.3. Description de la ligne EGPDF

L'ouvrage EGPDF (El Aricha – Beni Saf) est situé entre le Terminal Arrivé EL Aricha du gazoduc GPDF Willaya de Naâma et le Terminal Arrivé Beni Saf du gazoduc GZ4 dans la Willaya

de Ain Temouchent, il est constitué principalement d'une canalisation d'une longueur de 196.734 Km et traverse les wilayas : Tlemcen, Sidi-Bel-Abbès, Ain Temouchent.

Le gazoduc EGPDF 48'' ELARICHA - BENI SAF aura une épaisseur variable tout le long de la ligne selon la zone traversée. Deux zones sont considérées : Zone **Ia** et zone **II**.

De plus, il a été considéré en zone **Ia**:

- Les tronçons du tube à l'entrée et la sortie des Postes de Sectionnement et les terminaux.
- Les tronçons du tube traversant des points spéciaux (oueds, routes...,etc.).

Il est revêtu extérieurement en polyéthylène haute densité et intérieurement par une couche d'époxy et protégée de la corrosion par le système de protection cathodique à courant imposé

### II.3.3.1. Données technique de la ligne EGPDF

Paramètres	Données
Epaisseur du tube (mm)	Zone-Ia: 22,23
	Zone II: 14,27
Nombre de station de compression	00
Nuance d'Acier	X70
Rugosité du Tube (mm)	0.05
Température maximale de service (C°)	60
Pression maximale de service (bars)	70
Facteur du marche (jours)	330

Tableau II. 3: Données technique de la ligne EGPDF

### II.3.3.2. Schéma descriptif de la ligne EGPDF

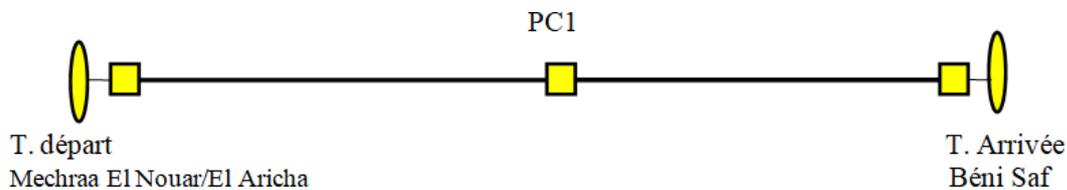


Figure 2.7 Schéma descriptif de la ligne EGPDF

## II.4. Dispositifs espacés le long des canalisations GZ4, GPDF et EGPDF

### II.4.1. Les caractéristiques des stations de compression du GZ4/GPDF

En raison de la rugosité de la conduite, de l'altitude et des éventuels points singuliers du tracé, le débit dans la canalisation subira une perte de charge, qui devra être compensée par l'installation d'une station de compression.

La compression du gaz est assurée par des compresseurs centrifuges entraînés par des turbines à gaz.

- La ligne **GPDF** contient une seule station de compression (**SC3**) dans d'EL-Abiodh Sidi Cheikh renferme deux unités de compresseur type **PCL 802-1/36"** entraîné par une turbine à gaz **PGT25**, installé par **NUOVO PIGNONE**.
- La ligne **GZ4** ne contient pas des stations de compressions, il est exploité en écoulement libre. Au cas où nous voudrions augmenter le débit du gaz, la ligne **GZ4** passe par les stations de compression du **GZ3** grâce à un système d'interconnexions à l'entrée et à la sortie des stations.

Situation Géographique		<b>SC 3 LABIODH SIDI CHEIKH PK 269</b>
<b>Pression de refoulement station (bar abs)</b>		<b>71</b>
<b>Pression minimale d'aspiration station (bar abs)</b>		<b>50,81</b>
<b>Turbine ou moteur</b>	Nombre	<b>2 TC</b>
	Constructeur	<b>GE</b>
	Puissance MW	<b>23,27</b>
<b>Pompe ou compresseur</b>	Nombre	<b>2</b>
	Constructeur	<b>NUOVO PIGNONE</b>

*Tableau II. 4: Caractéristique de la station de compression de la ligne GPDE (SC3)*

Situation Géographique		<b>SC 1 PK 71</b>	<b>SC 2 PK 145</b>	<b>SC 3 PK 225</b>	<b>SC 4 PK 297</b>	<b>SC 5 PK 400</b>
<b>Pression de refoulement station (bar abs)</b>		71	71	71	71	71
<b>Pression minimale d'aspiration station (bar abs)</b>		50,81	45	45	45	45
<b>Turbine ou moteur</b>	Nombre	(3+1)TC	(3+1)TC	(3+1)TC	(3+1)TC	(3+1)TC
	Constructeur	AEGKANIS	AEGKANIS	AEGKANIS	AEGKANIS	AEGKANIS
	Puissance MW	58400	58400	58400	58400	58400
<b>Pompe ou compresseur</b>	Nombre	(3+1)	(3+1)	(3+1)	(3+1)	(3+1)
	Constructeur	INGERSOL RAND	INGERSOL RAND	INGERSOL RAND	INGERSOL RAND	INGERSOL RAND

*Tableau II. 5: Caractéristique des stations de compression de la ligne GZ4 (SC1, 2, 3, 4 et 5)*

## II.4.2. Les postes de coupures

Les postes de coupures ont pour rôle principale de réceptionner et expédier les pistons racleurs sans interrompre l'exploitation par un by-pass qui assure l'écoulement du gaz.

Les installations de la station de compressions ont intégrées aux équipements du poste de coupure.

Le poste de coupure permet de :

- Contourner la station de compression par un by-pass

- Mettre à l'évent le gaz contenu dans le tronçon du gazoduc
- Vérifier la pression du gazoduc

La ligne de transport	Nombre de postes de coupures	PK/Altitude (m)
EGPDF	01	103+476/1115
		74+232/ 840
GZ4 Hassi R'mel - Battouia	05	145+015/1045
		225+510/ 970
		297+202/1235
		399+896/506
GZ4 Hassi R'mel – Beni Saf	00	/
GPDF	04	87+964/787.79
		175+978/807
		341+917/1225.6
		441+016/1077.31

**Tableau II. 6: Nombre et localisation géométrique des postes de coupures des lignes EGPDF/GPDF/GZ4**

### II.4.3. Les postes de sectionnement

Les postes de sectionnement isolent les tronçons à des intervalles de 20km environs pour éviter tout problème de pression interne de la canalisation. Ce sont des postes de sécurité implantés le long du gazoduc équipés de vannes d'isolement de ligne à passage intégral pourvues d'un dispositif de fermeture de ligne automatique par chute de pression(2bar/min)ou par basse pression de ligne (réglée à 35bar) et en cas de Line break .

La ligne de transport	Nombre de postes de sectionnement
EGPDF	09
GZ4 Hassi R'mel-Battouia	31
GZ4 Hassi R'mel-Beni Saf	06
GPDF	22

**Tableau II. 7: Nombre des postes sectionnement des lignes EGPDF/GPDF/GZ4**

### II.4.4. Les postes de purge

Afin d'éliminer toute présence de liquide dans la canalisation, le gazoduc est équipé de postes de purge. Ils sont situés au niveau des points bas des conduites et aux entrées des postes de coupures. Les purges s'effectuent de manière périodique.

La ligne de transport	Nombre de postes de purge
EGPDF	01
GZ4HassiR'mel-Battouia	06
GZ4HassiR'mel-BeniSaf	01

**GPDF**
**01**
**Tableau II. 8: Nombre des postes purge des lignes EGPDF/GPDF/GZ4**

### II.4.5. Terminal de départ

Le terminal de départ comprend les bâtiments techniques et administratifs, une base d'intervention et une base de vie, et permet:

- D'alimenter le gazoduc.
- Délimiter la pression maximale de service.
- Defiltrer le gaz naturel.
- Delancer le piston racleur.
- Décompter le débit du gaz naturel.

### II.4.6. Terminal arrivée

Il comprend les installations terminales de la canalisation, les bâtiments techniques et administratifs, une base d'intervention et une base de vie, soit en résumé :

- Une gare de réception de racleur.
- Une unité de filtration.
- Un banc de régulation.
- Un banc de comptage.
- Un laboratoire.

Deux électropompes pour le déversement du condensat du pot de purge vers le borbier ou sur des camions.

<b>La ligne de transport</b>	<b>Départ (PK/Altitude)</b>	<b>L'arrivé (PK/Altitude)</b>
<b>EGPDF El Aricha – Beni Saf</b>	00+00/1180.21	796+734/75.80
<b>GZ4 Hassi R'mel – Battioua</b>	00+00/745	513+172/56
<b>GZ4 Mactaa Douz-Beni Saf</b>	484+00/11	120+370/69.73
<b>GPDF Hassi R'mel –El Aricha</b>	00+00/749	520+951/1171

**Tableau II. 9: Localisation géométrique des terminaux des lignes EGPDF/GPDF/GZ4**

### II.4.7. Les points de prélèvement du GZ4 et GPDF

La ligne de transport	Poste de prélèvement	Débit ( $10^6$ Nm <sup>3</sup> /h)
GPDF	PS18	De 0,15 à 0,3
GZ4 Hassi R'mel-Battioua	Sougueur /PC4	De 0,34 à 0,62

	Boutlelis	0,1
GZ4HassiR'mel-BeniSaf	Terga	0,16

- **Remarque :**

Le poste de prélèvement de Sougueur permet de distribuer le gaz naturel vers plusieurs points prélèvements de SONELGAZ mais aussi vers la centrale électrique HADJRET ENNOUS

Dans notre étude, nous prendrons en compte trois centrales électriques situées sur le GZ4 ainsi qu'une centrale électrique sur le GPDF.

# ***Chapitre III***

---

***Calcul thermo-hydraulique***

### III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes étapes de calcul permettant le dimensionnement d'un système de transport de gaz par l'analyse de différentes variantes permettant de définir le diamètre, le nombre et l'emplacement des stations de compression à installer, cet objectif ne peut être atteint que suite à un calcul thermo-hydraulique.

### III.2. Calcul hydraulique d'un gazoduc

Toute étude de transport est en premier lieu un problème d'écoulement, aucune étude de transport du gaz ne peut être effectuée sans que soit bien connue la loi donnant la perte de charge en fonction de la température, du débit, des propriétés physique du fluide ( $Z, \mu, \lambda..$ ) et des caractéristiques géométriques de la conduite (son diamètre intérieur et le profil du parcours).

#### III.2.1. Ecoulement du gaz

##### III.2.1.1. Equation générale

D'une manière générale la résolution des problèmes de mécanique des fluides s'effectue toujours à partir des mêmes principes fondamentaux de conservation, dans les gazoducs le calcul hydraulique se base sur le système d'équation suivant, obtenu en supposant que:

- L'écoulement est unidimensionnel et isotherme,
- Les pressions et les vitesses suivant la section soient constantes.

##### III.2.1.2. Principe de conservation de la masse

C'est un principe physique, qui permet d'établir une relation entre certaines caractéristiques du fluide et ses mouvements, indépendamment des causes qui les provoques :

$$M = \int \rho \cdot w \cdot dS \quad (3.1)$$

Qui se réduit à :

$$M = \rho \cdot w \cdot S = cst \quad (3.2)$$

Avec :

- $M$ : débit massique
- $W$ : vitesse d'écoulement
- $S$ : section de la conduite.

### III.2.1.3. Principe de conservation des quantités de mouvement.

C'est un principe mécanique qui permet d'établir des relations entre les causes qui les produisent (la force). Il se traduit par l'équation des quantités de mouvement ou par l'équation fondamentale de la dynamique (équations vectorielles) :

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \lambda \frac{\rho w^2}{2D} + \rho g \frac{\partial Z}{\partial X} + \frac{\partial(\rho w^2)}{\partial X} = - \frac{\partial P}{\partial X} \quad (3.3)$$

### III.2.1.4. Équation de continuité

L'équation de continuité est obtenue après développement du principe de conservation de la masse :

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} = - \frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.4)$$

**C** : Vitesse du son dans le gaz.

### III.2.1.5. Équation d'état d'un gaz réel

L'équation d'état est représentée à l'aide d'une expression mathématique :

$$(P, V, T) = 0$$

L'équation d'état des gaz réel s'écrit :

$$P = \rho \cdot Z \cdot R \cdot T \quad (3.5)$$

Avec :

- **P** : Pression du gaz (Pa)
- **P** : Masse volumique du gaz (Kg/m<sup>3</sup>)
- **Z** : Coefficient de compressibilité
- **R** : Constante du gaz réel (J/Kg°K)
- **T** : Température du gaz (°K)

### III.2.2. Ecoulement stationnaire dans les gazoducs

Dans ce type d'écoulement, les paramètres sont invariants par rapport au temps, ce qui permet de simplifier le système d'équations :

$$-\frac{dp}{dx} = \lambda \frac{\rho w^2}{2D} + \rho g \frac{dz}{dx} + \frac{d(\rho w)}{dx} \quad (3.6)$$

$$\frac{d(\rho w)}{dx} = 0 \quad (3.7)$$

$$P = \rho ZRT \quad (3.8)$$

De l'équation (3.7) on peut tirer :

$$\rho w = cte \Rightarrow d(\rho w^2) = \rho \cdot w \cdot dw = \rho d\left(\frac{w^2}{2}\right)$$

Le système précédent peut être ramené à un système à deux équations :

$$-dp = \lambda \frac{\rho w^2}{2D} + \rho g dz + \rho d\left(\frac{w^2}{2}\right) \quad (3.9)$$

$$w = \frac{M}{\rho S} = \frac{MZRT}{\rho P} \quad (3.10)$$

La relation (3.9) signifie que la variation de pression dans un gazoduc est provoquée par les pertes de charge dues aux frottements, à la différence des hauteurs géodésiques et à la variation des vitesses le long de la conduite.

#### III.2.2.1. Gazoduc horizontal

Pour un gazoduc horizontal le terme  $(\rho g dz)$  peut être éliminé et en remplaçant (3.8) et (3.10) dans (4):

$$-dP = \lambda \frac{P}{ZRT} \left(\frac{MZRT}{SP}\right)^2 \frac{dx}{2D} + \frac{P}{ZRT} d\left(\frac{1}{2} \left(\frac{MZRT}{SP}\right)^2\right)$$

$$-PdP = \frac{M^2 ZRT}{2S^2} \left(\lambda \frac{dx}{D} + 2 \frac{dP}{P}\right)$$

Après intégration et simplification nous obtiendrons la formule suivante qui calcule la masse du gaz qui circule dans la conduite dans un temps  $t$  (*débit massique*), valable pour une altitude  $\Delta Z$  inférieure à 200 :

$$M = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_i^2 - P_f^2) D_{int}^5}{\lambda \cdot Z_m \cdot T_m \cdot R_g \cdot L}} \quad (3.11)$$

Où:

- **M**: Débit massique (Kg/s)
- **P<sub>i</sub>**: Pression initiale (Pa)
- **P<sub>f</sub>**: Pression finale (Pa)
- **T<sub>m</sub>**: Température moyenne (°K)
- **Z<sub>m</sub>**: Coefficient de compressibilité moyenne
- **R**: Constante du gaz (J/Kg°K)
- **L**: Longueur du gazoduc (m)
- **i**: Coefficient hydraulique de perte de charges.

### III.2.2.2. Formule de calcul tenant compte du profil

Dans le cas où le gazoduc n'est pas horizontal, il est nécessaire de tenir compte du profil dans le calcul des pertes de charges.

Si le gazoduc se compose de f tronçon, la formule du débit massique devient :

$$M = \sqrt{\frac{P_i^2 - P_f^2 (1 + aZ_f)}{bl \left( 1 + \frac{a}{2l} \sum_{i=1}^n (Z_i - Z_{i-1}) l_i \right)}} \quad (3.12)$$

Ou :

$$M = \sqrt{\frac{(P_i^2 \cdot e^{(-A \cdot i \cdot L)} - P_f^2) \cdot A \cdot i}{b \cdot (1 - e^{(-A \cdot i \cdot L)})}} = \sqrt{\frac{P_i^2 - P_f^2 \cdot e^{A \cdot \Delta Z}}{b \cdot L \left( \frac{e^{A \cdot \Delta Z} - 1}{A \cdot \Delta Z} \right)}}$$

Avec :

$$a = A = \frac{2 \cdot g}{Z_m \cdot R_g \cdot T_m} \quad b = \frac{16 \cdot Z_m \cdot R_g \cdot T_m \cdot \lambda_m}{\pi^2 \cdot D_{int}^5} \quad i = \frac{\Delta Z}{L}$$

Où :

**n**: Nombre des tronçons;

**Z<sub>f</sub>**: Cote du point final par rapport au point initial.

**L<sub>i</sub>** : longueur du tronçon élémentaire

L'expression Z<sub>f</sub> tient compte de l'influence de la hauteur géodésique sur le débit et les pertes de charge.

D'après cette expression le débit est proportionnel à Z<sub>f</sub> et l'expression  $\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (Z_i - Z_{i-1}) l_i$  représente la somme des surfaces entre le profil en long et la ligne horizontale

Si on ne tient pas compte de Z<sub>f</sub> et du terme  $\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (Z_i - Z_{i-1}) l_i = F$ , c'est-à-dire Z<sub>f</sub>=0

Et la surface F=0 (conduite horizontale), on obtient l'expression (3.11) du débit massique.

### III.2.3. Calcul du régime de fonctionnement du gazoduc

#### III.2.3.1. La pression finale au bout du tronçon

L'expression de la pression finale est tirée à partir de la formule qui calcule le débit Massique

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot \lambda \cdot Z_m \cdot T_m \cdot R_g \cdot L}{S^2 \cdot D_{int}^5}} \quad (3.13)$$

Formule valable pour ( $\Delta Z \leq 200m$ )

\*Pour ( $\Delta Z > 200m$ )

$$P_f = \sqrt{(P_i^2 \cdot e^{-a \cdot L}) - \left(\frac{b}{a} \cdot M^2 (1 - e^{-a \cdot L})\right)} \quad (3.14)$$

Avec :

$$a = \frac{2 \cdot g}{Z_m \cdot R_g \cdot T_m} \quad b = \frac{16 \cdot Z_m \cdot R_g \cdot T_m \cdot \lambda_m}{\pi^2 \cdot D_{int}^5}$$

#### III.2.3.2. La répartition de la pression le long de la conduite

D'après la formule (3.11) :

$$M = A \sqrt{\frac{(P_i^2 - P_f^2)}{L}} \quad \text{Et} \quad A = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{D_{int}^5}{\lambda \cdot Z_m \cdot T_m \cdot R_g}}$$

On a :

$$M = A \sqrt{\frac{(P_i^2 - P_f^2)}{L}} = A \sqrt{\frac{(P_i^2 - P_x^2)}{L}}$$

On trouve :

$$\frac{(P_i^2 - P_f^2)}{L} = \frac{(P_i^2 - P_x^2)}{x}$$

Alors :

$$P_x^2 = P_i^2 - \frac{x}{L}(P_i^2 - P_f^2)$$

$$P_x = \sqrt{P_i^2 - \frac{x}{L}(P_i^2 - P_f^2)} \quad (3.15)$$

La répartition de la pression est non linéaire, la courbe représentant cette équation est une parabole.

### III.2.3.3. La pression moyenne

La pression moyenne est une pression qui s'établit dans la conduite quand on ferme les extrémités de la ligne en cas de réparation par exemple. Cette valeur est nécessaire pour calculer la quantité de gaz accumulée dans la ligne et le facteur de compressibilité moyen.

$$P_{moy} = \frac{1}{L} \int_0^L P_x dx = \frac{1}{L} \int_0^L \sqrt{P_i^2 - \frac{x}{L}(P_i^2 - P_f^2)}$$

Après intégration on obtient :

$$P_{moy} = \frac{2}{3} \left( \frac{P_f^2}{P_i + P_f} \right) \quad (3.16)$$

### III.2.3.4. Calcul du régime d'écoulement

L'écoulement du gaz dans un gazoduc s'effectue en régime turbulent, le plus souvent en zone quadratique, parfois en zone mixte.

#### III.2.3.4.1. Nombre de Reynolds (Re)

Pour des gazoducs de diamètre constant D, ne livrant pas du gaz sur leur parcours, le nombre de Reynolds ne dépend que de la viscosité cinématique du gaz cette dernière dépend de la température.

S'il y a lieu d'injecter ou de soutirer du gaz alors la détermination du nombre de Reynolds Re, dépendra aussi du débit massique qui transite dans la canalisation.

Le nombre de Reynolds peut être calculé par relation:

$$Re = \frac{wD_{int}}{\nu} = \frac{4.Q}{\pi.D_{int}.\nu} \quad (3.17)$$

w: vitesse de gaz (m/s).

### III.2.3.4.2. Coefficient de friction

Dans le domaine de régime turbulent, on peut distinguer trois zones où le coefficient de frottement prend des valeurs différentes.

✓ Régime turbulent lisse :

Lorsque la hauteur des aspérités est complètement recouverte par la couche limite, le coefficient de frottement dépend seulement du nombre de Reynolds.  $\ll \lambda(Re) \gg$

$$\lambda = a + b(Re)^n$$

Nikuradse : pour l'intervalle  $10^4 < Re \leq 10^7$

$$\lambda = 0.00332 + 0.221Re^{0.237} \quad (3.18)$$

Renouard : pour l'intervalle  $10^4 < Re \leq 10^7$

$$\lambda = 0.0103 + 1.59.Re^{-0.44} \quad (3.19)$$

Drew et Jones : pour l'intervalle  $5 * 10^4 < Re \leq 5 * 10^7$

$$\lambda = 0.121 * Re^{-0.15} \quad (3.20)$$

La formule empirique : On utilise la formule suivante

$$\lambda = 0.067. \left(\frac{158}{Re}\right)^{0.2} \quad (3.21)$$

✓ Régime turbulent rugueux :

Lorsque la couche limite ne dépasse pas la hauteur des aspérités, le coefficient de frottement dépend non seulement de Reynolds mais aussi de la rugosité relative.  $\ll \lambda(Re, \varepsilon) \gg$

La formule de **Colebrook** :

$$\sqrt{\frac{1}{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{Ke}{3.71D_{int}} + \frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}} \right] \quad (3.22)$$

La formule d'**Adamov** :

$$\lambda = 0.01 \left( \frac{2.14 * 10^6}{Re} + 30400 \frac{Ke}{D} \right)^{0.2} \quad (3.23)$$

La formule de **Panhandle** :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \frac{0.0147Re^{-0.039}}{\left(\frac{2Ke}{D}\right)} \quad (3.24)$$

La formule empirique : on utilise la formule suivante

$$\lambda = 0.067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \varepsilon\right)^{0.2} \quad (3.25)$$

$\varepsilon = \frac{2e}{D}$  ;  $e$  : la rugosité absolue

✓ Régime complètement rugueux :

Lorsque l'épaisseur de la couche limite est pratiquement négligeable par rapport à la hauteur des aspérités, le coefficient de frottement ne dépend que de la rugosité relative.  $\ll \lambda(\varepsilon) \gg$

$$\lambda = 0.067(\varepsilon)^{0.2} \quad (3.26)$$

Pour tenir compte des pertes de charge locales (vannes, coudes,...), il est recommandé de majorer le coefficient de friction de 5%.

Il existe aussi une méthode graphique pour déterminer ce coefficient du diagramme de Moody (voir annexes .Figure3).

$$\lambda_c = 1.05\lambda$$

### III.2.3.4.3. Facteur de compressibilité moyen

Il peut être calculé par la formule suivante :

$$Z_m = 1 - 2 \cdot 10^6 \cdot \frac{\Delta^{1.5} P_{moy}}{T_{moy}^{3.5}} \quad (3.27)$$

Cette formule est valable pour :

$$0 < P < 160bar ; -50 < T < 100^\circ C ; 0.66 < \Delta < 0.68$$

### III.2.3.4.4. La viscosité dynamique

$$\mu = (0.0316T_{moy} + 0.0175P_{moy} + 1.63)10^{-6} \text{ [Pa.s]} \quad (3.28)$$

### III.2.3.4.5. Calcul de la chaleur spécifique

$$Cp = \left(48.13 + \frac{4.58 \cdot 10^{11} P_{moy}}{T_{moy}^5}\right) T_{moy}^{0.665} \text{ [J/Kg.°K]} \quad (3.29)$$

### III.2.3.4.6. Calcul de coefficient de joule Thompson

$$D_j = \left( \frac{5650}{T_{moy}^{2.13}} \right) \cdot \sqrt{224 - P_{moy}} \quad [K/bar] \quad (3.30)$$

Avec :

- $P_{moy}$ : Pression moyenne (bar).
- $T_{moy}$ : Température moyenne (K).

## III.3. Calcul thermique d'un gazoduc

### III.3.1. L'échange de chaleur avec le terrain

La température du gaz dans un gazoduc n'est pas constante, le gaz s'échauffe lorsqu'il est comprimé dans la station de compression, puis sa température baisse le long de la canalisation à cause de la variation de la température ambiante, l'influence de la température du sol et l'effet de Joule Thompson.

Les modes de transfert de chaleur intervenant dans l'échange de chaleur entre le gaz et le terrain sont : la convection et la conduction.

### III.3.2. Coefficient de CHOUKHOV

La constante de CHOUKHOV dépend de la quantité «débit» du gaz transporté, et le coefficient global d'échange de chaleur « K » comme le montre la formule suivante :

$$a = \frac{K \cdot \pi \cdot D_{ext}}{M \cdot C_p} \quad (3.31)$$

**K**: Coefficient global d'échange de chaleur ( $w/m^2.K$ ) ;

**D<sub>ext</sub>**: Diamètre extérieur(m);

**M**:débit massique (Kg/s) ;

**C<sub>p</sub>**: Chaleur spécifique du gaz(J/Kg.K).

### III.3.3. Répartition de la température le long d'un gazoduc

La température du gaz dans la conduite est une fonction des conditions physiques d'écoulement et des échanges thermiques avec le milieu extérieur, elle diminue le long de la conduite, l'allure de la courbe est d'une forme exponentielle.

La température du gaz en un point quelconque du gazoduc est donnée par la relation :

#### a. Sans tenir compte de l'effet de joule Thompson :

$$T_x = T_a + (T_i - T_a) * e^{-a*x} \quad (3.32)$$

Avec :

$T_x$ : Température au point x de la conduite.

$T_a$ : Température du sol.

$T_i$ : Température initiale du gaz(ou débit du tronçon).

a : Coefficient de CHOUKOV.

**b. En tenant compte de l'effet de joule Thompson :**

$$T_x = T_a - \frac{D_j}{a} + \left(T_i - T_a + \frac{D_j}{a}\right) e^{-ax} \quad (3.33)$$

Si  $D_j$  est en (°k/bar) on écrit l'équation suivante :

$$T_x = T_a - D_j \frac{(P_i^2 - P_f^2)}{2axP_{moy}} + \left(T_i - T_a + D_j \frac{(P_i^2 - P_f^2)}{2axP_{moy}}\right) e^{-ax} \quad (3.34)$$

### III.3.4. Calcul de la température moyenne

Elle est donnée par l'expression suivante :

$$T_{moy} = \frac{1}{L} \int_0^L T_x dx$$

**a. Sans tenir compte de l'effet de joule Thompson :**

$$T_{moy} = \frac{1}{L} \int_0^L T_a + (T_i - T_a)e^{-ax} dx \quad (3.35)$$

$$T_{moy} = T_a + \frac{(T_i + T_f)}{aL} \quad (3.36)$$

**b. Sans tenir compte de l'effet de joule Thompson :**

$$T_{moy} = \frac{1}{L} \int_0^L T_a - D_j \frac{(P_i^2 - P_f^2)}{2axP_{moy}} + \left(T_i - T_a + D_j \frac{(P_i^2 - P_f^2)}{2axP_{moy}}\right) e^{-ax} dx \quad (3.37)$$

- La température du sol réduite s'exprime comme suit :

$$T_{sr} = T_s - D_j * \frac{(P_i^2 - P_f^2)}{2 * a * L * P_{moy}} \quad (3.38)$$

- La température moyenne s'exprime alors :

$$T_{moy} = T_{sr} + \frac{(T_i + T_f)}{aL} \quad (3.39)$$

- La température finale :

$$T_f = T_{sr} + (T_i - T_{sr}) * e^{-a * L} \quad (3.40)$$

### III.4. La méthode des approximations successives

Pour déterminer la pression et la température finales il faut connaître  $Z_m$ ,  $T_m$ ,  $C_p$ ,  $D_j$ ,  $\mu$  qui sont fonction de  $P_f$  et  $T_f$

Par conséquent ce calcul ne peut être réalisé que par la méthode des approximations successives.

- ✓ Des valeurs approchées de ces paramètres sont prises comme valeurs de départ en calculant  $P_f$  et  $T_f$  la première fois. On obtient une valeur approximative de la P et T finales (1<sup>er</sup> approximation)
- ✓ Sur la base de ces valeurs, on passe aux calculs de  $P_m$  et  $T_m$
- ✓ Les paramètres physiques du gaz dépendant de la pression et la température moyenne, dans le cas où le gaz contient plus de 85% de méthane. On corrige les valeurs de  $C_p$ ,  $D_j$ ,  $\mu$  en usant des relations empiriques suivantes :

$$\mu = (0.0316 T_{moy} + 0.0175 P_{moy} + 1.63) 10^{-6} \quad [\text{Pa.s}] \quad (3.41)$$

$$Cp = \left( 48.13 + \frac{4.58 \cdot 10^{11} P_{moy}}{T_{moy}^5} \right) T_{moy}^{0.665} \quad [\text{J/Kg.}^\circ\text{K}] \quad (3.42)$$

$$D_j = \left( \frac{5650}{T_{moy}^{2.13}} \right) \cdot \sqrt{224 - P_{moy}} \quad [\text{K/bar}] \quad (3.43)$$

- En fin on corrige la valeur de  $Z_m$  à l'aide de la relation :

$$Z_m = 1 - 2 \cdot 10^6 \cdot \frac{\Delta^{1.5} \cdot P_{moy}}{T_{moy}^{3.5}} \quad (3.44)$$

Après avoir calculé la première approximation du paramètres permettant de calculer  $P_f$  et  $T_f$ , on procède aux calculs de la deuxième itération à partir de la formule de Reynolds

A la fin du calcul de la deuxième itération, on compare les valeurs de  $Z_m$ ;  $|Z_{mi} - Z_{mi-1}| < \varepsilon$  ou  $\varepsilon$ : erreur limite admissible Si la différence est supérieure on reprend les itérations à partir de la formule de Reynolds



# *Chapitre IV*



*Calcul du régime de fonctionnement d'une station de  
compression*

## IV.1. Introduction

L'écoulement du gaz dans la canalisation à grande distance ne peut s'effectuer sans pertes de pression importantes pour maintenir le débit du gaz à la valeur spécifiée-il est prévoir des stations de compression pour compenser les chutes de pression le long de la conduite, chaque station de compression intermédiaire est connectée avec le gazoduc par le poste de coupure.

Le gaz avant d'être comprimé doit être bien filtré pour qu'il soit injecter dans la ligne principale, le gaz normalement doit refroidi, de ce fait chaque station de compression est par matériel principal suivant :

- Les unités de séparation de gaz naturel.
- Les unités de compression du gaz.
- Les unités de refroidissement du gaz comprimé.

La compression du gaz est assurée par des compresseurs centrifuges montés en parallèle, et qui sont entraînés par turbines à gaz.

Dans ce chapitre nous aborderons du calcul du régime de fonctionnement d'une station de compression en évaluant les paramètres de fonctionnement des compresseurs et des turbines, leurs puissances et la quantité d'énergie spécifique à consommer pour assurer le transport.

## IV.2. Fonctionnement d'une station d'une compression

Les stations de compression sont installées le long de la canalisation, espacées d'une certaine distance. Les turbocompresseurs (TC) représentent l'équipement principal des stations de compression.Elles sont constituées d'un certain nombre de turbocompresseurs le plus souvent assemblés en parallèle dont un est en redondance.

La compression s'accompagne d'une augmentation de la température du gaz. Cette température est ramenée, s'il y a lieu, à des valeurs compatibles avec les normes d'exploitation ( moins de 60°C) par l'intermédiaire d'une batterie d'aéroréfrigérants. Chaque turbocompresseur compresseurs centrifuge ) est entraînés par une turbine à gaz.

La pression d'arrivée du gaz naturel à une station de compression est appelée pression d'aspiration station, et la pression de gaz sortante d'une station est appelée pression de refoulement station. On les notera respectivement  $P_{asp}$  et  $P_{eref}$ .

Le gaz naturel provenant du collecteur principal entre dans la station de compression et passe à travers des filtres verticaux afin d'éliminer les impuretés [dépôts du pipe, humidité ] obtenant ainsi un gaz propre près à la compression.

Le gaz naturel propre entre dans un collecteur d'aspiration commun.

Le gaz naturel comprimé est ensuite refoulé à travers le collecteur de refoulement qui dirige le gaz vers un ensemble d'aéroréfrigérants pour réduire sa température.

L'énergie électrique est fournie par des turbo-alternateurs, deux en service et un en stand-by.

La fourniture d'électricité assure l'alimentation en énergie de l'ensemble des équipements et appareillage électrique faisant partie de la station.

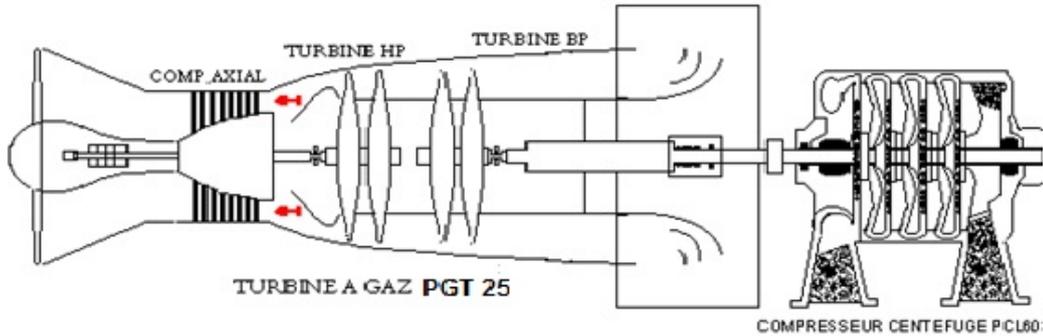


Figure IV. 1: Turbocompresseur PGT25-PCL603

### IV.2.1. Caractéristiques d'une station de compression

Les paramètres qui caractérisent le régime de fonctionnement de la station de compression sont les suivants :

- a. La pression amont de Sc ( $p_f$ ).
- b. La température amont de Sc ( $T_f$ ).
- c. La débit du gaz à compresser ( $Q_{st}$ ).
- d. La pression à l'aspiration de compresseur ( $P_{asp}$ )

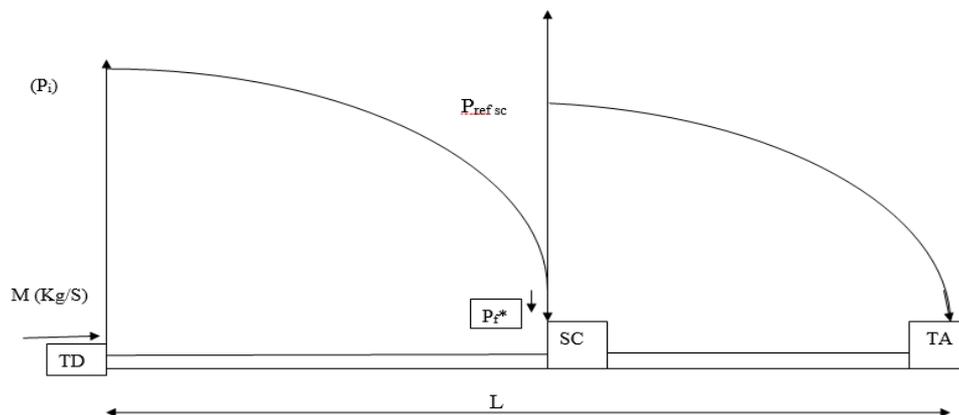


Figure IV. 2: Espacement de station de compression

### IV.2.2. Turbine à gaz

Elle est considérée comme un moteur fournissant de l'énergie mécanique qui permet l'entraînement des compresseurs centrifuges qui servent à la compression du gaz naturel.

La turbine à gaz est constituée :

- D'un générateur de gaz (le GG) comprenant un compresseur d'air, une chambre de combustion et une turbine de détente (appelée la HP haute pression) fournissant l'énergie mécanique nécessaire à l'entraînement du compresseur d'air.
- D'une turbine de puissance (appelée la BP base pression) accouplée à une machine (compresseur ou autre).

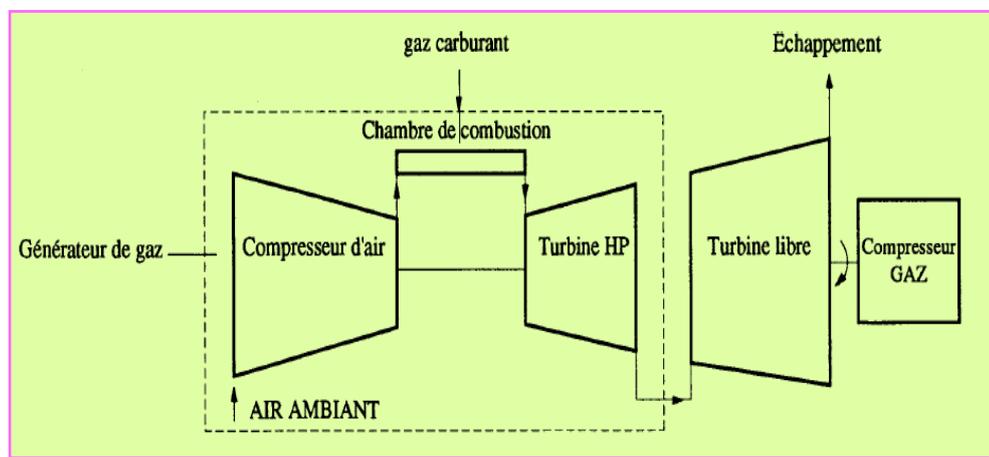


Figure IV. 3: Turbine à gaz

- **Principe de fonctionnement :**

La turbine à gaz PGT 25 est du type à cycle simple, avec un moteur à deux arbres de transmission constitué par un générateur de gaz et par une turbine de puissance.

Le générateur de gaz LM 2500 est constitué par un compresseur à géométrie variable, par une chambre de combustion annulaire, par une turbine à haute pression, par boîte de transmission auxiliaire, et par des systèmes de contrôles et des accessoires. La turbine de puissance est du type à deux étages, avec turbine à basse pression, accouplée de façon aérodynamique au générateur de gaz et poussée par le gaz d'échappement du générateur de gaz.

Le cycle de la turbine à gaz commence quand l'air entre dans la buse d'entrée du générateur de gaz d'où elle est dirigée dans le compresseur par les aubes directrices d'entrée à inclinaison variable. La vitesse de fonctionnement normal du générateur à gaz va de 6500 à 10050 RPM.

L'air comprimé qui sort du compresseur est dirigé dans la section de la chambre de combustion annulaire où il se mêle avec le combustible. Les gaz chauds qui résultent de la combustion sont dirigés dans la turbine à haute pression, qui pousse le rotor du compresseur.

Les gaz chauds provenant du générateur de gaz sont dirigés dans la turbine de puissance qui conduit l'arbre secondaire.

### IV.2.3. Compresseur centrifuge

Les compresseurs centrifuges transforment l'énergie mécanique de rotation en augmentation de pression du gaz. Autrement dit, ils transforment la vitesse en pression et sont les plus utilisés dans l'industrie des pipelines, en raison de leur domaine d'application, de leur prix moins élevé, de leur souplesse d'exploitation et de leur bon rendement qui varie dans l'intervalle suivant [0.70-0.85].

Les paramètres qui permettent le choix des compresseurs sont :

- Le débit du gaz à comprimer.
- La pression de refoulement.
- Le taux de compression.

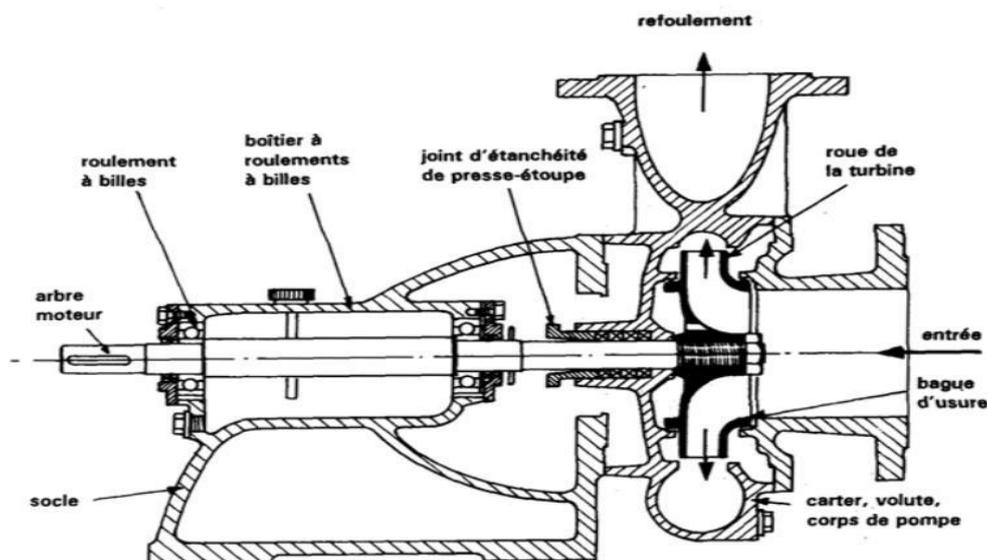


Figure IV. 4: Représentation schématique d'un compresseur centrifuge

- **Fonctionnement d'un compresseur centrifuge :**

Le compresseur tourne à vitesse élevée dans laquelle une ou plusieurs roues fournissent l'énergie nécessaire au transfert du gaz. Lorsque cette énergie doit être importante, il est nécessaire de prévoir plusieurs roues conduisant parfois à l'amélioration de ces machines par plusieurs étages de compression.

L'augmentation de pression est assurée par les roues, les diffuseurs et les canaux de retour.

La vitesse de rotation de la roue soumet le gaz à une force centrifuge qui se traduit par une augmentation de vitesse, de pression et de température dans la roue. Le diffuseur puis le canal

Permet de ramener le gaz dans la roue suivante en gagnant encore de la pression par rapport à celle de sortie par ralentissement de la vitesse du gaz. Les compresseurs centrifuges demandent une pression minimale et une autre maximale.

- Pression de d'aspiration (pression minimale): c'est la pression minimale exigée par les compresseurs pour qu'ils fonctionnent.
- Pression de refoulement (pression maximale):c'est la pression maximale avec laquelle les stations refoulent le gaz.

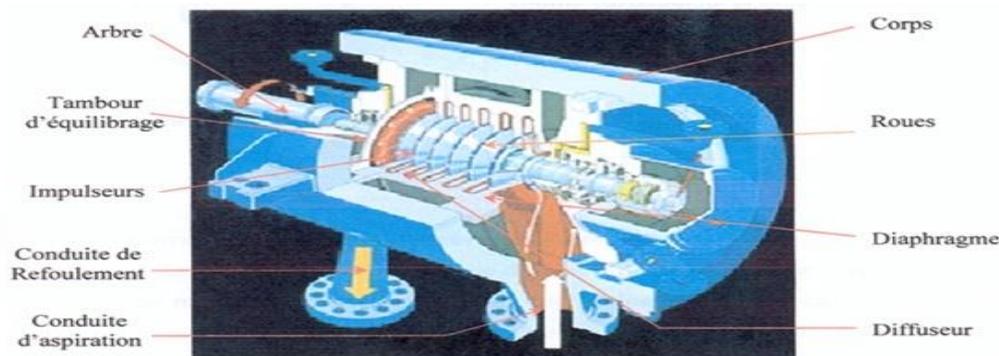


Figure IV. 5: Vue générale et tv

## IV.2.4. Courbes caractéristiques du compresseur et de la turbine

### IV.2.4.1. Caractéristiques du compresseur centrifuge

Les caractéristiques de fonctionnement d'un compresseur centrifuge sont représentées sur un diagramme où l'on retrouve les courbes d'iso-vitesse et de rendement en fonction du débit et de la hauteur adiabatique (parfois du taux de compression).

Cependant, tous les points de fonctionnement dans le plan (Q – H) ne sont pas réalisables.

La caractéristique d'un compresseur est limitée par (figure)

- A gauche, la courbe de pompage ;
- A droite par la limite de gavage ;
- En haut par la vitesse de rotation maximale ;
- En bas par la vitesse de rotation minimale.

## ✓ Plage utile de fonctionnement d'un compresseur centrifuge

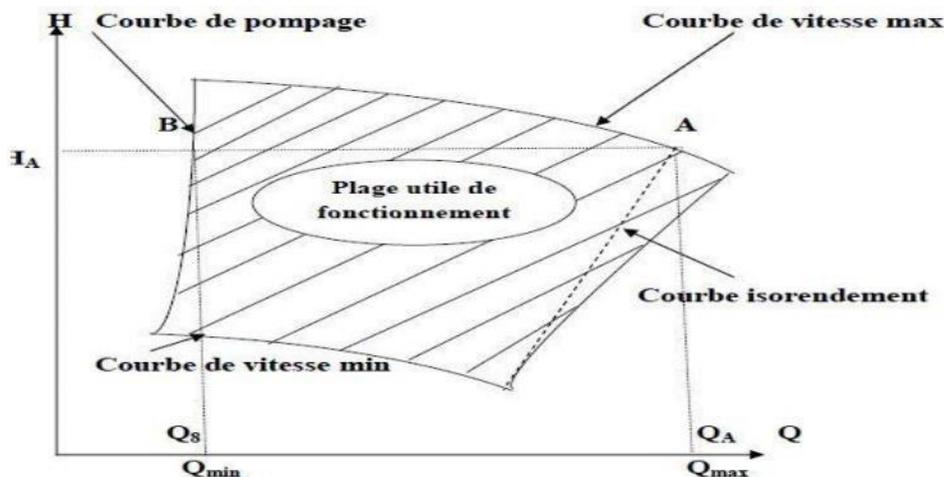


Figure IV. 6: Plage utile de fonctionnement d'un compresseur centrifuge

## ✓ Courbe iso-vitesse

Elle permet d'obtenir la hauteur de refoulement que peut réaliser le compresseur en fonction de débit aux conditions d'aspiration pour une vitesse, elle est exprimée par la formule :

## ✓ Courbe de pompage

Une courbe iso vitesse tracée dans le diagramme ( $H_{ad}, Q_{asp}$ ) a l'allure d'une concavité tournée vers le bas, le point maximum de la courbe est la limite de pompage, lorsque le régime de fonctionnement est à gauche de ce point sur la partie ascendante une légère réduction accidentelle du débit entraîné par contre une diminution de la pression de refoulement du compresseur suite de cela la différence de pression provoque un renversement du sens d'écoulement du gaz.

Ce phénomène présente un danger pour le compresseur donc il faut prévoir les dispositions de contrôles automatique de production :

- Soit par la réduction de la vitesse du compresseur.
- Soit en ouvrant le circuit de recyclage dans le cas où on ne pourrait pas diminuer la vitesse.
- Soit on abaisse la pression de service de la ligne.

C'est le phénomène de pompage. Il se caractérise par des oscillations de débit importantes se traduisant par des forces alternées importantes sur les organes mécaniques, palier, butée,...

Dans la pratique, le compresseur comporte un clapet au refoulement pour empêcher le dévirage. Le reflux de gaz vers le compresseur au moment du pompage entraîne la fermeture du clapet de refoulement et rend plus brutales les variations de débit.

En fait, l'étude complète de ce phénomène est difficile. Elle doit prendre en compte les inerties, les amortissements possibles, et l'action de la régulation du compresseur généralement

piloté à partir du paramètre pression du refoulement. Ainsi le phénomène s'accompagne aussi de variations de vitesse.

Au contraire si le point de fonctionnement au départ est sur la branche descendante droite, par exemple en C, dans le cas d'un phénomène analogue au précédent, lors d'une réduction de débit, le compresseur est capable de produire l'augmentation de hauteur, pour satisfaire l'augmentation de pression de refoulement. Le point C se déplace en C' et le fonctionnement se restabilise en ce point.

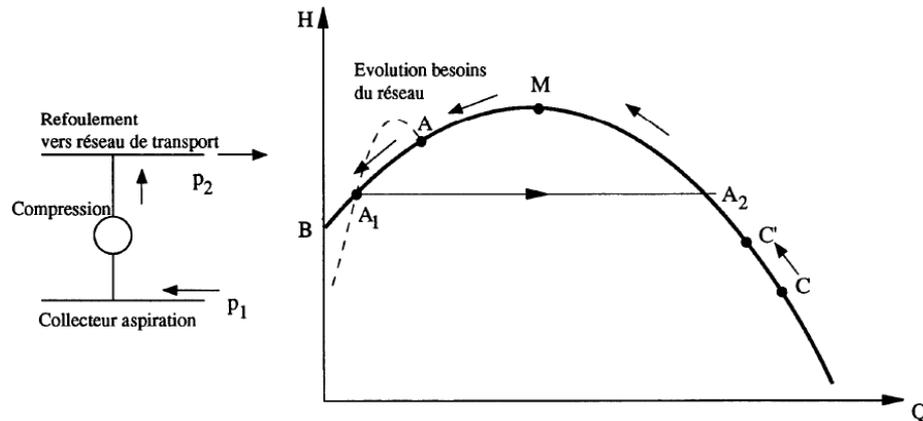


Figure IV. 7: Explication de phénomène de pompage

✓ **Phénomène de gavage :**

L'examen d'une courbe caractéristique à vitesse donnée montre qu'au-delà d'un certain débit volume la hauteur utile diminue de plus en plus vite, vers les hauts débits. Le rendement diminue également très vite. Toute augmentation de puissance ne permet qu'une très faible augmentation de débit ; on dit qu'on est entré dans la zone de gavage du compresseur qui correspond aux débits limites réalisables par les roues du compresseur.

Il est pratique de prendre comme limite admissible vers les hauts débits une courbe iso-rendement, par exemple l'iso-rendement 0.70 ou 0.65.

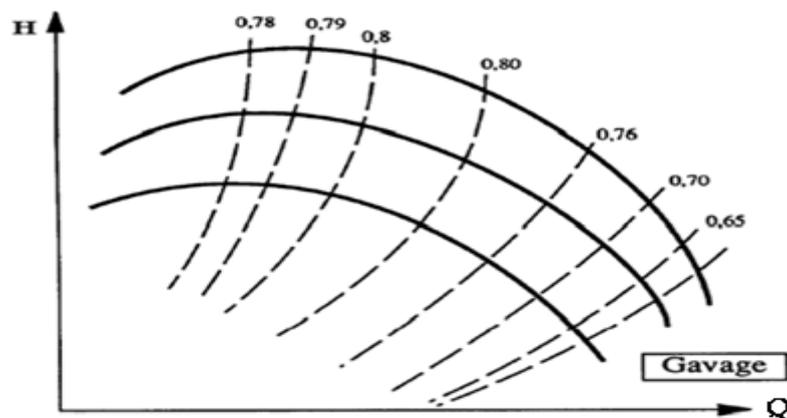


Figure IV. 8: Zone de gavage

## ✓ Courbe iso-rendement

On définit un rendement adiabatique inter comme le rapport entre la hauteur utile et la hauteur théorique :

## ✓ Courbe iso-puissance

Les performances du compresseur centrifuge sont présentées sous formes des courbes.

Généralement, le travail d'un compresseur centrifuge suit les « lois d'affinité », selon les lois d'affinité les débits et les charges, respectivement, indiqué dans les équations suivantes, pour le changement de vitesse du compresseur

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2 H_2}{n_1 H_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2 \quad (4.1)$$

- $Q_1, Q_2$  : débits initiaux et finaux ;
- $H_1, H_2$  : charge initiale et finale ;
- $n_1, n_2$  : vitesses initiale et finale de compresseur.

#### IV.2.4.2. Courbes caractéristiques de la turbine

La turbine à gaz est constituée par l'assemblage de deux turbomachines dont les caractéristiques de fonctionnement dépendent de variables et de paramètres communs (vitesse, débits, pression, températures). En représentant les courbes caractéristiques des deux machines dans le même système de coordonnées le point de fonctionnement de l'installation se trouvera défini par l'intersection de courbes de mêmes paramètres à condition que le rapport de détente soit suffisamment élevé une turbine peut être assimilée à une tuyère dont le débit ne dépend que des caractéristiques du fluide en amont.

### IV.3. Grandeurs caractéristiques de régime fonctionnement d'une station

#### IV.3.1. Pression d'aspiration d'un compresseur

Entre l'aspiration de la station de compression et l'aspiration du compresseur, on a une perte de pression qui est due au passage des gaz par les filtres et le système de canalisation à l'entrée de la station.

La pression d'aspiration de compresseur est :

$$P_{aspc} = P_{asp} - 0.5 \quad (4.2)$$

$$\Delta P_{asp} = 0.5 \text{ bar (absolue)}$$

### IV.3.2. Pression de refoulement du compresseur

La pression de refoulement de la station plus les pertes de charges au refoulement nous donne la pression de refoulement du compresseur

$$P_{refc} = P_{refsc} + \Delta P_{re} \quad (4.3)$$

$\Delta P_{ref}$  : la chute de pression à l'aval du compresseur dans la tuyauterie de refoulement de la station de compression.

- ✓  $\Delta P_{ref} = 0.5 \text{ bar}$  (Absolue) sans réfrigération ;
- ✓  $\Delta P_{ref} = 1.5 \text{ bar}$  (Absolue) avec réfrigération du gaz à la sortie du compresseur.

### IV.3.3. Taux de compression

C'est le rapport entre la pression absolue de refoulement et la pression absolue d'aspiration du compresseur :

$$\varepsilon = \frac{P_{refc}}{P_{asp}} \quad (4.4)$$

- ✓  $P_{ref}$  : Pression de refoulement du compresseur.
- ✓  $P_{asp}$  : Pression d'aspiration du compresseur.

### IV.3.4. Température du gaz à l'aspiration du compresseur

C'est la température finale (amont) de la station de compression

$$T_{asp} = T_f \quad (4.5)$$

### IV.3.5. Température de refoulement du compresseur

Elle est calculée par la formule :

$$T_{ref} = T_{asp} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{ad}}} \quad (4.6)$$

- $T_{asp}$  : Température d'aspiration en ( $^{\circ}K$ ).
- $\varepsilon$  : taux de compression globale.
- $\eta_p$  : Rendement poly tropique de la compression.
- $K$  : rapport de chaleur spécifique  $K = C_p/C_v$

La température de refoulement du compresseur est la température du gaz à l'aspiration amenée par la compression effectuée par le compresseur à son rendement poly tropique afin d'augmenter sa pression.

### IV.3.6. Débit volumique aux conditions d'aspiration

Pour établir la formule du débit d'aspiration on utilise le débit volumique et la masse volumique aux conditions normales.

$$M = \rho_n Q_n = \rho_{asp} Q_{asp} = cte$$

$$\rho_n = \frac{P_n}{Z_n R T_n} \quad \rho_{asp} = \frac{P_{asp}}{Z_{asp} R T_{asp}} \quad (4.7)$$

$$Q_{asp} = M \frac{Z_{asp} R T_{asp}}{P_{asp}} \quad (4.8)$$

- $Q_n$  : Débit volumique aux conditions normales [ $m^3/s$ ] ;
- $P_n$  : Pression aux conditions normales [ $1.01325 \text{ bar}$ ] ;
- $T_n$  : Température aux conditions normales [ $273.16^\circ K$ ] ;
- $Z_{asp}$  : Coefficient de compressibilité aux conditions d'aspiration;
- $T_{asp}$  : Température du gaz en kelvin à l'aspiration du compresseur;
- $P_{asp}^c$  : Pression d'aspiration du compresseur en(bar);
- $Q_0$  : Débit aux conditions normales ( $0^\circ C$  ,1bar).

### IV.3.7. Débit d'aspiration de compresseur

$$Q_{asp} = Q_{st} \left( \frac{P_{st}}{P_{asp}} \right) \left( \frac{Z_{asp}}{Z_{st}} \right) \left( \frac{T_{asp}}{T_{st}} \right) \quad (4.9)$$

- $Q_{st}$  : Débit volumique aux conditions standard [ $m^3/s$ ] ;
- $P_{st}$  : Pression à la condition standard [ $1.013 \text{ bar}$ ] ;
- $Z_{st}$  : Facteur de compressibilité aux conditions standard ;

$$Z_{st} = \frac{P_{st}}{\rho_{st} R T_{st}} \quad (4.10)$$

- $T_{st}$  : La température aux conditions standards ( $15^\circ C$ ) ;

- Si on a  $n$  unités de compression :

$$Q_{asp}^n = \frac{Q_{asp}^{ligne}}{n} \quad (4.11)$$

### IV.3.8. Coefficient de compressibilité moyen

$$Z_m = \frac{Z_{asp} + Z_{ref}}{2} \quad (4.12)$$

- Au condition d'aspiration

$$Z_{asp} = 1 - 0.4273 \frac{P_{red(asp)}}{T_{red(asp)}^{3.668}} \quad (4.13)$$

$$P_{red(asp)} = \frac{P_{asp}}{P_{pcr}} \quad ; \quad T_{red(asp)} = \frac{T_{asp}}{T_{pcr}}$$

Où :

$P_{red(asp)}$  : pression réduite du gaz à l'aspiration ;

$T_{red(asp)}$  : Température réduite du gaz à l'aspiration.

- Au conditions de refoulement

$$Z_{ref} = 1 - 0.4273 \frac{P_{red(ref)}}{T_{red(ref)}^{3.668}} \quad (4.14)$$

$$P_{red(ref)} = \frac{P_{ref}}{P_{pcr}} \quad ; \quad T_{red(ref)} = \frac{T_{ref}}{T_{pcr}}$$

### IV.3.9. Hauteur adiabatique de refoulement total

Elle représente le travail à effectuer pour comprimer l'unité de poids de la pression  $P_1$  à la pression  $P_2$  au cours d'une transformation adiabatique réversible et donc isentropique.

$$H_{ad} = \frac{1}{g} \left( \frac{k}{k-1} \right) Z_{asp} R_g T_{asp} \left[ \varepsilon^{\left( \frac{k-1}{k} \right)} - 1 \right] \quad (4.15)$$

- $H_{ad}$ : hauteur en [m];
- $k$ : Coefficient adiabatique.
- $R_g$ : Constant thermodynamique de gaz [J/Kg°K]

### IV.3.10. Hauteur polytropique de refoulement total

On peut calculer le travail adiabatique de la transformation réversible et sans pertes internes dit: "Travail isentropique». En remplaçant l'exposant adiabatique par l'exposant polytropique.

$$H_{pol} = \frac{1}{g} Z_{asp} R_g T_{asp} \eta_{pol} \frac{n}{n-1} \left( \varepsilon^{\frac{n-1}{n \eta_{pol}}} - 1 \right) \quad (4.16)$$

- $H_{pol}$  : Élévation polytropique en[m] ;
- $n$  : Coefficient polytropique ;  $n = \frac{\log \varepsilon}{\log \varepsilon - \log \frac{T_{ref}}{T_{asp}}}$
- $\eta_{pol}$  : Rendement polytropique ;

#### IV.3.11. Pourcentage de vitesse de rotation

$$\% n = \frac{n}{n_{nom}} \quad (4.17)$$

- $n$  : vitesse de rotation trouvée en[tr/min] ;
- $n_{nom}$  : vitesse de rotation nominale donnée par le constructeur ;

#### IV.3.12. puissance exigée par la turbine

$$N_{turb} = \frac{N_{abs}}{\eta_{acc}} \quad (4.18)$$

- $\eta_{acc}$  : Rendement d'accouplement( $\eta_{acc} = 0,98$ )

#### IV.3.13. Puissance absorbée du compresseur

La puissance nécessaire à la compression du gaz est défini comme la puissance à fournir au l'arbre du compresseur calculée par la formule suivante :

$$N_{abs} = \frac{H_{ad}(\rho_{asp} Q_{asp}) g}{\eta_{ad}} \quad (4.19)$$

- $H_{ad}$  : Hauteur adiabatique [m] ;
- $\eta_{ad}$  : Rendement adiabatique ;
- $M = \rho_{asp} \cdot Q_{asp}$  : Débit massique d'un seul compresseur [kg/s] ;
- $g$  : Accélération de pesanteur ;

#### IV.3.14. Le débit du gaz combustible à consommer

Dans les stations de compression l'entraînement des compresseurs est effectué par la turbine à gaz, la consommation du gaz combustible peut être estimée par la relation suivante :

$$Q_{gaz-con} = \frac{N_{turb}^{exig}}{\eta_t * PCI} \quad (4.20)$$

Avec :

- $\eta_t$  : Rendement thermique de la turbine à gaz ;
- $PCI$  : Pouvoir calorifique inférieur  $[J/m^3(n)]$  ;

# *Chapitre V*



*Etude des risques de Condensation et formation  
des Hydrates*

## V.1. Introduction

Lorsque le gaz naturel est transporté à travers un gazoduc long et profondément immergé dans les fonds marins, il est exposé à des risques de cristallisation de particules solides appelées hydrates, qui se forment à partir d'eau et d'hydrocarbures gazeux. De plus, la formation de condensats pose un problème potentiel de blocage des canalisations.

Ce chapitre est divisé en deux parties. Dans un premier temps, il définit la condensation et présente la méthode d'ICDA. Ensuite, il aborde la description de l'écoulement diphasique et ses classifications

Dans la seconde partie, il examine la formation des hydrates, ses conditions. De plus, nous présenterons les différents types d'inhibiteurs qui permettent de prévenir les risques de blocage liés à la formation d'hydrates.

## V.2. Condensation

Le terme de condensation désigne un phénomène physique de changement d'état de la matière et plus exactement, le passage de l'état de gaz à un état condensé, solide ou parfois liquide. Ce dernier point qui est plus connu, c'est un grand provoquant de la corrosion interne causé par les dépôts des effluents liquide, à l'exception peut-être du fait de l'envoi de l'asphère pour chasser l'eau accumulée dans les points bas de la canalisation. Ces effluents sont constitués généralement d'eau et des traces de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, et O<sub>2</sub>. En plus de cette source de corrosion, ces dépôts peuvent s'entasser et devenir des bouchons liquides en mouvement, poussés par la pression du gaz vers les équipements de compression. Ce qui peut provoquer des défaillances voir des dégâts importants pour les équipements de compression. Ainsi, pour éviter cette éventualité de dégât et préserver l'intégrité du gazoduc relatif à la corrosion, des pots de purges (driplogs) pour «piéger» ces effluents liquides sont placés dans des points bas du gazoduc à des endroits susceptibles d'être le siège de ces dépôts

## V.3. Détermination de la position des pots de purges par une approche (ICDA)

La corrosion interne est un facteur très important dans la dégradation de l'intégrité du gazoduc. La présence d'électrolytes comme l'eau et espèces est elles que de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, et O<sub>2</sub> sont les premiers facteurs causant la corrosion interne.

Une méthode a été développée pour répondre à la nécessité d'identifier l'emplacement de la corrosion interne et des approches déterministe ont été effectuées pour l'évaluation du risque de corrosion.

Comme décrit dans NACE standard SP0206-2006, la technique ICDA (Internal Corrosion Direct Assessment) est une nouvelle méthode qui est destinée à l'évaluation du risque d'accumulation d'effluents liquides au niveau des points bas des pipelines qui peut être à l'origine de corrosion interne.

#### V.4. Dépôt des effluents liquides dans la canalisation

- Sous certaines conditions de pression et de température les composés hydrocarbures lourds  $C_6^+$  et la vapeur d'eau peuvent se condenser dans la canalisation.
- Pour certaines configurations ascendantes du profil, les particules liquides tendent à former un film (écoulement diphasique stratifié).
- Pour les configurations descendantes du profil, il n'y a pas de formation de film.
- Lorsque la vitesse d'écoulement du gaz et sa densité sont faibles, le flux de gaz n'arrive plus à entrainer le film liquide qui par action de la gravité se dépose dans le point bas situé immédiatement en amont.
- Lorsque la quantité d'effluents accumulée n'est pas évacuée et qu'elle dépasse un certain seuil, un bouchon de liquides émet en mouvement dans la canalisation.

Les dépôts d'effluents liquides dans les points bas sont source de corrosion interne. Le déplacement de bouchon liquide vers les unités de compression peut provoquer des défaillances sur les équipements.

Il y a lieu de définir sur la base du profil en long les points bas où les effluents liquides sont le plus susceptibles de s'accumuler.

#### V.5. Les écoulements diphasiques

Les mécanismes gouvernant les écoulements multiphasiques sont au carrefour de plusieurs disciplines. Il s'agit en effet de mécanique des fluides, éventuellement couplée à la thermodynamique, des changements de phases, des transferts de masse et des réactions chimiques. Les connaissances générées dans ce domaine ne cessent pas de s'accroître rapidement, de jour en jour. D'ailleurs actuellement c'est un sujet très privilégié des chercheurs. Du fait de l'étendue du sujet, on se limitera ici, en plus de ce qui a été dit sur le diagramme de phase, à une petite introduction qui est pertinente à notre travail ; à savoir quelques définitions et la description géométrique de l'écoulement appelé modèles et la transition entre ces modèles d'écoulements. En résumé on se limite, au strict minimum pour pouvoir aborder avec aisance la méthode ICDA pour la localisation des points de corrosion dans un gazoduc et minimiser le risque de la formation des hydrates.

##### V.5.1. Classification des écoulements diphasiques

Les modèles diphasiques proposés dans la littérature dépendent des configurations d'écoulements, c'est-à-dire de la topologie des interfaces entre les deux fluides et de la dispersion d'une phase au sein de l'autre phase. Il convient donc d'identifier la cartographie des écoulements étudiés, c'est-à-dire d'identifier les configurations observées en fonction des vitesses débitantes des deux fluides.

La description des configurations d'écoulement prend donc en compte:

- Les structures géométriques des interfaces " bulles, poches, annulaire... "

- Les dimensions caractéristiques des parties fluides " diamètres des bulles et leur forme géométrique, longueur des poches, épaisseur de film liquide..."

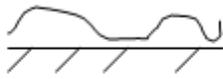
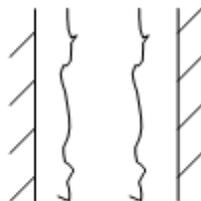
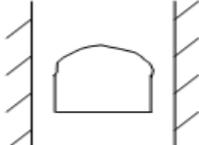
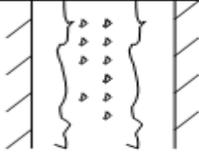
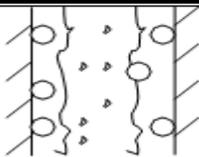
Les écoulements diphasiques gaz-liquide ou liquide-liquide peuvent apparaître dans différentes configurations topologiques. Ces configurations sont basées sur la description d'interface ce qu'on appelle "régime d'écoulement" et selon Zuber (1971), d'Ishii (1971) et de Kocamusta Faogullari (1971) ces derniers peuvent être classifiés en trois classes:

- Ecoulements à phases continues: il est subdivisé en deux types d'écoulements:
  - Ecoulements plats inclut le film et les écoulements stratifiés.
  - Ecoulements quasi-axisymétriques comprend les régimes annulaires et l'écoulement jet (jetflow).
- Ecoulements à phase dispersée : il est plus commode de subdiviser la classe des écoulements à phase dispersée en considérant la phase de la dispersion. En conséquence, nous pouvons distinguer trois régimes:
  - Ecoulement à bulles.
  - Ecoulement à gouttelettes (oubrume).
  - Ecoulement de particules solide.

Dans chaque régime la géométrie de la dispersion peut être sphérique, sphéroïdale, elliptique...etc.

- Ecoulements mixtes: il est subdivisé en quatre régimes:
  - Les écoulements à bouchons;
  - Les écoulements à bulles;
  - Les écoulements annulaires dispersés;
  - Les écoulements annulaires dispersés à bulles.

Les diverses configurations entre les phases et les composants du mélange ont montrées dans le Tableau ci-dessous:

Classes	Régimes	Géométries	Configurations
Ecoulements à phases discontinues Separated flows	Écoulements A Film Film flow		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Film liquide dans un gaz</li> <li>- Film gazeux dans un liquide</li> </ul>
	Écoulements Annulaires Annular flow		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cœur liquide et Film gazeux</li> <li>- Cœur gazeux et Film liquide</li> </ul>
	Jets Jet flow		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Jet liquide dans un gaz</li> <li>- Jet gazeux dans un liquide</li> </ul>
Ecoulements mixtes Mixed or Transitional flows (intermittent)	Écoulements A Bouchons Slug or Plug flow		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Poche de gaz dans un liquide</li> </ul>
	Écoulements Annulaires A bulles Bubbly annular flow		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bulles de gaz dans un film liquide, cœur de gaz</li> </ul>
	Écoulements Annulaires dispersés Droplet annular flow		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gouttelettes liquides dans un Cœur Gazeux, film liquide à la paroi</li> </ul>
	Écoulements annulaires dispersés A Bulles. Bubbly droplet annular flow		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gouttelettes de liquides dans un Cœur gazeux, Bulles de gaz dans le film liquide</li> </ul>

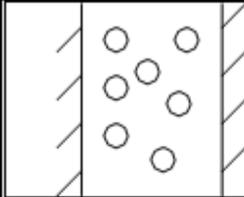
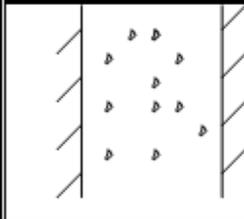
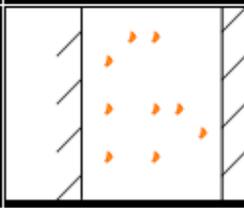
Ecoulement à phases dispersées Dispersed flows	Ecoulements A Bulles Bubbly flow		- Bulles de Gaz dans un liquide
	Ecoulements à Gouttelettes Droplet flow		- Gouttelettes liquide dans un gaz
	Ecoulements de particules solides Particulate flow		- Particules Solide dans un liquide ou un gaz

Figure V. 1: Influence de l'inclinaison sur le régime d'écoulement

**V.5.2. Influence de l'inclinaison sur le régime d'écoulement**

L'écoulement multiphasique peut être établi dans un pipe vertical, incliné ou horizontal.

**V.5.2.1. Ecoulements verticaux**

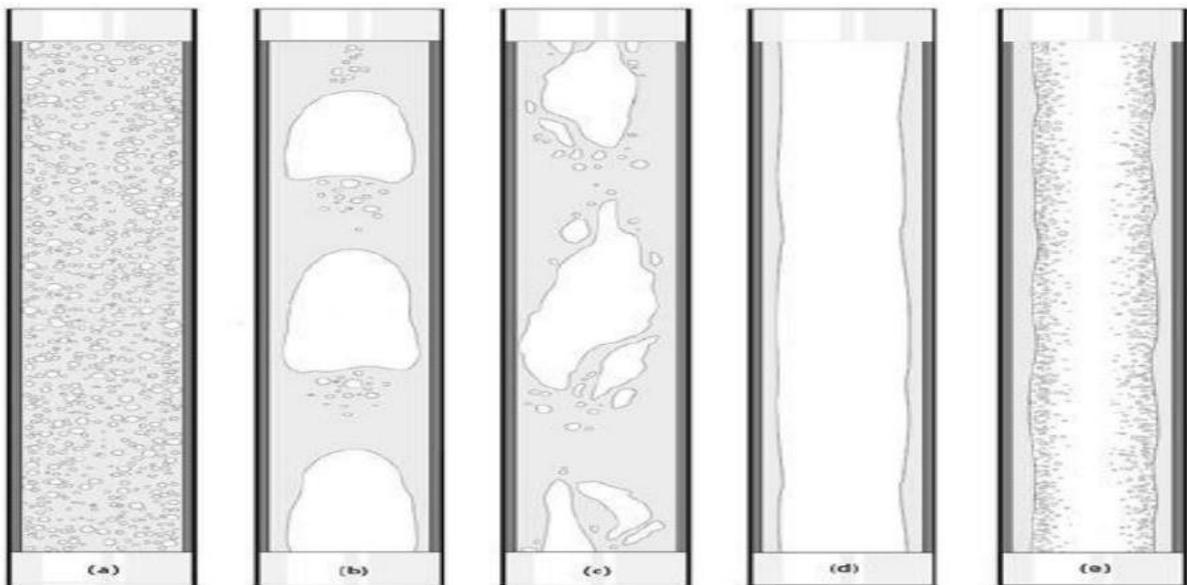


Figure V. 2: Ecoulements de liquide-gaz dans une conduite verticale

La figure ci-dessus présente les principales configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique (liquide/ vapeur). Dans le cas de l'écoulement de deux liquides immiscibles (eau/huile), on rencontre les mêmes régimes.

- Pour des fortes vitesses de liquide et de faible vitesse de vapeur, on se retrouve en présence d'écoulement dispersés à bulle -a- (Bubble flow). Plus l'écoulement est turbulent et plus ces bulles vont fragmenter.
- Pour des faibles vitesses de liquide, on observe des écoulements intermittents. Tout d'abord, on obtient un écoulement à poche -b- (slug flow). Il s'agit d'un écoulement intermittent constitué de poche de vapeur allongée, avec un avant arrondi et un arrière plat (bulles de Taylor). Lorsque la vitesse de vapeur augmente, les poches de vapeur vont se fractionner et l'écoulement va être de plus en plus désordonné. Il s'agit d'un écoulement qui tend à devenir annulaire mais où la vitesse de vapeur n'est pas assez importante et le film liquide en paroi retombe périodiquement. On a alors un écoulement pulsatile, où semi annulaire-c- (churnflow).
- Pour des grandes vitesses de vapeur, le film liquide va être plaqué en paroi et on aura un écoulement annulaire-d- (annular flow), avec des gouttelettes transportées au cœur de la conduite, où bien un écoulement à brouillard de (mistflow)

### V.5.2.2. Ecoulements horizontaux

- En conduite horizontale, la pesanteur va avoir tendance à créer une stratification si les phases ont des densités différentes. La figure ci-dessus présente les configurations schématisées rencontrées en écoulement vapeur/liquide en conduite horizontale.
- Pour des faibles vitesses de liquide et de vapeur, les écoulements sont laminaires et le régime est séparé stratifié lisse (a).
- Si la vitesse de vapeur augmente, on obtient un régime séparé à vague (stratified flow b).
- Pour des vitesses de liquide moyenne, on observe des régimes intermittents de type bouchons (slug flow -c).
- Si la vitesse de vapeur augmente encore, on obtient un régime annulaire (annular flow d).

- Pour des vitesses de liquide importantes, on observe des régimes dispersés à bulles (Bubbleflow-e).

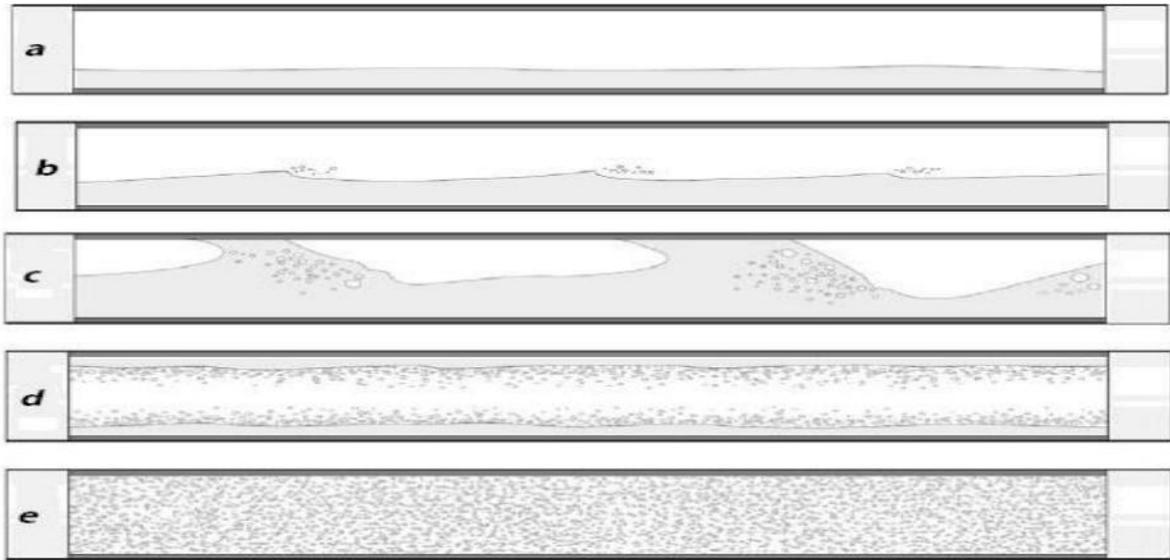


Figure V. 3: Ecoulement de liquide-gaz dans une conduite horizontale

### V.5.2.3. Ecoulements dans un pipeline incliné

Les observations des régimes d'écoulement dans les conduites inclinées montrent que les angles d'inclinaison ont une influence très forte sur les transitions des régimes d'écoulement. Shoham (1982) a expérimentalement montré qu'un petit changement de l'angle a un effet principal et même que les déviations de l'horizontal tendent à diminuer la séparation entre le gaz et les phases du liquide.

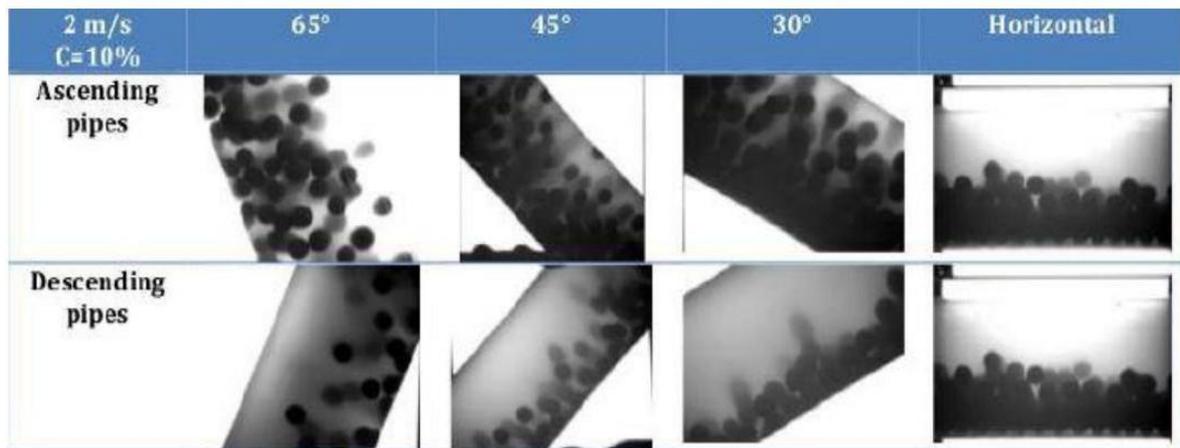


Figure V. 4: Influence de l'inclinaison sur le régime d'écoulement

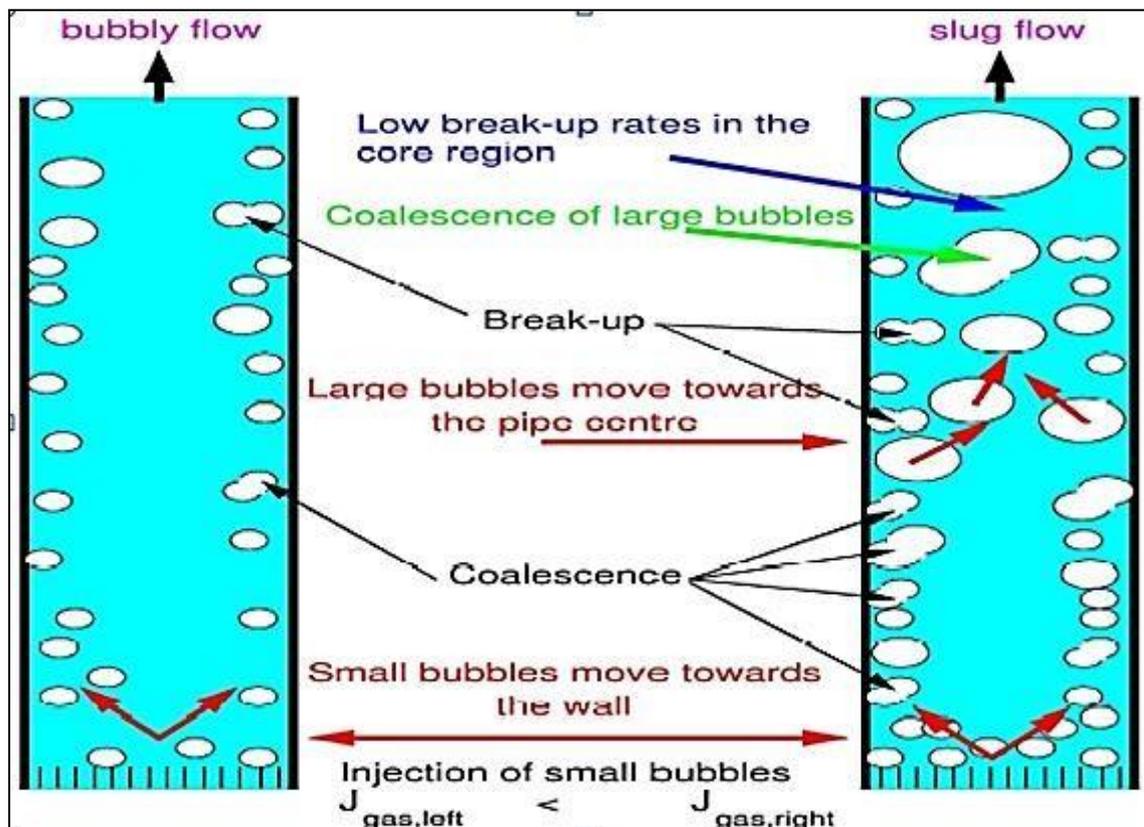
### V.5.3. Transition entre les écoulements

La transition entre l'écoulement à bulles et l'écoulement à poches se produit à cause du

processus de la coalescence de la bulle, mais les fluctuations dues à la turbulence augmentent avec le débit et conduisent à une forte probabilité de destruction des bulles. L'équilibre entre les deux processus définit pour chaque débit et pression les conditions de la transition.

La transition vers l'écoulement annulaire est calculée en évaluant la vitesse minimale de la phase gazeuse capable de résister aux gouttelettes avec les dimensions admissibles maximales dans les conditions spécifiques. En fait, avec les valeurs faibles de la vitesse de la phase gazeuse, la coalescence des gouttes peut avoir lieu et mène vers l'écoulement à forte coalescence-poches.

Figure V. 5: Représentation de processus de la coalescence de la bulle et fluctuation



#### V.5.4. Cartes d'écoulements

La variation topologique de cet écoulement à pousser les chercheurs à établir une représentation graphique bidimensionnelle des domaines d'existence des différents régimes.

Une carte d'écoulement est une représentation graphique bidimensionnelle des domaines d'existence des différents régimes. Les systèmes de coordonnées qui la définissent sont choisis par miles variables de l'écoulement diphasiques. Ces derniers sont différents selon les autres et il n'existe pas de consensus sur le meilleur système. Les paramètres qui sont souvent employés sont ceux utilisés par l'expérimentateur pour contrôler l'écoulement; à savoir les vitesses superficielles du liquide et du gaz, etc. Les frontières entre les différents régimes n'ont jamais été bien définies et les zones de transition sont relativement étendues, d'où le caractère subjectif de ces cartes d'écoulement.

La génération des cartes d'écoulements est de deux types. L'une est une carte expérimentale provenant de l'expérience, l'autre est une carte mécaniste développée en analysant les mécanismes physiques de transition modélisés à travers les équations fondamentales.

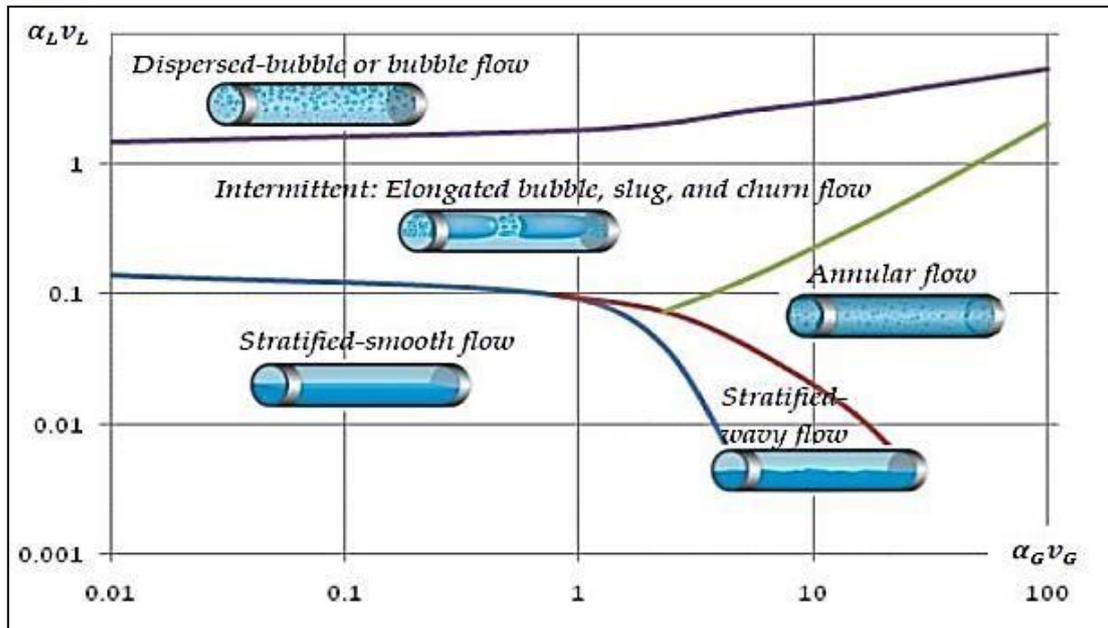
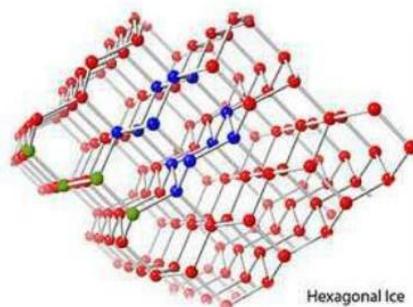


Figure V. 6: Carte d'écoulement diphasique

### V.6. Les hydrates

Les hydrates sont des structures cristallines non stœchiométriques qui se forment dans des conditions de hautes pressions et basses températures. Ils sont composés d'un réseau de molécules d'eau stabilisé par des formateurs d'hydrates (molécules organiques, azote, argon, hydrogène, ...). Les formateurs d'hydrates sont généralement à l'état gazeux, mais ils peuvent être également à l'état liquide. Les hydrates appartiennent au groupe des clathrates, puisqu'ils contiennent deux types de composés : les molécules d'eau et les molécules gazeuses.

Dans certaines conditions de température et de pression, la glace (H<sub>2</sub>O) peut piéger les molécules de gaz. Les composés résultants sont appelés hydrates de gaz. Les gaz captés sont divers, notamment le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et le méthane (CH<sub>4</sub>). Ces cages en cristal peuvent stocker de très grandes quantités de gaz. L'exemple qui nous intéresse ici est l'hydrate de méthane, un type de glace qui contient beaucoup de gaz : 1 centimètre cube de glace fondante va libérer jusqu'à 164 centimètre cube de méthane !



**Figure V. 7: Structure cristalline de la glace et d'un hydrate**

Lorsque les hydrates se forment dans le gazoduc, le blocage des hydrates bloquera le débit.

Une fois qu'un bouchon d'hydrate est formé, la décomposition du bouchon peut prendre jusqu'à plusieurs semaines et des mois. Par conséquent, il est très important de concevoir et d'exploiter des réseaux de pipeline offshore sans risque d'hydrate.

**V.6.1. Les conditions de formation des hydrates**

Les hydrates sont des combinaisons physiques d'eau et d'hydrocarbures dans certaines conditions, ils présentent des structures cristallines et se forment avec les hydrocarbures suivants  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  et également  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ . Il existe deux formes d'hydrates:

- Des hydrates avec les hydrocarbures à chaîne courte ( $\text{C}_1, \text{C}_2, \text{CO}_2$ ).
- Des hydrates avec l'hydrocarbure plus long ( $\text{C}_3, \text{C}_4$ ).

La formation des hydrates nécessite trois conditions :

1. La bonne combinaison de température et de pression. La formation des hydrates est favorisée par une température basse et une pression élevée.
2. La présence d'un gaz formant des hydrates.
3. Une quantité suffisante d'eau.

Il existe d'autres phénomènes qui favorisent la formation des hydrates, ceci inclue :

**1. Turbulences :**

a- Grande vitesse : La formation des hydrates est favorisée dans les régions où la vitesse du fluide est élevée. Cela rend les duses particulièrement susceptibles de la formation des hydrates. Premièrement, il y a généralement une chute significative de température quand le gaz naturel passe à travers la duse due à l'effet Joule-Thomson. Deuxièmement, la vitesse du fluide est élevée à travers le rétrécissement de la section de passage dans la duse.

b- Agitation : L'agitation dans les cuves de traitement, les échangeurs de chaleur ...etc. favorise la formation des hydrates.

**2. Les sites de nucléation :**

En terme général, un site de nucléation est un point favorisant la transition de phase, dans ce cas la formation d'un solide à partir d'une phase liquide. Les imperfections dans les pipelines, les points de soudure, les raccords de canalisation (coude, vanne, té, etc.), le limon, la boue, les dépôts de calcaire et le sable forment de bons sites de nucléation pour la formation d'hydrates.

**3. L'eau libre :**

L'eau libre n'est pas nécessaire à la formation d'hydrates, mais sa présence favorise

## Etude des risques de Condensation et formation des

certainement leur formation.

Les éléments dans la liste précédente favorisent la formation des hydrates mais n'y sont pas nécessaires. Seulement les trois conditions citées précédemment sont nécessaire à leur développement.

### ✓ La courbe de formation des hydrates

Pour un gaz naturel donné, en présence d'eau liquide, les hydrates se forment à une certaine température pour une pression donnée.

Les conditions de formation d'hydrates dans un domaine (P, T) sont définies par une courbe séparant le plan en deux (02) zones. La zone à hautes pressions et basses températures (à gauche de la courbe), est la zone de formation des hydrates.

La zone à basses pressions et hautes températures (à droite de la courbe), est la zone de non formation des hydrates.

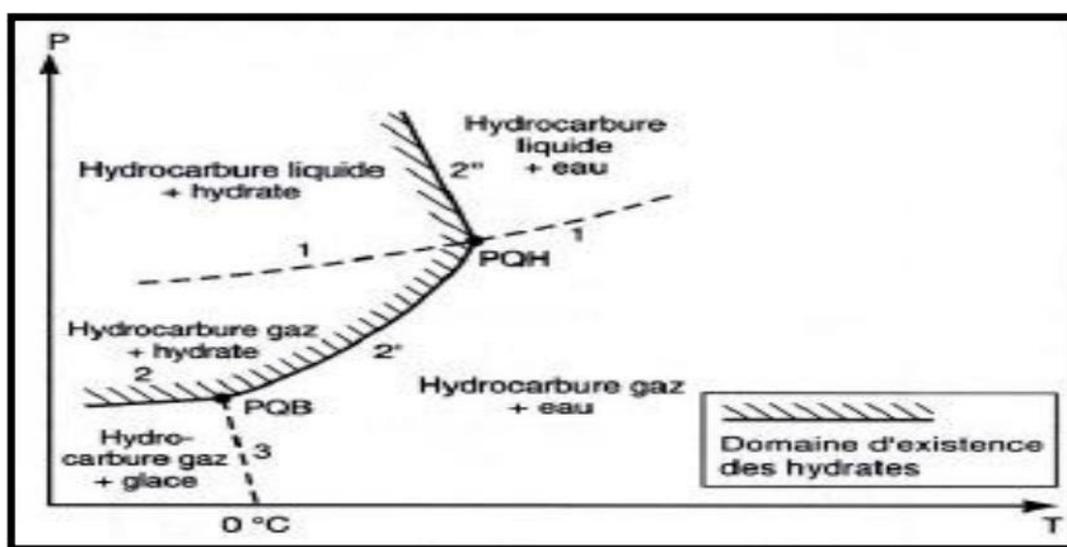


Figure V. 8: Courbe de formation des hydrates

### V.6.2. Teneur en eau dans le gaz naturel

La teneur en eau dans le gaz naturel dépend essentiellement de la température et de la pression. Les sels en solution dans l'eau réduisent sa pression partielle en phase vapeur et la teneur en eau du gaz diminue.

Connaissant l'évolution des conditions de température et de pression dans une installation, il est possible au moyen de la courbe de rosée eau du gaz naturel de déterminer la zone de formation des hydrates.

La quantité d'eau déposée peut être ensuite calculée à partir de la différence entre les teneurs en eau dans le gaz à l'entrée et la sortie

### V.6.3. Les cavités des hydrates

Les cavités sont des polyèdres plus ou moins réguliers, qui peuvent être décrits de manière simple à l'aide de la nomenclature de Jeffrey (1984).

Un polyèdre est composé de faces indexées  $i$ , caractérisées par leur nombre de cotés par le

## Etude des risques de Condensation et formation des

nombre de fois miouelles interviennent dans le volume tridimensionnel. On les note alors  $nmi$ . Ainsi une cavité notée 51262 est constitué de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales. Il existe plusieurs types de cavités dont 5 sont les plus courants et les mieux connus. Ils s'agissent des cavités 512, 51262, 51264, 435663 et 51268 (Figure 5.3) en donne une représentation tridimensionnelle.

Les atomes d'oxygène sont localisés aux sommets des polyèdres et les lignes présentent une liaison O---H---O, c'est-à-dire que chaque atome d'hydrogène possède une liaison moléculaire propre à la molécule d'eau et une liaison hydrogène avec l'atome d'oxygène d'une molécule voisine.

Seules les molécules dont le diamètre est compris dans une certaine fourchette peuvent former des inclusion dans les cavités ; en effet, le diamètre de la molécule doit être inférieur à celui de la cavité pour que la molécule puisse y entrer, mais il doit être assez grand pour que le réseau cristallin soit stable. (Figure V.9) montre les différentes molécules pouvant être incluses dans les cavités 512 et 512620

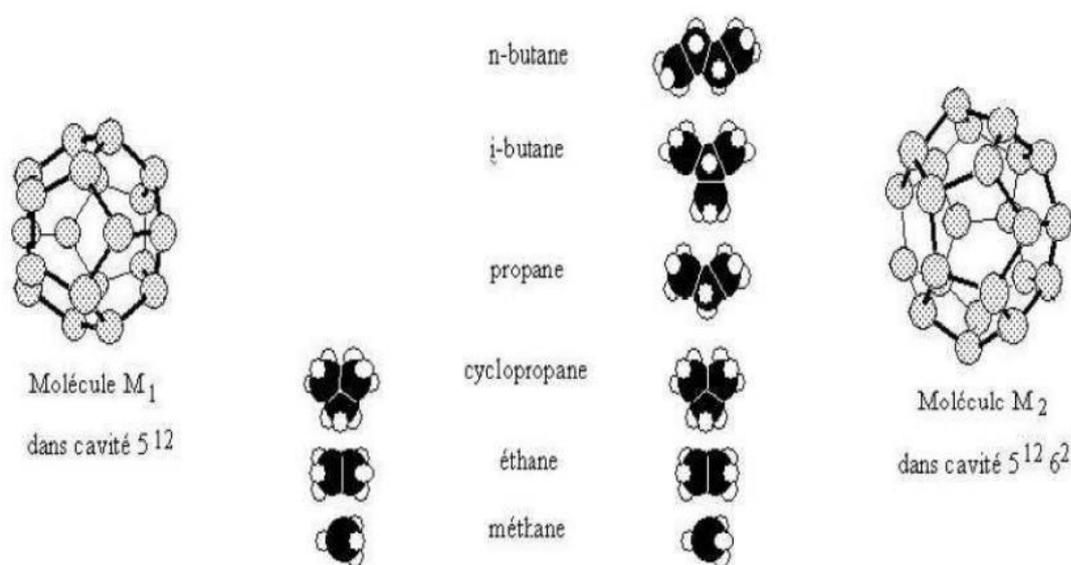


Figure V. 9: Géométries des deux cavités 512 et 51262 avec les différentes molécules ayant une taille suffisamment petite pour s'y incorporer

### V.6.4. Structure des hydrates

#### V.6.4.1. Structure de base

Trois types de structures ont été clairement identifiés : cubique SI, cubique SII et hexagonale SH représentée sur la Figure III.8. Leur stabilité dépend de la pression, de la température et de la composition des gaz.

Dans ces structures, le motif de base est un pentagone formé par les molécules d'eau reliées par des liaisons hydrogènes. Alors que la face dans sa structure la plus courante.

(Structure II) est formée d'anneaux hexagonaux empilés. Ces motifs pentagonaux s'assemblent dans l'espace en formant des dodécaèdres à faces pentagonales.

#### V.6.4.1.1. Hydrates de structure I

La structure SI est constituée de deux types de cavités :

- Deux cavités constituées de 12 faces pentagonales (512).
- Six cavités constituées de 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales (5126 2).

Cette structure est composée de 46 molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : méthane, éthane, dioxyde de carbone.

D'où la nomenclature suivante :

✓ **Structure I** :  $2M_16M_246H_2O$

Ou :  $M_1$ : représente deux petites cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales).

$M_2$ : représente les six grandes cavités polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales).

#### V.6.4.1.2. Hydrates de structure II

La structure SII est constituée de deux types de cavités :

- Seize cavités constituées de 12 faces pentagonales (512).
- Huit cavités constituées de 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales (5126 4).

Cette structure est composée de 136 molécules d'eau mélangées avec les hydrocarbures suivants : propane, iso-butane, n-butane.

D'où la nomenclature suivante :

✓ **Structure II** :  $16M_18M_3136H_2O$

Ou :  $M_3$ : représente les huit grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 4 faces hexagonales).

#### V.6.4.1.3 Structure SH

La structure H est composée de trois types de cavités :

- Trois petites cavités constituées de 12 faces pentagonales (512).
- Une grande cavité constituée de 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales

(5126 8).

- Deux cavités intermédiaires entourées de 3 faces carrées, 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales (43 5 6 6 3).

Cette structure est composée de 34 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :

**Structure H**:  $3M_12M_434H_2O$

Ou:  $M_4$ : représente l agrande cavité.

Les hydrates de type I et II peuvent se former en présence d'un seul gaz, mais le type H exige la présence de deux gaz: (1) une petite molécule (exemple : méthane) et (2) une molécule plus grande formant le type H

Les structures **sI** et **sII** peuvent être stabilisées par la présence d'un seul composé. L'hydrate est alors dit hydrate simple. On connaît ainsi l'hydrate de méthane (sI), l'hydrate de propane (sII) ou l'hydrate de cyclopropane qui peut cristalliser sous les structures sI ou sII en fonction des conditions de pression et de température. En présence de plusieurs composés gazeux, un hydrate est dit double lorsque chaque type de cavités contient une molécule différente. Les hydrates **sII** sont ainsi des hydrates doubles. Ils nécessitent deux espèces différentes pour se former : une grosse molécule telle que le méthyl cyclohexane (RIPMEESTER,1987)qui stabilise la plus grande des cavités et une petite molécule telle que H<sub>2</sub>S pour remplir les deux autres cavités. Enfin, un hydrate est dit mixte lorsque des cavités de même nature sont occupées par des molécules différentes.

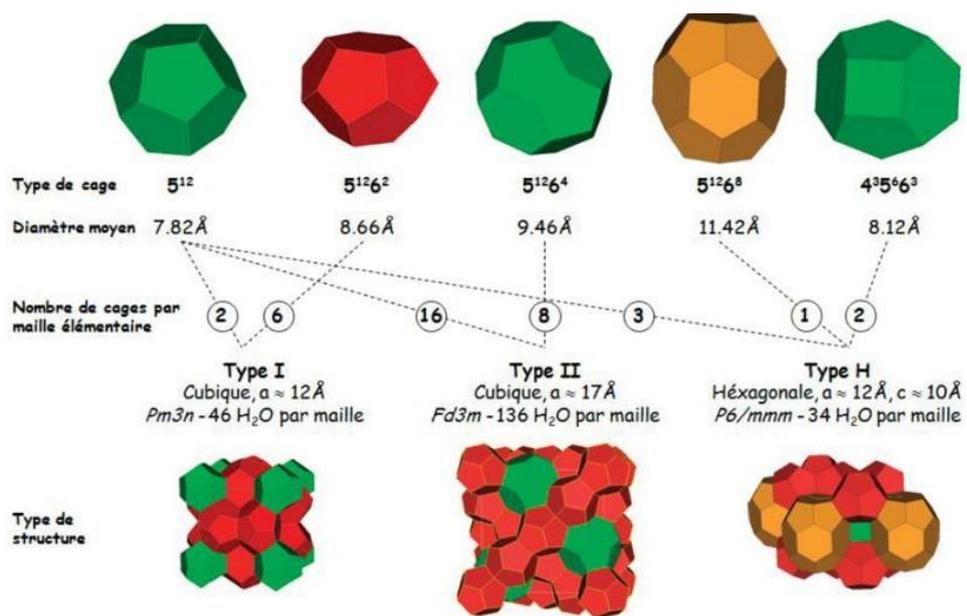


Figure V. 10: Structure des hydrates

Structure d'hydrate	SI		SII		SH		
Type de cavité	$5^{12}$	$5^{12}6^2$	$5^{12}$	$5^{12}6^4$	$5^{12}$	$4^35^66^3$	$5^{12}6^8$
Nombre de coordinations totales (Z)	20	24	20	28	20	20	36
Nombre de cavité/unités d'hydrates	2	6	16	8	3	2	1
Nombre de cavité/nombre de molécule d'eau ( $v_m$ )	1/23	3/23	2/17	1/17	3/34	2/34	1/34
Nombre de molécule d'eau/ unités d'hydrates	46		136		34		
Type de cristal	Cubique		cubique		Hexagonale		
Taille de réseau	12		17,2		A=12,26 C=10,17		

Tableau V. 1: Données cristallographiques sur les hydrates

### V.6.5. Prévision des équilibres de formation des hydrates

Il existe plusieurs méthodes pour la prévision des équilibres de formation des hydrates :

- ✓ Soit des méthodes graphique basées sur la détermination de coefficient d'équilibre k (Car son et Katz, Katz et al 1959, Manneta 1989) avec des courbes en fonction de la température et de la pression.
- ✓ Ou bien avec la modélisation des conditions thermodynamique de formation des hydrates (Van der Waals et Platteaux en 1959, Parrish et Prausnitz en 1972, Barkan et Sheininen 1993)

### V.6.6. Prévention des hydrates

La formation d'hydrate peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée, ou en abaissant la pression à une température donnée.

Si c'est impossible, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs. Les inhibiteurs agissent comme les " antigels ". ce sont des solvants miscibles en phase aqueuse, qui modifiant la fugacité de l'eau, permettant d'abaisser la température de formation des hydrates :

- Chauffages
- Réductions de pression
- Utilisations d'inhibiteurs

### V.6.7. Les inhibiteurs des hydrates

Ce sont des produits chimiques jouant le rôle d'antigel (abaissant le point de formation d'hydrates) Les travaux scientifiques portèrent alors sur La détermination des conditions d'équilibres des hydrates de gaz en fonction de la pression, de la température et de la nature de l'effluent pétrolier.

✓ Les inhibiteurs chimiques :

Il existe deux types d'inhibiteurs d'hydrates pour éviter les risques de blocage dus à la formation d'hydrates :

- les inhibiteurs d'hydrates thermodynamiques (THI) qui déplacent la courbe d'équilibre de la formation des hydrates vers des températures plus basses : Les glycols (MEG, DEG, TEG), les sels ( $Al^+$ ,  $Mg^{2+}$  . . ),les alcools (méthanol MeOH..) et es ammoniac.
- les inhibiteurs d'hydrates à faible dose (LDHI) qui peuvent retarder la formation des cristaux d'hydrate ou empêcher l'agglomération de cristaux d'hydrate (antiagglomérants– AA et les inhibiteur cinétique KHI).

Il est intéressant de souligner que le méthanol a un rôle préventif, c'est-à-dire, qu'il n'est efficace que quand il est injecté avant le début de formation d'hydrates.

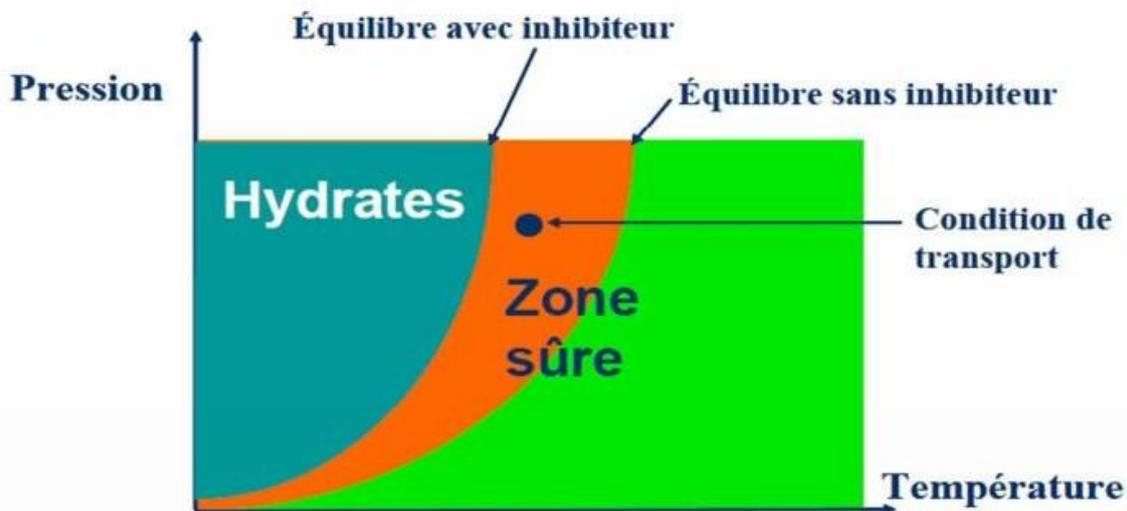


Figure V. 11: Schéma montrant l'effet d'THI sur la courbe d'équilibre des hydrates

# *Chapitre VI*

---

*Etude des configurations possibles d'augmentation de  
débit du MEDGAZ*

## VI.1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est de simuler et étudier les différentes configurations possibles du système de transport MEDGAZ de manière à porter le débit transporté de 8 Milliards  $m^3/an$  à 16 Milliards  $Sm^3/an$ .

Trois analyses thermo-hydrauliques en régime stationnaire des configurations proposées ont été effectuées en utilisant du logiciel PIPEPHASE.

Suite aux simulations thermo-hydrauliques, un calcul de régime de fonctionnement des stations de compression du système de transport GZ4/GPDF/MEDGAZ permettant de déterminer les paramètres de fonctionnement aux niveaux des stations de compression ainsi que la consommation de gaz combustible afin d'assurer le transport du gaz vers les terminaux arrivées a été réalisés

Enfin, une analyse du risque de formation de condensat et d'hydrates dans le gazoduc sous-marin MEDGAZ a été étudiée par le simulateur PIPEPHASE. Ceci en vue de délimiter les tronçons les plus exposés à ce type de phénomènes.

## VI.2. Simulation hydraulique du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ

### VI.2.1. Problématique

Notre objectif dans cette section est de réaliser une simulation hydraulique du système de transport GZ4 / GPDF / EGPDF / MEDGAZ et d'étudier plusieurs variantes techniquement possibles permettant le transport du débit souhaité dans la canalisation MEDGAZ (BENI SAF-ALMARIA).

Pour ce faire, cette étude a été réalisée sous PIPEPHASE 9.6.

### VI.2.2. Présentation de PIPEPHASE 9.6

C'est un logiciel qui peut effectuer une simulation complète des problèmes du réseau de canalisations et de l'écoulement de différents fluides, et peut utiliser divers composants du système, tels que des compresseurs, des pompes, des refroidisseurs d'air, des séparateurs... PIPEPHASE avec différentes équations et corrélations déjà intégrées, calcule la variation de pression et de température pour les écoulements monophasiques et multiphasiques.

Avant de l'utiliser, il faut choisir le type d'application. Ceci dépend des propriétés du fluide traversant le système.

Le type de fluide commande comment le programme peut obtenir les propriétés physiques nécessaires pour le calcul thermo-hydraulique.

Que calcul PIPEPHASE ?

- Il résout les équations qui définissent le rapport entre la chute de pression et le débit.
- calcul des pertes de charge.
- calcul pour un débit connu la pression et inversement pour une pression connu le débit.

## Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

- Il permet de faire une optimisation sur un système donné.

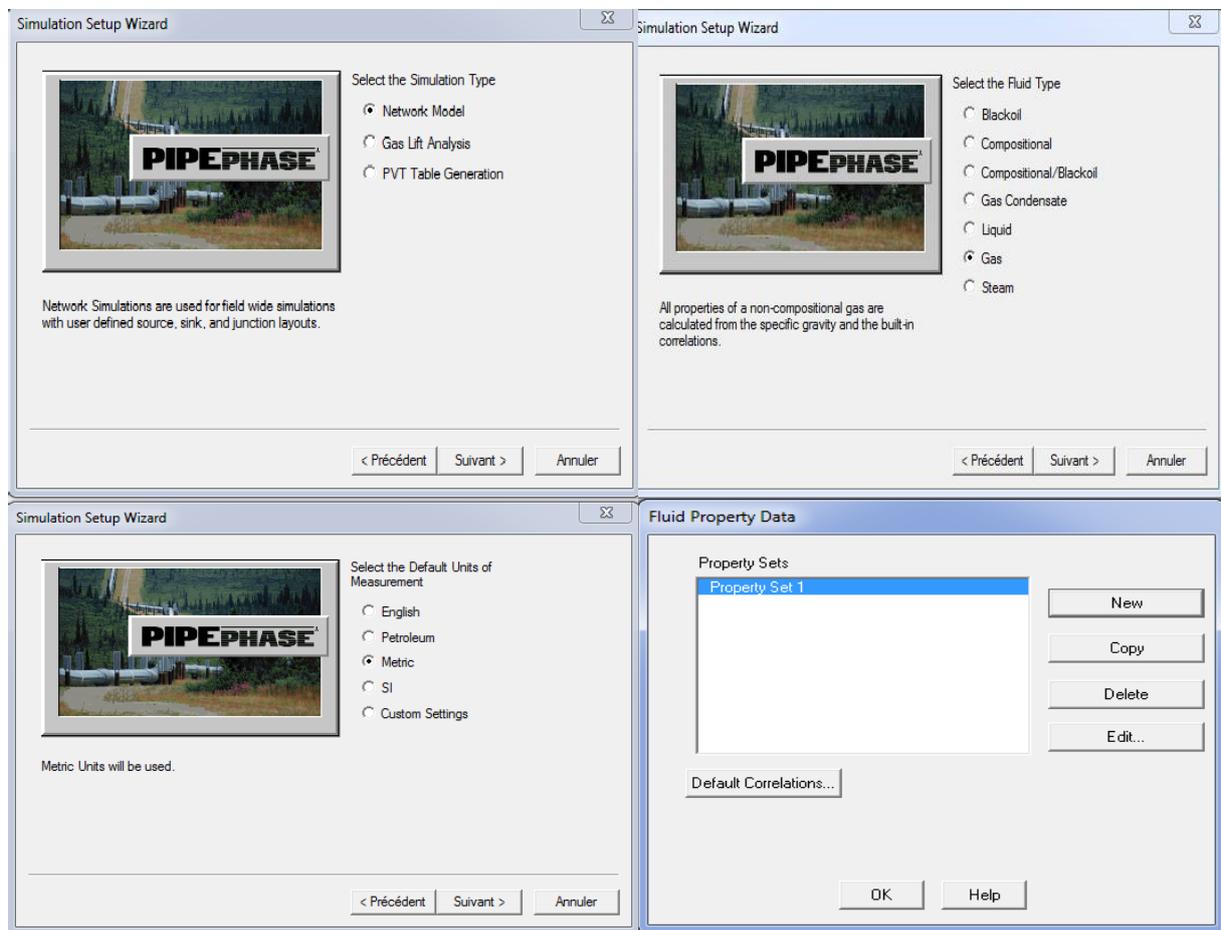
### - Remarque :

PIPIEPHSE permet de donner des résultats même interpréter sur un fichier EXCEL bien détaillé ce qui facilite le travail.

PIPEPHASE résout les problèmes posés par itération:

Il commence par une évolution primaire des débit aux niveaux des sources et à l'arrivée, puis les pressions sur tous les nœuds, après il ajuste ces valeur jusqu'à ce qu'il atteint une solution convergée en dessous d'une tolérance prédéfinie.

Les étapes suivies sous le logiciel PIPIPHASE pour réaliser une simulation sont les suivantes:



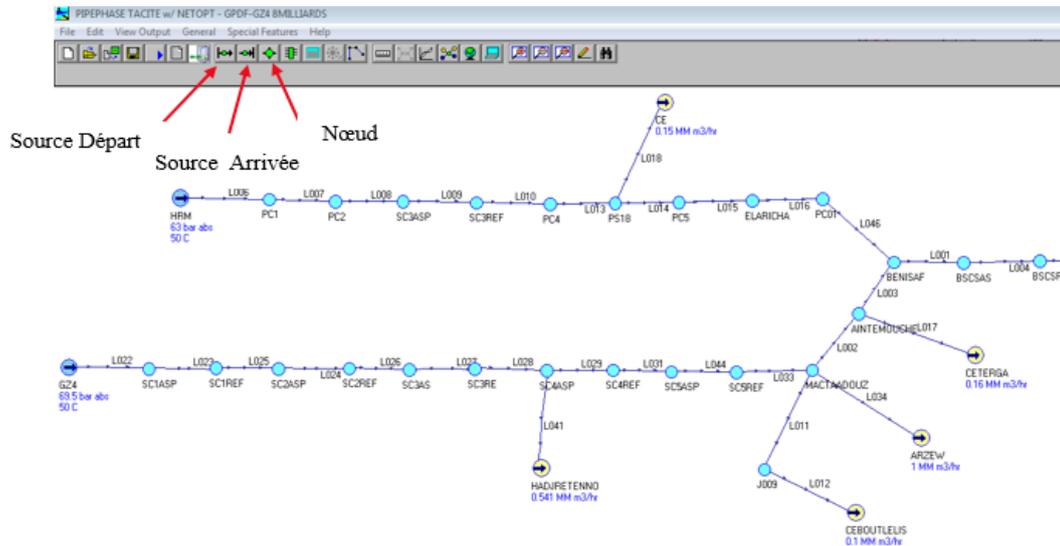
**Figure VI. 1: Les principales étapes de la simulation**

Ensuite, on insère les sources qui vont représenter les terminaux arrivé et départ et les soutirages, et les nœuds pour les postes de soutirages et pour l'emplacement de la station de compression.

On relie ensuite les différentes sources et nœuds par des arcs, chaque arc peut contenir divers élément présent dans le système de transport à savoir pipe, station de compression etc. le choix

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

d'un élément dans un arc est suivi par l'introduction des données correspondantes, exemple : Pour la ligne (longueurs, épaisseur, altitude, ...)



OK	Cancel	Help	Reverse	Cut	Copy	Paste	Link	Node	String	TACITE	VFP Tables	View Profile
0	HRM	Source										
1	P000	Pipeline	1193.800	8794.000	40.570							
2	PC1	Junction										

**Pipeline**

Pipe Name: P000

Mandatory Data:

Length: 8.79640e+003 m

Elevation Change: 40.57 m

Pipeline Profile Data:

Inside Diameter: Actual 1193.8 mm, Normal 4.000 in

Thermal Calculations:

Heat Transfer: Buried Pipe

U Value: 4.8824 kcal/hr-m<sup>2</sup>-C

Ambient Temperature: 15 C

Heat Transfer Data...

Absolute: 0.015 mm

Relative: 0.0114

Pressure Drop Method...

**Pipe Detailed Heat Transfer Data**

Surrounding Medium (Soil):

Conductivity: 0.8 kcal/hr-m-C

Viscosity: cP

Density: sp gr

Velocity: km/hr

Pipe:

Wall Thickness: 12.7 mm

Buried Depth: 800 mm

Conductivity: 45 kcal/hr-m-C

Insulation:

Layer	Thickness (mm)	Conductivity (kcal/hr-m-C)
1	5	0.0223
2	0	0.0223
3	0	0.0223
4	0	0.0223
5	0	0.0223

Heat Transfer Coefficient:

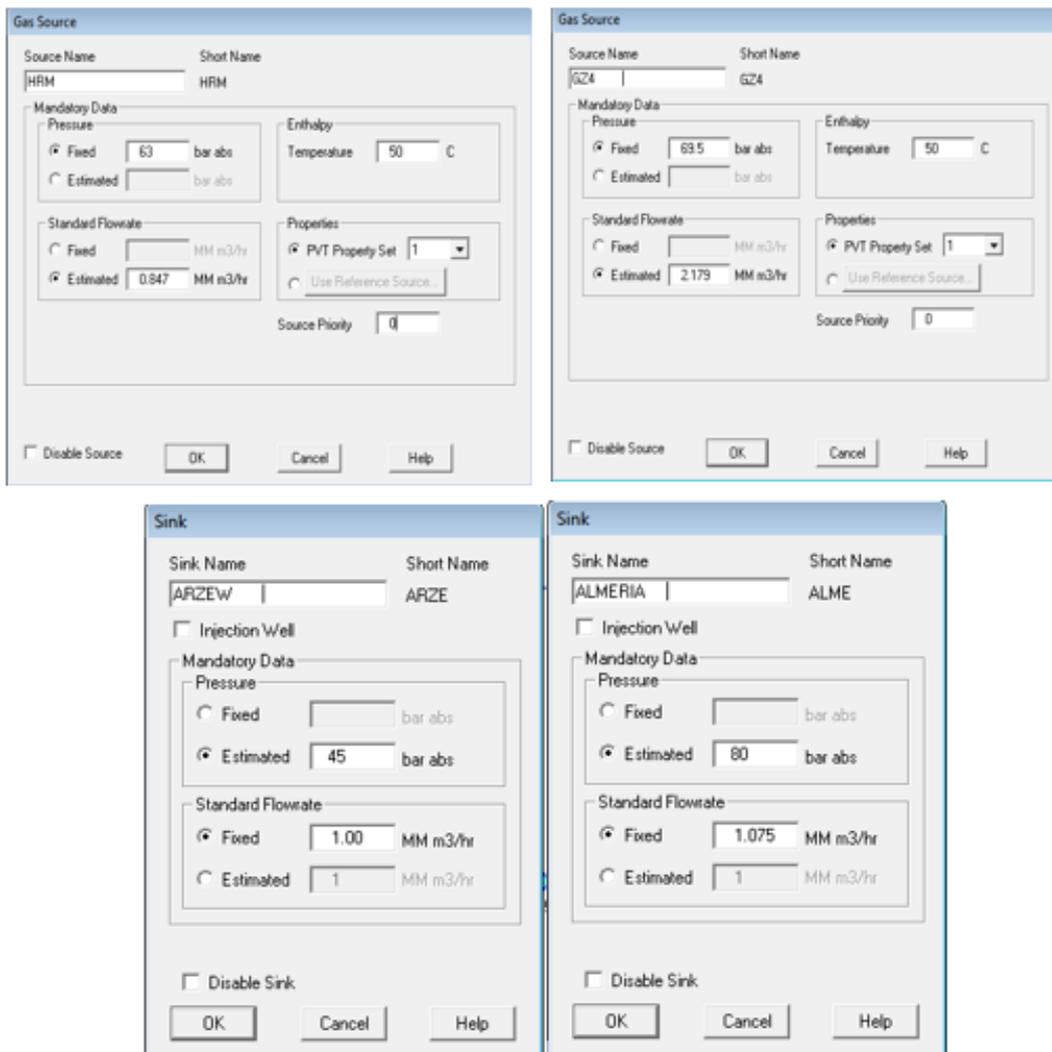
Inside: 0 kcal/hr-m<sup>2</sup>-C

Outside: 0 kcal/hr-m<sup>2</sup>-C

Radiation: 0 kcal/hr-m<sup>2</sup>-C

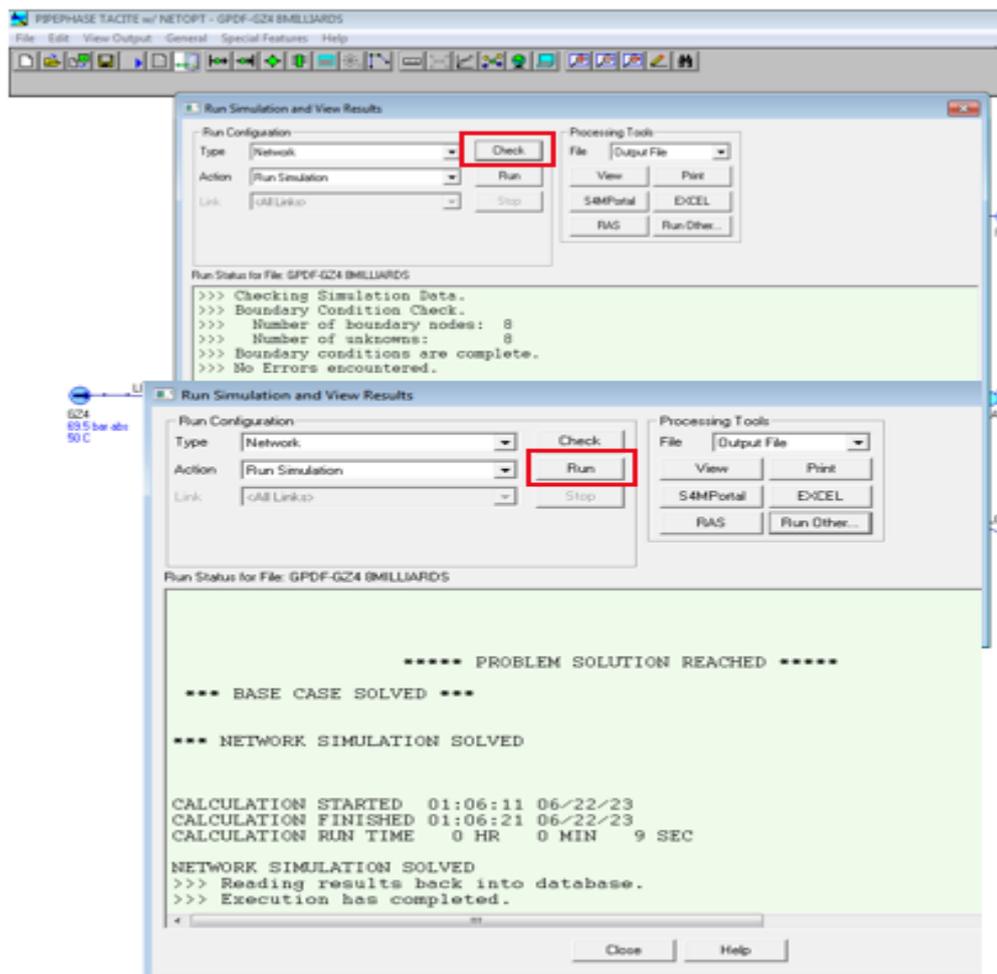
Dans l'étape qui va suivre, nous allons fixer la pression au départ à 70 bars (pression max de Hassi R'mel) pour les deux gazoducs GPDF et GZ4 et estimer le débit et nous allons estimer la pression à l'arrivée (Almeria) à 80 bars et fixer le débit à 1,075M m<sup>3</sup>/h ( la 1<sup>er</sup> phase) en ajoutant les stations de compression Puis, on va fixer les débits de soutirages.

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ



Une fois toutes les données introduites, on exécute la simulation en cliquant sur « Check » pour contrôler si les conditions de la simulation sont vérifiées et s'il n'y a pas d'erreurs ensuite on « Run » pour que le logiciel résolve la simulation.

En cas d'erreur (Simulation not solved) il sera nécessaire de vérifier nos données



On applique la même démarche pour la simulation de la 2<sup>ème</sup> et la 3<sup>ème</sup> phase

### VI.2.3. Données et résultats de la simulation

Dans notre étude, nous avons fixé :

- **Conditions climatiques « hiver » :**
- ✓ La température du gaz = 50°C.
- ✓ La température du sol = 15°C.

#### VI.2.3.1. Résultats des simulations

##### VI.2.3.1.1. Propriétés du gaz

Nous utilisons les formules mentionnées dans le **chapitre I** en usant de la composition chimique du gaz suivante

	Formule	% mol (GPDF)	%mol (GZ4)	Mi	Yi(GPDF)	Yi(GZ4)
Méthane	CH4	87,44	87,507	16,04	0,874	0,875
Ethane	C2H6	8,22	8,03	30,07	0,0822	0,0803
Propane	C3H8	1,03	1,153	44,09	0,0103	0,0115
I-Butane	I-C4	0,091	0,091	58,12	0,00091	0,00091
N-Butane	N-C4	0,117	0,108	58,12	0,00117	0,00108
I-Pentane	I-C5	0,028	0,022	72,15	0,00028	0,00022
N-Pentane	N-C5	0,020	0,016	72,15	0,0002	0,00016
Hexane+	C6H14+	0,024	0,008	86,18	0,00024	0,00008
Azote	N2	1,16	1,787	28,013	0,0116	0,01787
Dioxyde Carbone	CO2	1,78	1,163	44,01	0,0178	0,01163
Hélium	He	0,04	0	4,002	0,0004	0
Eau	H2O	0,1	0,1	18,015	0,001	0,001

Figure VI. 2: Composition chimique du gaz transporté

- ✓ La masse molaire du gaz

$$M_m(GPDF) = \sum Y_{i(GPDF)} M_i = 18,2468 \text{ g/mol}$$

$$M_m(GZ4) = \sum Y_{i(GZ4)} M_i = 18,1287 \text{ g/mol}$$

- ✓ La masse molaire du gaz mélange (MEDGAZ)

$$M_m(MEDGAZ) = \frac{M_m(GZ4) + M_m(GPDF)}{2} = 18,1877 \text{ g/mol}$$

- ✓ La densité relative du gaz

$$\Delta_{gaz}(GPDF) = \frac{M_{gaz(GPDF)}}{M_{air}} = \frac{\rho_g^{st}}{\rho_{air}^{st}} = 0,634$$

$$\Delta_{gaz}(GZ4) = \frac{M_{gaz(GZ4)}}{M_{air}} = \frac{\rho_g^{st}}{\rho_{air}^{st}} = 0,625$$

- ✓ La densité relative du gaz mélange (MEDGAZ)

$$\Delta_{gaz}(MEDGAZ) = \frac{\Delta_{gaz}(GZ4) + \Delta_{gaz}(GPDF)}{2} = 0,63$$

Tel que :

$$M_{air} = 29 \text{ g/mol}$$

- ✓ La densité du gaz dans les conditions standards (1bar et 15°C) :

$$\rho_g^{st}(GPDF) = \Delta_{GPDF} \cdot \rho_{air}^{st} = 0,7645 \text{ kg/m}^3$$

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

$$\rho_g^{st}(GZ4) = \Delta_{GZ4} \cdot \rho_{air}^{st} = 0,754 \text{ kg/m}^3$$

✓ La densité du mélange (MEDGAZ) dans les conditions standards :

$$\rho_g^{st}(MEDGAZ) = \Delta_{MEDGAZ} \cdot \rho_{air}^{st} = 0,7592 \text{ kg/m}^3$$

Ou bien

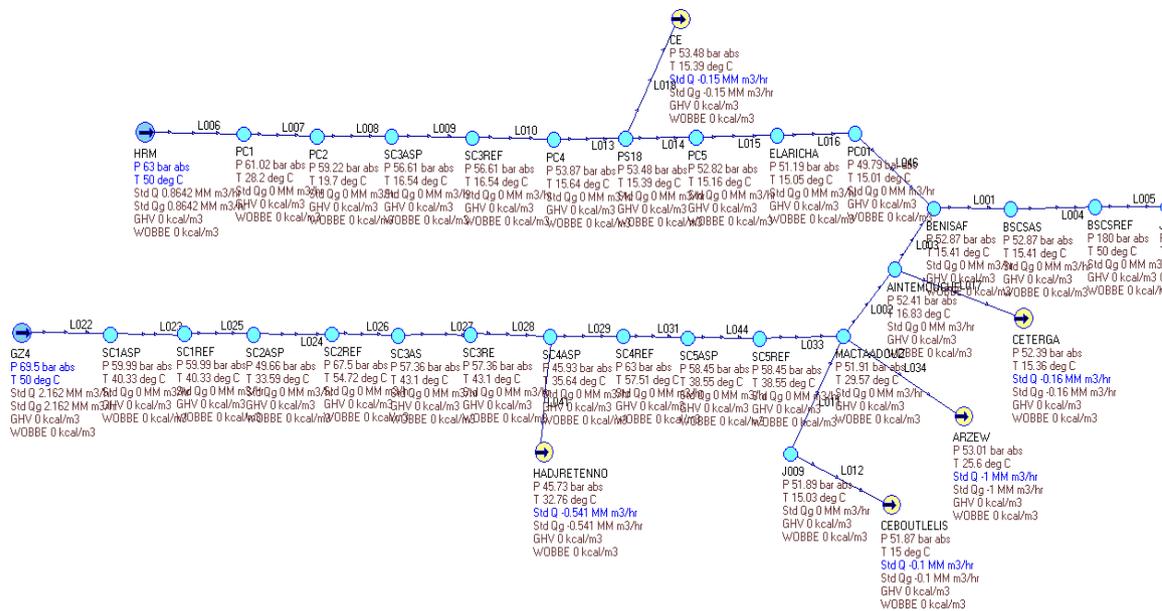
$$\rho_g(GPDF) = \sum \rho_i Y_i(GPDF) = 0,7645 \text{ kg/m}^3$$

VI.2.3.1.2. Différentes configurations

Notre logiciel prend en considération la composition chimique du gaz transporté, le tracé des canalisations et les pressions de départ des gazoducs GZ4/GPDF. Grâce à cela, il est capable de calculer les capacités de transport des différentes canalisations du réseau GZ4/GPDF, EGPDF et MEDGAZ, ainsi que de générer des profils de pression et de température pour diverses configurations de débit.

Pour toutes les configurations on considèrera qu'au terminal arrivée à ELARICHA le débit est réorientation vers BENISAF via le gazoduc EGPDF

✓ **Configuration 01** : Le débit transporté vers ALMARIA est 1.075 Million  $Sm^3/h$  ce qui équivaut à (8 Milliards  $Sm^3/an$ )



Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

Coté MEDGAZ

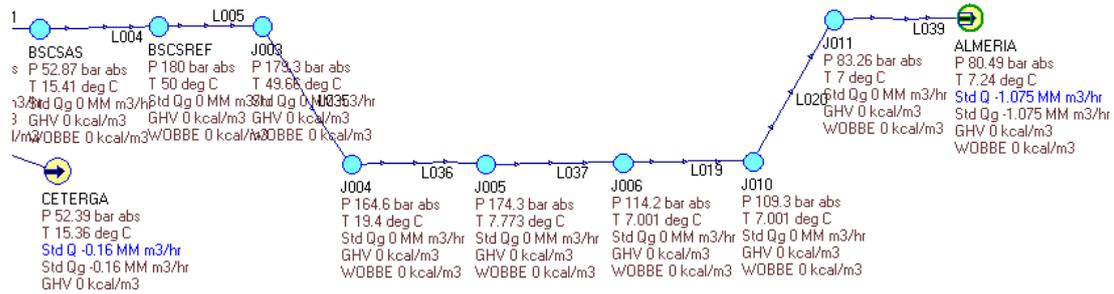
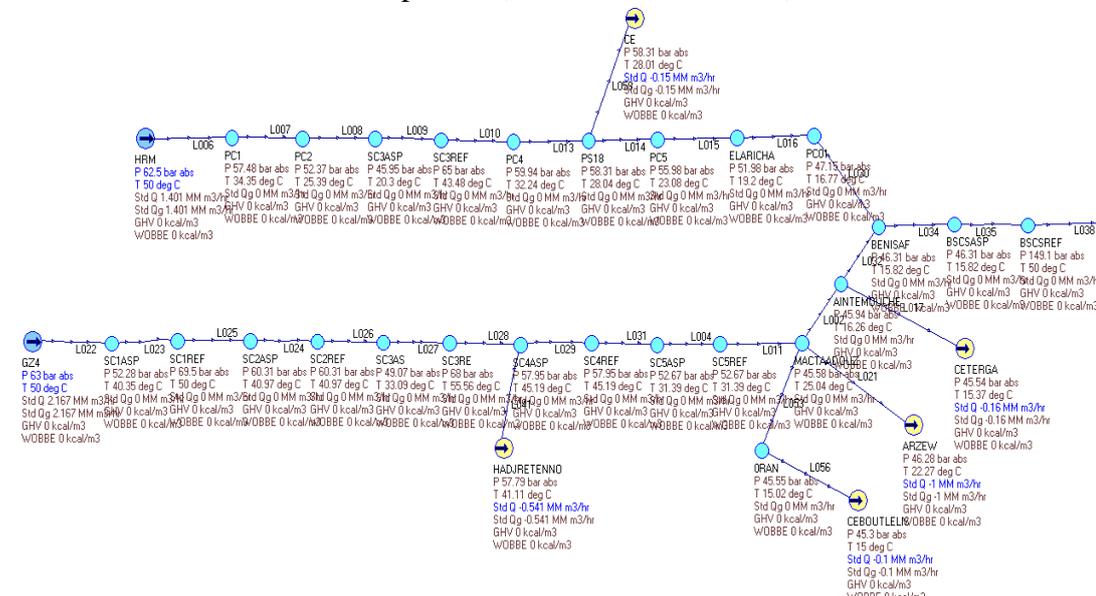


Figure VI. 3: La représentation de la simulation du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ pour 8 milliards Sm<sup>3</sup>/an sous PIPEPHASE

- ✓ Configuration 02 : Le débit transporté vers ALMARIA est 1.605 Million Sm<sup>3</sup>/h ce qui correspond à (12 Milliards Sm<sup>3</sup>/an)



Coté MEDGAZ

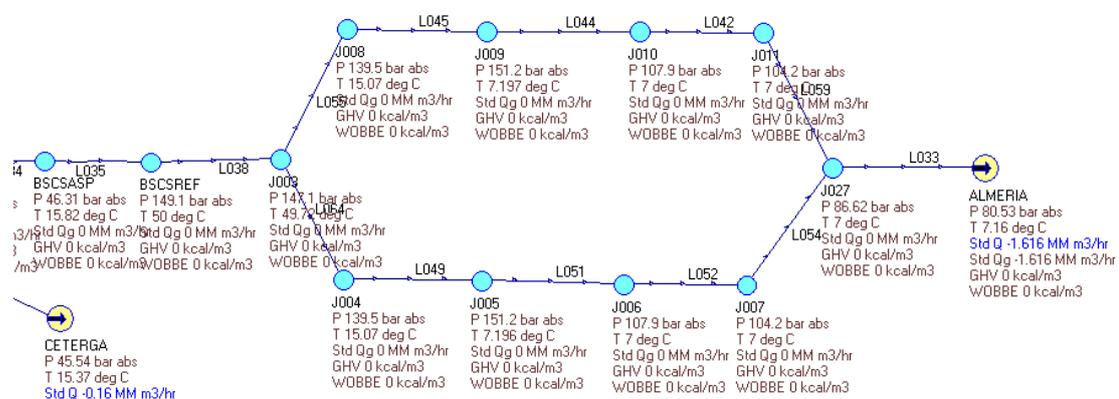
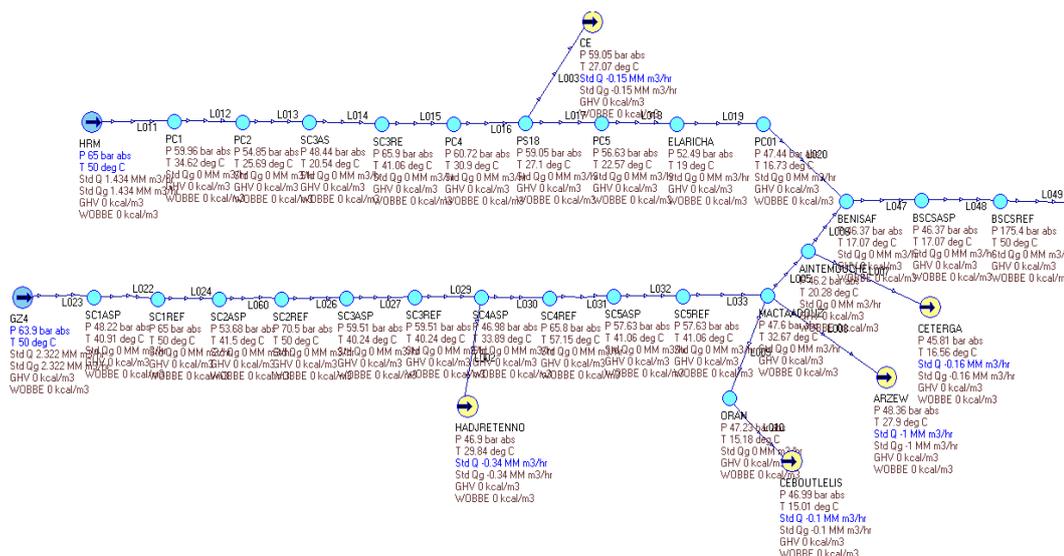


Figure VI. 4: La représentation de la simulation du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ pour 16 Milliards m<sup>3</sup>/an sous PIPEPHASE

- ✓ Configuration 03 Le système MEDGAZ a une capacité maximale de transport vers ALMARIA de 2.006 Millions m<sup>3</sup>/ ce qui équivaut à (16 Milliard m<sup>3</sup>/an).

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ



Coté MEDGAZ

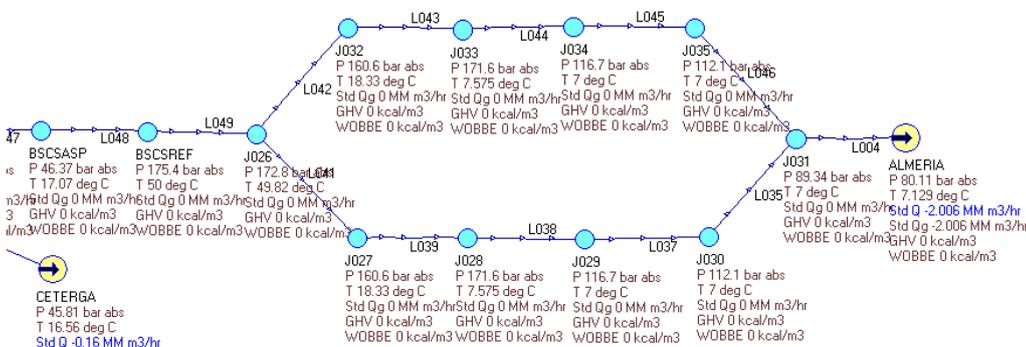


Figure VI. 5: La représentation de la simulation du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ pour 16 milliards m3/an sous PIPEPHASE

VI.2.3.2. Interprétation des résultats

Les cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ	Configuration 01	Configuration 02	Configuration 03
Le débit transporter par MEDGAZ	1.075 million m <sup>3</sup> /h (8 Milliards m <sup>3</sup> /an)	1.605 million m <sup>3</sup> /h (12 Milliards m <sup>3</sup> /an)	2.006 million m <sup>3</sup> /h (16 Milliards m <sup>3</sup> /an)
Les stations de compression utilisées sur Le réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ GPDF écoulement libre</li> <li>✓ SC2 et SC4 de la ligne GZ4.</li> <li>✓ BSCS.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ SC3 de la ligne GPDF.</li> <li>✓ SC1 et SC3 de la ligne GZ4.</li> <li>✓ BSCS.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ SC3 de la ligne GPDF.</li> <li>✓ SC1, SC2 et SC4 de la ligne GZ4</li> <li>✓ BSCS.</li> </ul>

Tableau VI. 1: Les cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ

Nous remarquons que :

La ligne MEDGAZ (Configuration 01) peut transporter un débit de **1.075 million Sm<sup>3</sup>/h** avec une seule ligne sous-marine avec orientation du gaz d'ELARICHA vers BENISAF :

Comme suit :

## Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

- Fixer le débit dans le terminal d'arrivée ARZEW à 1 million  $Sm^3/h$
- Fixer le débit dans le terminal d'arrivée ALMARIA à 1.075 million  $Sm^3/h$
- Fixer les débits des points de prélèvement des centrales électriques (Hadjret Ennous –Terga –Boutlelis) sur le GZ4 et la centrale électrique du PS18 sur la ligne GPDF
- Le GPDF alimente le MEDGAZ en écoulement libre (SC3 en arrêt)
- Comprimer le gaz du GZ4 à l'aide de deux stations de compression SC2 et SC4 du la ligne GZ3.
- Comprimer le gaz transporté à travers le MEDGAZ sous-marin à l'aide de deux (02) compresseurs multi-étages dans la station de compression à BENI-SAF (BSCS).

La ligne MEDGAZ (Configuration 02) transporte un débit de **1.616 million  $Sm^3/h$**

- Fixer le débit dans le terminal d'arrivée ARZEW à 1 million  $m^3/h$
- Fixer le débit dans le terminal d'arrivée ALMARIA à 1.616 million  $Sm^3/h$
- Fixer les débits des points de soutirage des centrales électrique sur la ligne GZ4 et GPDF
- Comprimer le gaz du GZ4 et du GPDF à l'aide de la station de compression SC3 de la ligne GPDF et deux stations de compression SC1 et SC3 du la ligne GZ3.
- Comprimer le gaz transporté à travers le MEDGAZ en sous-marin à l'aide de trois (03) compresseurs multi-étages dans la station de compression à BENI-SAF BSCS.

La ligne MEDGAZ (Configuration 03) peut transporter un débit max de 2.006 millions  $Sm^3/h$  avec réorientation du gaz allant vers le Maroc transitant par ELARICHA comme suit :

- Fixer le débit dans le terminal d'arrivée ALMARIA à 2.006 million  $Sm^3/h$
- Comprimer le gaz du GZ4 et du GPDF à l'aide des stations de compression SC3 de la ligne GPDF et SC1, SC2 et SC4 du la ligne GZ3.
- Comprimer le gaz transporté à travers MEDGAZ en sous-marin à l'aide de quatre (04) compresseurs multi-étages dans la station de compression à BENI-SAF BSCS.

Pour les débits 12 Milliards  $Sm^3/an$  et 16 Milliards  $Sm^3/an$  il est nécessaire de rajouter une ligne sous-marine parallèle à la ligne actuelle pour que les débits atteignent OPRT avec les conditions de pressions et températures exigées.

Simulation des cas possibles d'exploitation du système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ :

Nous allons présenter dans un tableau (Annexe) les résultats de la simulation des trois configurations en fonction des différentes demandes en débit des clients, chaque cas sera représenté comme suit :

- Le débit livré au le terminal départ.
- L'état des stations de compressions des gazoducs GPDF et GZ4 et le pipeline sous-marin MEDGAZ, et le nombre de turbocompresseurs en marche.
- Le débit des points de livraisons ; terminaux arrivées et points de prélèvement.

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

✓ Autre alternative possible :

Actuellement, le MEDGAZ à une capacité de transport de 8 milliards de mètres cube de gaz naturel par an. Cette capacité est suffisante pour répondre à la demande actuelle de gaz naturel en Europe.

Cependant, la demande de gaz naturel en Europe devrait augmenter de manière significative au cours des prochaines années, et il est donc important de s'assurer que le MEDGAZ peut répondre à cette demande croissante. Pour ce faire, nous devons examiner la possibilité d'augmenter le débit du gazoduc.

A partir des résultats de simulation, nous avons établi la répartition des débits entre le GPDF et GZ4 comme mentionné dans le tableau ci-dessous, ou, on a remarqué que le GPDF/EGPDF contribue le plus dans l'alimente le MEDGAZ par rapport au GZ4. Devant cet état des lieu, vu que la demande internationale en gaz augmente que ce soit a l'état gazeux ou liquéfier. Nous proposerons dans la suite de ce travail une autre alternative permettant d'augmenter la quantité de gaz à mettre sur le marché en dédiant le GZ4 entièrement à l'alimentation de l'usine GNL. Alors que le MEDGAZ sera maintenant exclusivement alimenté GPGF/EGPDF mais en augmentant sa capacité de transport par l'installation de nouvelles stations de compression pour porter son débit à 16 milliard Cm<sup>3</sup>/an

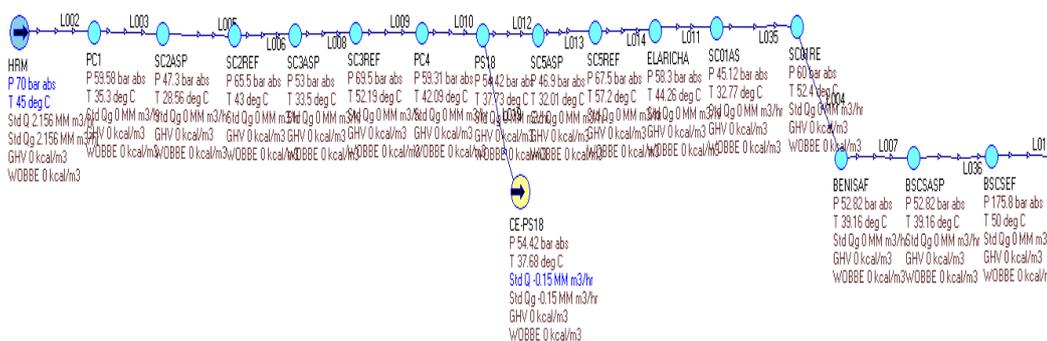
Le GPDF avec une seule station ne peut pas assurer le débit max du MEDGAZ. Pour ce fait, nous avons examiné plusieurs méthodes pour augmenter le débit du gazoduc. L'une des méthodes consiste à augmenter la pression du gaz dans le gazoduc. Cela peut être accompli qu'en ajoutant des stations de compressions au système.

Les cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ		Le pourcentage du partage des débits de livraison du MEDGAZ	
		GPDF	GZ4
Configuration 01	Débit au TA (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)		
	1,075 (8 Milliards m <sup>3</sup> /an)	714*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h	361*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h
	100%	66,42%	33,58%
Configuration 02	Débit au TA (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)		
	1,612 (12 Milliards m <sup>3</sup> /an)	125,1*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h	366*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h
	100%	77,35%	22,64%
Configuration 03	Débit au TA (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)		
	2,006 (16 Milliards m <sup>3</sup> /an)	128,4* 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h	722* 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h
	100%	64,01%	35,99%
Proposition (GPDF –EGPDF- MEDGAZ)	Débit au TA (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)		
	2,006 (16 Milliards m <sup>3</sup> /an)	200,6* 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h	/
	100%	100%	/

Tableau VI. 2: Le pourcentage du partage des débits de livraison du MEDGAZ

- ✓ Autre alternative : Le débit max que le système MEDGAZ peut transporter vers ALMARIA est 2.006 Millions **m<sup>3</sup>/h** (16 Milliard **m<sup>3</sup>/an**) en supposant que le débit est redirigé de ELARICHA vers BENISAF

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ



Coté MEDGAZ

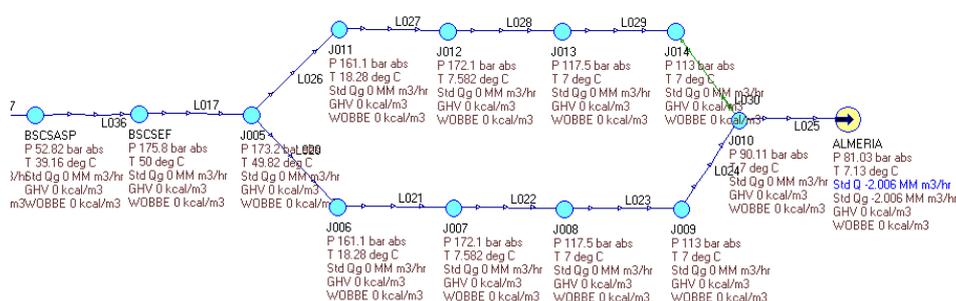


Figure VI. 6: La représentation de la simulation du système GPDF/EGPDF/MEDGAZ/ pour 16 milliards Sm<sup>3</sup>/an sous PIPEPHASE

VI.2.3.3. Interprétation des résultats

		Les stations de compression utilisées sur Le réseau					Débit au TD (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)	Débits des points de livraison (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)		
		GPDF		EGPDF	BSCS			HRM	CE_PS18	TA_ALMERIA
Le cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ	Débit (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)	SC2	SC3	SC5	SC01	BP	HP			
Proposition sur la configuration max	2,006 (16 Milliards m <sup>3</sup> /an)	✓	✓	✓	✓	✓				
		03	01	03	03		03TC	2,156	0,15	2,006

Tableau VI. 3: Résultats de la simulation du cas d'exploitation des gazoducs GPDF/EGPDF

Nous observons ce qui suit :

La ligne MEDGAZ (Configuration) peut transporter un débit max de 2.006 millions Sm<sup>3</sup>/h avec réorientation de tout le gaz allant vers le Maroc transitant par ELARICHA vers BENI SAF comme suit:

- Fixer le débit dans le terminal d'arrivée ALMERIA à 2.006 million Sm<sup>3</sup>/h
- Fixer le débit de point de prélèvement de la centrale électrique de PS18
- Comprimer le gaz du GPDF et de l'EGPDF à l'aide des stations de compression SC2,SC3 et SC5 de la ligne GPDF et la SC01 sur la ligne EGPDF

- Comprimer le gaz transporté à travers MEDGAZ en sous-marin à l'aide de quatre (04) compresseurs multi-étages dans la station de compression à **BENISAF BSCS**.

### VI.3. Régime de fonctionnement des stations de compression

#### VI.3.1. Problématique

Notre objectif principal dans cette partie du travail est de déterminer les paramètres de fonctionnement des stations de compression du réseau de transport GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ ainsi que leur consommation en gaz combustible pour les différents débits transportés et vérifier par la même occasion si les compresseurs de BSCS sont suffisants pour acheminer les différentes quantités vers ALMARIA (sous-marin).

#### VI.3.2. Moyen utilisé dans ce calcul

Nous allons effectuer notre calcul à l'aide d'un programme Microsoft Excel, en tenant compte des courbes caractéristiques des compresseurs et turbines.

#### VI.3.3. Données et résultats de calcul

##### VI.3.3.1. Configuration (01)

Cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ en réorientant le débit allant vers le terminal arrivé à ELARICHA vers BENISAF via l'EGPDF comme suit :

- La station de compression SC3 du GPDF en écoulement libre (SC3 en arrêt).
- Comprimer le gaz du GZ4 à l'aide de deux stations de compression SC2 et SC4 du GZ3.
- Comprimer le gaz transporté à travers MEDGAZ en sous-marin à l'aide de la station BSCS.
- Le débit entrée la station BSCS est 1.075 millions  $Sm^3/h$
- Le débit du gaz véhiculé dans la ligne GPDF est de 0.8642 millions  $Sm^3/h$ .
- Le débit du gaz véhiculé dans la ligne GZ4 est de 2.162 millions  $Sm^3/h$ .

Pour la configuration de fonctionnement 1, Nous avons besoin de 03 stations de compression en marche sur le système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ, SC2, SC4 du GZ3 et BSCS a BENISAF par conséquent nous allons étudier le régime de fonctionnement de ces stations, par la détermination des paramètres de fonctionnement et de la consommation en gaz combustible. Tout en vérifiant le point de fonctionnement des compresseurs BP et HP de la station de compression BSCS, MEDGAZ pour s'assurer que le nombre de compresseurs est suffisant.

##### VI.3.3.1.1. Les données

Les paramètres de fonctionnement pressions températures entrées, sorties stations SC2, SC4 du GZ3 et BSCS extrait de la simulation sous P ainsi que les caractéristiques stations issues des fiches techniques sont affichées dans le tableau suivant :

Données fixes				
	GZ4		BSCS	
	SC2	SC4	BP	HP
Débit ligne ; en [ $S\text{m}^3/\text{h}$ ]	2162000	1621000	1075000	1075000
Pression d'aspiration ; en [bars]	49,66	45,93	52,8582	90,00
Température d'aspiration ; en [K]	306,74	308,79	288,556	323,15
Pression de refoulement ; en [bars]	67,5	63	91,00	181
Température de refoulement ; en [K]	327,87	330,66	341,69	397,84
Densité relative $\Delta$	0,625	0,625	0,63	
Coefficient adiabatique $\gamma$	1,258	1,27	1,27	
Nombre de compresseurs	3	3	2	
Vitesse de rotation nominale ; en [tr/min]	6500		10595	
Rendement d'accouplement	0,98		0,98	
Hauteur de station ; en [m]	1055	1275	73	
Pouvoir calorifique inférieur du gaz ; en [ $\text{Kcal}/\text{m}^3$ ]	9375,86	9375,86	9381,32	
Température d'air au condition Standard ; en [K]	295,15	295,15	295,15	
Masse volumique du gaz au condition Standard ; en [ $\text{Kg}/\text{m}^3$ ]	$\rho_{\text{air}}^{\text{st}}=1,206$	1,206	1,206	
Constante du gaz ; en [ $\text{J}/\text{kmol} \cdot \text{°k}$ ]	8314	8314	8314	

Tableau VI. 4: Paramètres de calcul pour configuration (01)

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

En se référant aux courbes caractéristiques des compresseurs et des turbines des stations SC3 du GPDF et SC3 du GZ3, qui sont incluses en annexe, nous avons extrait les données suivantes :

Données courbes		
	SC2(GZ4)	SC4 (GZ4)
Puissance nominale turbine ; en [KW]	N <sub>iso</sub> = 10745,6	
Rendement thermique nominal turbine [KJ/KW*s]	η <sub>iso</sub> = 3,8452	
Facteur correction en tenant compte d'altitude	K <sub>p</sub> = 0,88	0,86
Facteur correction en tenant compte la température d'admission au compresseur.	N <sub>t</sub> = 0,96	0,96

Tableau VI. 5: Paramètres de données courbes pour configuration (01)

VI.3.3.1.2. Les calculs préliminaires

Tout d'abord en utilisant les formules de chapitre 1 et 4, on calcule les paramètres se trouvant dans le tableau suivant .Ces derniers paramètres, nous servirons dans les calculs des régimes de fonctionnement du compresseur et de la turbine. Ces calculs se trouvent dans les tableaux VI.5 et VI.6:

Paramètres	R <sub>gaz</sub> [J/Kg°K]	Z <sub>asp</sub>	ρ <sup>st</sup> [Kg/m <sup>3</sup> ]	ρ <sub>asp</sub> [Kg/m <sup>3</sup> ]	ρ <sup>n</sup> [Kg/m]	Taux de compression	Coefficient polytropique	
Formule	$\frac{\bar{R}}{M_{gaz}}$	1 $- 2 \cdot 10^6 \frac{\Delta^{1.5} P_{asp}}{T_{asp}^{3.5}}$	$\Delta * \rho_{air}^{st}$	$\frac{P_{asp}}{T_{asp} R_g Z_{asp}}$	$\Delta * \rho_{air}^n$	$\frac{P_{ref}^c}{P_{asp}^c}$	$\frac{\log \varepsilon}{\log \varepsilon - \log \frac{T_{ref}}{T_{asp}}}$	
GZ4	SC2	458.61	0.903	0,754	39.097	0,812	1.359	/
	SC4	458.61	0.912	0.754	35.55	0.812	1.371	/
BSCS	BP	457.12	0.871	0.759	46.027	0,818	1,722	1,452
	HP	457.12	0.852	0.759	71.53	0.818	2.011	1.371

Tableau VI. 6: Différents paramètres du gaz pour la configuration (01)

VI.3.3.1.3. Calcul du régime de fonctionnement du compresseur de la SC2 GZ4

- Le débit du compresseur aux conditions standards :

$$Q_{st\ com} = \frac{Q_{ligne}^{st}}{n_{compresseur}} = \frac{2.162 * 10^6}{3} = 12011.111 Sm^3/min$$

- Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration :

$$Q_{asp} = \frac{Q_{st\ com} \cdot \rho_{st}}{\rho_{asp}} = 231.56 \text{ m}^3/\text{min}$$

- Le débit du compresseur aux conditions normales :

$$Q_N = \frac{Q_{asp} \rho_{asp}}{\rho_N} = 11149.38 \text{ Nm}^3/\text{min}$$

- La hauteur adiabatique :

$$H_{ad} = \frac{1}{g} * Z_{asp} * R_g * T_{asp} * \frac{\gamma}{\gamma - 1} * \left( \varepsilon^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) = 4101.73m$$

Nous allons ensuite vers la courbe caractéristique du compresseur et nous définissons la vitesse de rotation du compresseur et son rendement polytropique, en introduisant le débit d'aspiration du compresseur et sa hauteur polytropique :

- Le rendement adiabatique du compresseur :

$$\eta = 79.5\%$$

- La vitesse de rotation de compresseur :

$$\Omega = 6202.083 \text{ tr}/\text{min}$$

- Le pourcentage de vitesse :

$$\% \Omega = \frac{\Omega}{\Omega_{nominal}} * 100 = 95.4\%$$

- La puissance absorbée par le compresseur :

$$N_{abs} = \frac{H_{ad} \cdot g \cdot (Q_n \rho_n)}{\eta_{ad}} = 7637.092 \text{ kw}$$

#### VI.3.3.1.4. Calcul le régime de fonctionnement de la turbine

- La puissance exigée sur l'arbre de la turbine :

$$N_{turb} = \frac{N_{abs}}{\eta_{accouplement}} = 7792.95kw$$

- Le pourcentage de la puissance exigée :

$$\% N_{turb} = \frac{N_{turb}}{N_{nominal}} * 100 = 72.52\%$$

- Le pourcentage de la puissance disponible :

$$\% N_{disp} = K_p * \% N_{turb} = 84.48\%$$

## Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

N.B : : Il est a remarqué que pour procéder aux calculs ci-dessous, on doit en premier lieu s'assurer que le résultat de (6.12) est inférieur à (6.13), dans le cas contraire, la turbine n'est pas adaptée pour entrainer notre compresseur.

- Détermination du pourcentage de rendement de la turbine pour la température d'admission et la pression 1bar :

Nous allons vers la courbe caractéristique de la turbine et nous déterminons le pourcentage de rendement de la turbine pour la pression 1 bar, en introduisant le pourcentage de vitesse et le pourcentage de puissance :

$$\eta_{turb}^{1bar} = 110\%$$

Mais la station se trouve à l'altitude 1055 m donc il est nécessaire de faire la correction suivante :

$$\% \eta_t = \frac{\eta_{turb}^{1bar}}{K_p} = \frac{110}{0.88} = 1.25\%$$

$K_p$  : Coefficient de correction en tenir compte de l'altitude

Ce résultat obtenu est le rendement thermique pour les conditions réelles d'exploitation.

- Le rendement thermique de la turbine :

$$\eta_t = \eta_t^{nom} * \% \eta_t = 4.807 = \frac{1}{4.807} = 0.208$$

- Détermination de débit du gaz combustible consommé par un compresseur :

$$Q_{gaz-con} = \frac{N_{turb}^{exig}}{\eta_t * PCI} = 3433.101 m^3/h$$

- Le débit du gaz combustible consommé par la station :

$$Q_{gaz-station} = Q_{gaz-con} * n_{comp} = 10299 m^3/h$$

- ❖ Les mêmes étapes pour calcul régime de fonctionnement du compresseur de station SC4 de la ligne GZ4 nous donne :

SC4 (GZ4)	
Le débit du compresseur aux conditions standards ; en [ $\text{Sm}^3/\text{min}$ ]	$Q_{st} = 9005.555$
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [ $\text{Sm}^3/\text{min}$ ]	$Q_{asp} = 190.93$
La hauteur adiabatique ; en [m]	$H_{ad} = 4304.69$
Le rendement adiabatique du compresseur	$\eta = 0,81$
La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	$\Omega = 5964.7$
Le pourcentage de vitesse	$\% \Omega = 91.76\%$
La puissance absorbée par le compresseur ; en [KW]	$N_{abs} = 5898.114$

Tableau VI. 7: Régime de fonctionnement de compresseur pour configuration (01)

## ❖ Calcul le régime de fonctionnement de la turbine de SC4 (GZ4)

	SC4 (GZ4)
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	$N_{turb} = 6018.484$
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	$\% N_{turb} = 56\%$
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	$\% N_{dipo} = 82.56\%$
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar ; en [%]	$\eta_{turb}^{1bar} = 120\%$
Le rendement thermique de la turbine	$\eta_t = 0,186$
Débit du gaz combustible de la station ; en [ $\text{m}^3/\text{h}$ ]	$Q_{gaz-con} = 8879.035$

Tableau VI. 8: Régime de fonctionnement de la turbine de SC3 (GZ3) pour configuration (01)

## ❖ Vérification du nombre de compresseurs à faire fonctionner à BSCS :

On dispose de compresseurs centrifuges avec deux sections back to back une BP et l'autre HP. Il sera donc nécessaire de vérifier pour les conditions d'exploitation si le point de fonctionnement se trouve dans la plage souhaité que ce soit dans la section BP que HP à l'aide des courbes caractéristiques.

Premièrement nous allons déterminer le point de fonctionnement du compresseur BP en se basant sur la hauteur polytropique et le débit aux conditions d'aspiration, ce qui permet de déduire la vitesse de rotation et le rendement polytropique la section BP.

Ensuite, on déduit la hauteur polytropique du 2eme étage à partir du débit aux conditions d'aspiration de la section HP et la vitesse de rotation déterminée dans la section BP (car les deux sections BP et HP tourne à la même vitesse puisqu'ils sont entraînés par une même turbine).

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

- La puissance totale de compression :

On calcul la puissance exigée pour un compresseur a 2 sections comme suit :

Puissance totale :

$$N_{tot} = (N_{abs(BP)} + N_{abs(HP)})$$

Puissance exigée :

$$N_{exig} = \frac{N_{tot}}{\eta_{mec}}$$

Alors on continuera les calculs :

	BSCS 1 <sup>er</sup> étage (BP)	BSCS 2 <sup>eme</sup> étage (HP)
<b>Le débit du compresseur aux conditions standards ;en[Sm<sup>3</sup>/h]</b>	$Q_{st} = 537500$	537500
<b>Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ;en [Sm<sup>3</sup>/min]</b>	$Q_{asp} = 147.758$	95.082
<b>La Hauteur polytropique ; en [m]</b>	$H_{poly} = 6928.58$	5946.28
<b>Le rendement polytropique du compresseur</b>	$\eta = 83.75\%$	77.6%
<b>La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]</b>	$\Omega = 8794$	8794
<b>Le pourcentage vitesse</b>	$\% \Omega = 83\%$	83%
<b>La puissance absorbé par le compresseur de chaque étage ; en [KW]</b>	$N_{abs} = 9000,069$	13943.44
<b>La puissance total de compresseur ; en [KW]</b>	$N_{tot} = 23053.663$	
<b>La puissance exigé de compresseur ; en [KW]</b>	$N_{exig} = 23524.14$ 6	

Tableau VI. 9: Régime de fonctionnement des compresseurs (BP et HP) de BSCS pour configuration (01)

- REMARQUE :

L'intersection de débit d'aspiration HP ( $Q_{asp} = 95.08223 \text{ Sm}^3/\text{min}$ ) et la vitesse de rotation ( $\Omega = 8794 \text{ tr/min}$ ) dans la courbe de caractéristique de compresseur HP, nous permettra de déterminer la valeur de la hauteur polytropique ( $H_{poly} = 5946.28 \text{ m.}$ )

❖ Les courbes caractéristiques de compresseurs BP et HP :

Pour vérifier si les compresseurs disponibles dans la station BSCS pour le débit de la configuration étudiée suffisent, il suffit d'insérer le point de fonctionnement dans les courbes caractéristiques HP et BP. Nous remarquons que le nombre de compresseurs pour ce cas est suffisant étant donné que le point de fonctionnement se situe dans la plage de fonctionnement comme mentionné dans la Figure 6.5 et Figure 6.6 :

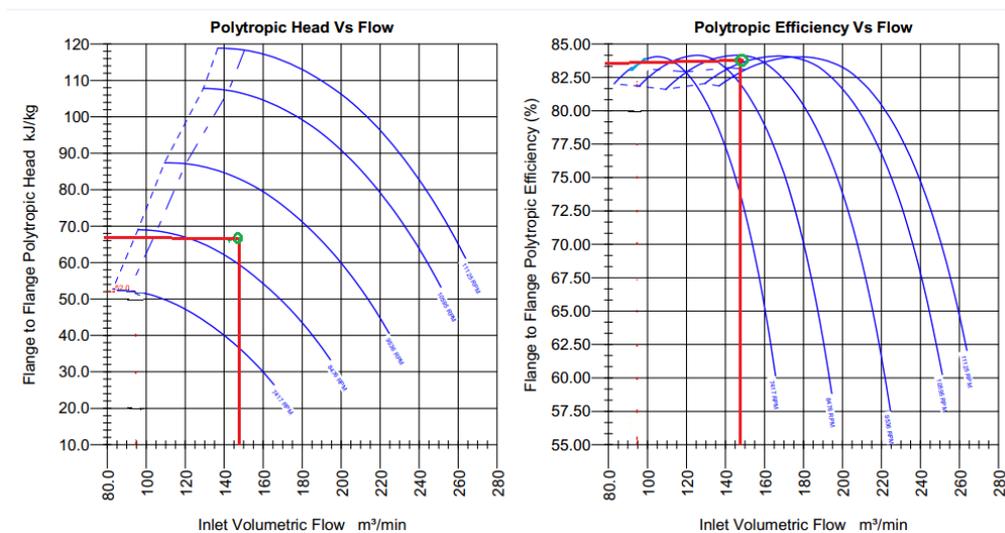


Figure VI. 7: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 8 milliards Sm<sup>3</sup>/an

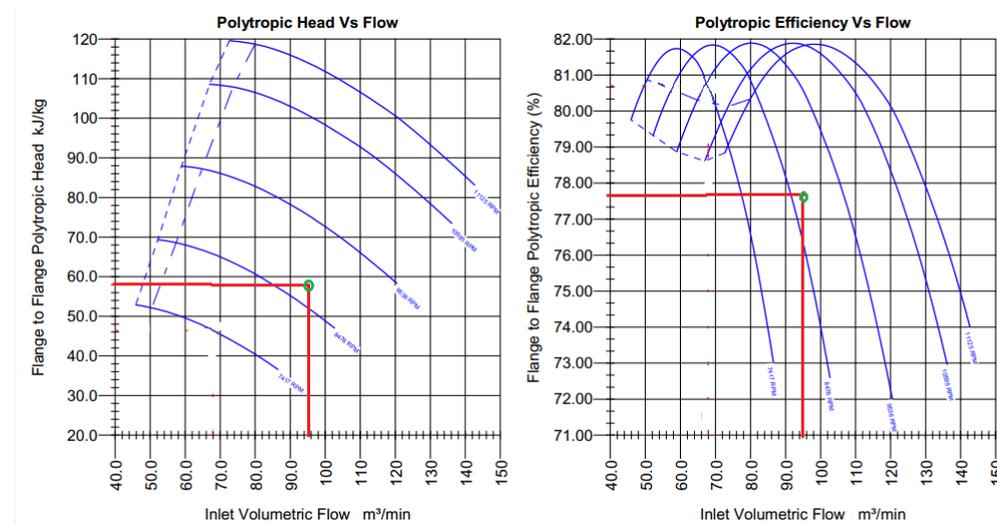


Figure VI. 8: Courbe caractéristique du compresseur HP de BSCS pour 8 milliard Sm<sup>3</sup>/an

✓ Interprétation des résultats :

On remarque que trois (03) stations de compression sont nécessaires pour assurer le transport du débit de 8 Milliards m<sup>3</sup>/an avec une ligne de pipeline sous-marin (MEDGAZ) via le système GZA/ GPDF /EGPDF/MEDGAZ.

**Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ**

Les turbines des stations SC2 et SC4 de GZ3 consomment chaque heure respectivement: 10299 m<sup>3</sup> et 8879.036 m<sup>3</sup> de gaz combustible pour fournir l'énergie nécessaire au transport 1,0 Million Sm<sup>3</sup>/h vers ARZEW et 1,075 Million Sm<sup>3</sup>/h vers OPRT et aux points de prélèvement des centrales électriques à travers le réseau de gazoducs GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ.

Pour les points de fonctionnements de compresseurs BP et HP de BSCS, nous remarquons que pour les conditions d'exploitation la vitesse de rotation est égale à 8794 tr/min ce qui est inférieure à la vitesse de rotation nominale égale à 10595 tr/min et nous remarquons que le point de fonctionnement se situe dans la zone acceptable loin des zones de gavage et pompage par conséquent le nombre de compresseur est suffisant.

**VI.3.3.2. Configuration (02)**

Cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ avec un débit transporté vers ALMARIA de 1.616 Million Sm<sup>3</sup>/an.

Nous allons transporter le gaz dans le gazoduc MEDGAZ comme suit :

- Comprimer le gaz du GPDF à l'aide de la station de compression SC3.
- Les stations SC1 et SC3 en marche pour GZ4.
- Comprimer le gaz transporté à travers MEDGAZ en sous-marin à l'aide de la station BSCS.
- Le débit entré de la station BSCS est 1.616 millions Sm<sup>3</sup>/h
- Le débit du gaz véhiculé dans la ligne GZ4 est de 2.167 millions Sm<sup>3</sup>/h.
- Le débit du gaz véhiculé dans la ligne GPDF est de 1.401 millions Sm<sup>3</sup>/h

Nous remarquons que dans ce cas 04 stations sont nécessaires, sur le système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ, SC3 du GPDF, SC1 et SC3 du GZ3 et BSCS a BENISAF par conséquent nous allons étudier le régime de fonctionnement de ces stations, par la détermination des paramètres de fonctionnement et de la consommation en gaz combustible. Tout en vérifiant le point de fonctionnement des compresseurs BP et HP de la station de compression BSCS, MEDGAZ pour s'assurer que le nombre de compresseurs est suffisant.

**VI.3.3.2.1. Les données**

Données fixes					
	GPDF	GZ4		BSCS	
	SC3	SC1	SC3	BP	HP
Débit ligne ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	1401000	2167000	2167000	1616000	1616000
Pression d'aspiration ; en [bars]	45,95	52,28	49,07	46,285	84,00
Température d'aspiration ; en [K]	293,45	313,5	306,24	288,96	323,15

## Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

Pression de refoulement ; en [bars]	65	69,5	68	85,00	150,05
Température de refoulement ; en [K]	316,63	323,15	328,71	349,01	397,84
Densité relative $\Delta$	0,634	0,625	0,625	0,63	
Coefficient adiabatique $\gamma$	1,303	1,258	1,27	1,303	
Nombre de compresseurs	1	3	3	2	
Vitesse de rotation nominale ; en [tr/min]	6500	6500		10595	
Rendement d'accouplement	0,98	0,98		0,98	
Hauteur de station ; en [m]	965,96	1055	1275	73	
Pouvoir calorifique inférieur du gaz ; en [Kcal/m <sup>3</sup> ]	9386,79	9375,86		9381,32	
Température d'air à la condition Standard ; en [K]	295,15	295,15	295,15	295,15	
Masse volumique du gaz au condition Standard ; en [Kg/m <sup>3</sup> ]	$\rho_{air}^{st}=1,206$	1,206	1,206	1,206	
Constante du gaz ; en [J/kmol°k]	8314	8314	8314	8314	

Tableau VI. 10: Paramètres de données fixes pour configuration (02)

A l'aide des courbes caractéristiques des compresseurs et des turbines de la SC3 (GPDF) et SC1, SC3 (GZ4) qui figurent dans l'annexe, on extrait les données suivantes :

Données courbes			
	GZ4		GPDF
	SC1	SC3	SC3
Puissance nominale turbine ; en [KW]	N <sub>iso</sub> = 10745,6		23270
Rendement thermique nominal turbine [KJ/KW*s]	η <sub>iso</sub> = 3,8452		2,6569
Facteur correction en tenant compte de l'altitude	K <sub>p</sub> = 0,916	0,88	0,89
Facteur correction en tenant compte la température d'admission au compresseur.	N <sub>t</sub> = 0,96	0,96	0,96

Tableau VI. 11: Paramètres et données issus des courbes pour la configuration (02)

### VI.3.3.2.2. Les calculs préliminaires

Les calculs des paramètres du gaz sont dans le tableau suivant :

Paramètres	R <sub>gaz</sub> [J/Kg°K]	Z <sub>asp</sub>	ρ <sup>st</sup> [Kg/m <sup>3</sup> ]	ρ <sub>asp</sub> [Kg/m <sup>3</sup> ]	ρ <sup>n</sup> [Kg/m]	Taux de compression	Coefficient polytropique	
Formule	$\frac{\bar{R}}{M_{gaz}}$	1 $- 2.10^6 \frac{\Delta^{1.5} P_{asp}}{T_{asp}^{3.5}}$	$\Delta * \rho_{air}^{st}$	$\frac{P_{asp}}{T_{asp} R_g Z_{asp}}$	$\Delta * \rho_{air}^n$	$\frac{P_{ref}^c}{P_{asp}^c}$	$\frac{\log \varepsilon}{\log \varepsilon - \log \frac{T_{ref}}{T_{asp}}}$	
GZ4	SC1	458.61	0.905	0,754	40.16	0,812	1.329	/
	SC3	458.61	0.903	0.754	38.67	0.812	1.385	/
GPDF	SC3	455.64	0.893	0.764	38.49	0.824	1.414	1.281
BSCS	BP	457.12	0.887	0.759	39.49	0,818	1,836	1.451
	HP	457.12	0.861	0.759	65.99	0.818	1.786	1.371

Tableau VI. 12: Différents paramètres du gaz pour la configuration (02)

- ✓ Le calcul du régime de fonctionnement des compresseurs et des turbines des stations de compression mentionnées précédemment nous donne :
- ✓ Pour les compresseurs :

	SC3 (GPDF)	SC1 (GZ4)	SC3(GZ4)
Le débit du compresseur aux conditions standards ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	Q <sub>st</sub> = 1401000	721333.33	<b>724000</b>
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	Q <sub>asp</sub> = 27830,04	13536.306	<b>14112.07</b>

Le débit du compresseur aux conditions normales ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	$Q_N = 1299696.923$	669580.37	672061.7
La Hauteur polytropique ; en [m]	$H_{poly} = 4385.207$	/	/
La hauteur adiabatique ; en [m]	$H_{ad} = /$	3890.0183	4364.62
Le rendement polytropique / adiabatique du compresseur	$\eta_{poly} = 0,85$	$\eta_{ad} = 0,7966$	$\eta_{ad} = 0.795$
La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	$\Omega = 6215.62$	6012.5	6283.33
Le pourcentage vitesse ; en [%]	$\% \Omega = 95.6$	92.5	96.66
La puissance absorbée par le compresseur ; en [KW]	$N_{abs} = 15094.894$	7235.044	8164.165

Tableau VI. 13: Régime de fonctionnement des compresseurs pour configuration (02)

Pour les turbines :

	SC3 (GPDF)	SC1 (GZ4)	SC3 (GZ4)
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	$N_{turb} = 13374,922$	7382.69	8330.78
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	$\% N_{turb} = 57$	68.7	77.5
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	$\% N_{dipo} = 85$	87.93	83.6
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	$\eta_{turb}^{1bar} = 112$	112.95	108.03
Le rendement thermique de la turbine	$\eta_t = 0,302$	0.21	0,211
Débit du gaz combustible de la station ; en [m <sup>3</sup> /h]	$Q_{gaz-con} = 4152,566$	9625	10813

Tableau VI. 14: Régime de fonctionnement des turbines pour configuration (02)

✓ Régime de fonctionnement des compresseurs BP et HP de BSCS

Lorsqu'on réalise les calculs avec deux (02) compresseurs dans la station de compression BSCS en considérant la configuration 2, on obtient les résultats suivants en adoptant la même démarche précédente:

$$Q_{asp} = 15532.79 \text{ Sm}^3/\text{h} = 258.87 \text{ Sm}^3/\text{min}$$

$$H_{poly} = 7992.67 \text{ m}$$

La courbe suivant montre la position de point de fonctionnement :

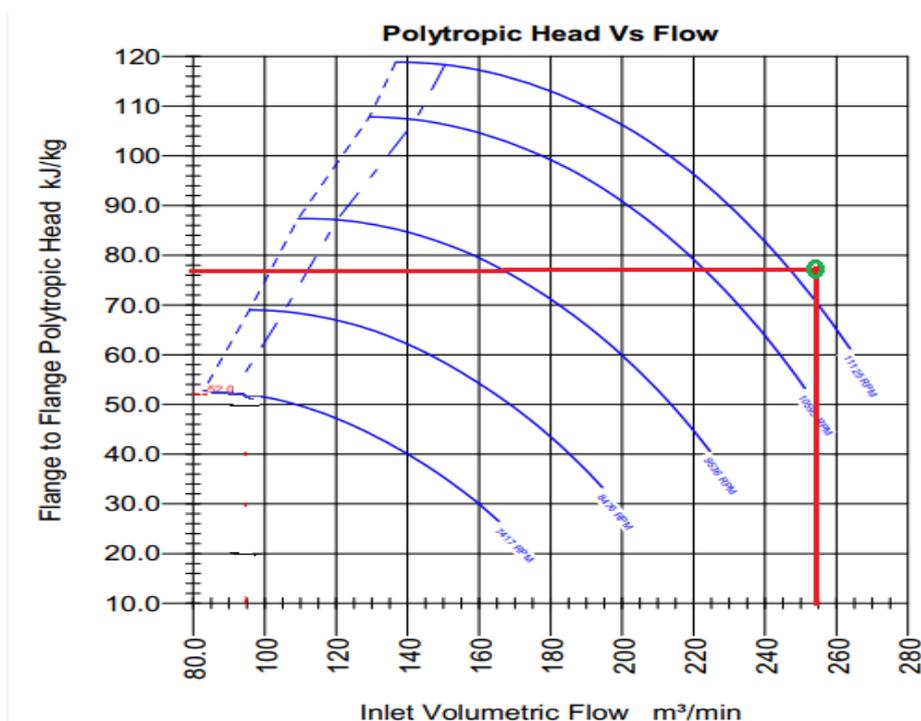


Figure VI. 9: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 12 milliards/an (deux compresseurs en marche)

- REMARQUE :

La vitesse de rotation de compresseur BP est supérieure à la vitesse de rotation nominale. C'est-à-dire :  $11125 \text{ tr/min} > 105995 \text{ tr/min}$  pour deux compresseurs, Alors le point de fonctionnement du compresseur est supérieur a la limite maximale de vitesse de rotation.

Donc il devient nécessaire de rajoute un troisième compresseur, avec 3 TC nous obtenons les résultats suivants :

✓ Régime de fonctionnement des compresseurs de BSCS

	BSCS 1 <sup>er</sup> étage (BP)	BSCS 2 <sup>eme</sup> étage (HP)
Le débit du compresseur aux conditions standards ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	$Q_{st} = 538666.667$	538666.667
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [Sm <sup>3</sup> /min]	$Q_{asp} = 172.58$	103.279
La Hauteur polytropique ; en [m]	$H_{poly} = 7992.67$	7520.24
Le rendement polytropique du compresseur	$\eta = 83.44\%$	79.5%

La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	$\Omega = 9680.41$	9680.41
Le pourcentage vitesse	$\% \Omega = 91.36\%$	91.36%
La puissance absorbé par le compresseur de chaque étage ; en [KW]	$N_{abs} = 10417.41$	11296.386
La puissance total de compresseur ; en [KW]	$N_{tot} = 21694.74$	
La puissance exigé de compresseur ; en [KW]	$N_{exig} = 22137.48$	

Tableau VI. 15: Régime de fonctionnement du compresseurs (BP et HP) de BSCS pour la configuration (02)

✓ Les courbes caractéristiques du compresseur BP et HP de BSCS

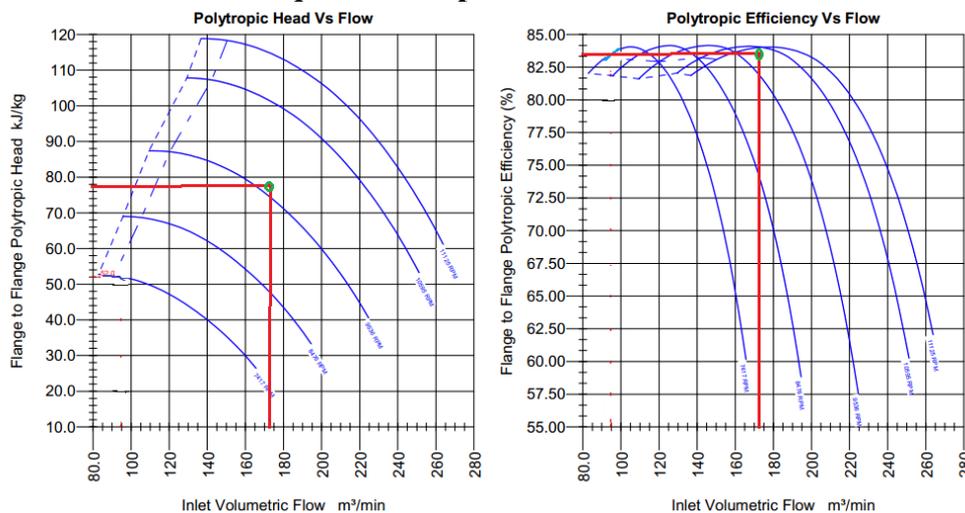


Figure VI. 10: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 12 milliard Sm3/an

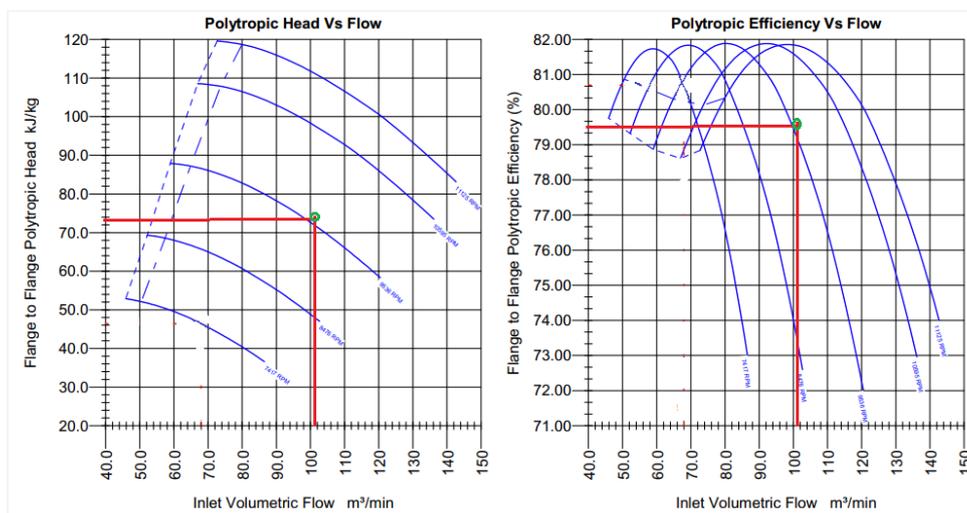


Figure VI. 11: Courbe caractéristique du compresseur HP de BSCS pour 12 milliards m3/an

✓ **Interprétation des résultats :**

On remarque que trois (04) stations de compression sont nécessaires pour assurer le transport du débit de 12 Milliards  $Sm^3$ /an avec deux pipelines sous-marins (MEDGAZ) via le système GZ4/ GPDF /EGPDF/MEDGAZ

Les turbines des stations SC3 de GPDF et SC1,SC3 du GZ3 consomment chaque heure respectivement: 4530.28  $m^3$  et 9625  $m^3$  et 10813 de gaz combustible pour fournir l'énergie nécessaire au transport 1,0 Million  $m^3$ /h vers ARZEW et 1,616 Million  $m^3$ /h vers OPRT et aux points de prélèvement des centrales électriques à travers le réseau de gazoducs GZ4/ GPDF /EGPDF/MEDGAZ.

On remarque que l'utilisation de deux compresseurs à BSCS et un gazoduc sous-marin (MEDGAZ) ne suffisent pas pour transporter un débit de 1,6016 Million  $m^3$ /h OPRT alors il est nécessaire de rajouter un troisième compresseur et un gazoduc supplémentaire en parallèle de même caractéristique.

Pour les points de fonctionnements de compresseurs BP et HP de BSCS, nous remarquons que pour les conditions d'exploitation la vitesse de rotation est égale à 9680.41 tr/min ce qui est inférieure à la vitesse de rotation nominale égale à 10595 tr/min et nous remarquons que le point de fonctionnement se situe dans la zone acceptable loin des zones de gavage et pompage par conséquent le nombre de 3 compresseurs est suffisant pour cette configuration.

### VI.3.3.3. Configuration (03)

Cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ pour le débit max transporter vers ALMARIA de 2.006Million  $Sm^3/h$

Nous allons transporter le gaz dans le gazoduc MEDGAZ comme suit :

- Comprimer le gazoduc GPDF à l'aide de la station de compression SC3.
- Comprimer le gazoduc GZ4 avec 3 stations SC1, SC2 et SC4.
- Comprimer le gaz transporté à travers le MEDGAZ sous-marin à l'aide de la station BSCS.
- Le débit entré la station BSCS est 2.006 millions  $Sm^3/h$
- Le débit du gaz véhiculé dans la ligne GPDF est de 1.434 millions  $Sm^3/h$ .
- Le débit du gaz véhiculé dans la ligne GZ4 est de 2.322 millions  $Sm^3/h$ .

Pour la configuration de fonctionnement (03), Nous avons besoin de 05 stations de compression en marche sur le système GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ, SC3 du GPDF, SC1,SC2 et SC4 du GZ3 et BSCS a BENISAF par conséquent nous allons étudier le régime de fonctionnement de ces stations, par la détermination des paramètres de fonctionnement et de la consommation en gaz combustible. Tout en vérifiant le point de fonctionnement des compresseurs BP et HP de la station de compression BSCS, MEDGAZ pour s'assurer que le nombre de

compresseurs est suffisant.

**VI.3.3.3.1. Les données**

Données fixes						
	GPDF	GZ4			BSCS	
	SC3	SC1	SC2	SC4	BP	HP
Débit ligne ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	1434000	2322000	2322000	1982000	2006000	2006000
Pression d'aspiration ; en [bars]	48,44	48,22	53,74	46,98	46,342	88,00
Température d'aspiration ; en [K]	293,69	314,06	316,8	307,04	288,96	323,15
Pression de refoulement ; en [bars]	65,9	65,5	70,5	65,8	89,00	176,40
Température de refoulement ; en [K]	314,21	323,15	323,15	330,3	349,01	397,84
Densité relative Δ	0,634	0,625	0,625	0,625	0,63	
Coefficient adiabatique γ	1,303	1,258	1,258	1,27	1,303	
Nombre de compresseurs	1	3	3	3	3	
Vitesse de rotation nominale ; en [tr/min]	6500	6500		6500	10595	
Rendement d'accouplement	0,98	0,98		0,98	0,98	
Hauteur de station ; en [m]	965,96	853	1055	1275	73	
Pouvoir calorifique inférieur du gaz ; en [Kcal/m <sup>3</sup> ]	9386,79	9375,86			9381,32	
Température d'air à la condition Standard ; en [K]	295,15	295,15	295,15	295,15	295,15	
Masse volumique du gaz au condition Standard ; en [Kg/m <sup>3</sup> ]	$\rho_{air}^{st}=1,206$	1,206	1,206	1,206	1,206	
Constante du gaz ; en [J/kmol°k]	8314	8314	8314	8314	8314	

**Tableau VI. 16: Paramètres et données pour la configuration (03)**

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

A l'aide des courbes caractéristiques des compresseurs et des turbines qui figurent enannexe, on extrait les données suivantes :

Données courbes				
	GZ4			GPDF
	SC1	SC2	SC4	SC3
Puissance nominale turbine ; en [KW]	N <sub>iso</sub> = 10745,6			23270
Rendement thermique nominal turbine [KJ/KW*s]	η <sub>iso</sub> = 3,8452			2,6569
Facteur correction en tenant compte de l'altitude	K <sub>p</sub> = 0,916	0,88	0,86	0,89
Facteur correction en tenant compte la température d'admission au compresseur.	N <sub>t</sub> = 0,96	0,96	0,96	0,96

Tableau VI. 17: Paramètres et données issus des courbes pour configuration (03)

VI.3.3.3.2. Les calculs préliminaires

Les calculs des paramètres du gaz sont dans le tableau suivant :

Paramètres	R <sub>gaz</sub> [J/Kg°K]	Z <sub>asp</sub>	ρ <sup>st</sup> [Kg/m <sup>3</sup> ]	ρ <sub>asp</sub> [Kg/m <sup>3</sup> ]	ρ <sup>n</sup> [Kg/m]	Taux de compression	Coefficient polytropique	
Formule	$\frac{\bar{R}}{M_{gaz}}$	$1 - 2 \cdot 10^6 \frac{\Delta^{1.5} P_{asp}}{T_{asp}^{3.5}}$	$\Delta * \rho_{air}^{st}$	$\frac{P_{asp}}{T_{asp} R_g Z_{asp}}$	$\Delta * \rho_{air}^n$	$\frac{P_{ref}^c}{P_{asp}^c}$	$\frac{\log \varepsilon}{\log \varepsilon - \log \frac{T_{ref}}{T_{asp}}}$	
GZ4	SC1	458.61	0.913	0,754	36.66	0,812	1.358	/
	SC2	458.61	0.906	0.754	40.82	0.812	1.312	/
	SC4	458.61	0.908	0.764	36.3	0.824	1.401	1.281
GPDF	SC3	455.64	0.887	0.764	40.79	0.824	1.36	1.281
BSCS	BP	457.12	0.887	0.759	39.49	0,818	1,836	1.451
	HP	457.12	0.861	0.759	65.99	0.818	1.786	1.371

Tableau VI. 18: Différent paramètres du gaz pour configuration (03)

- ✓ Calcul du régime de fonctionnement des compresseurs et des turbines des stations de compression mentionnées précédemment nous donne :
- ✓ Pour les compresseurs :

	SC3 (GPDF)	SC1 (GZ4)	SC2(GZ4)	SC4(GZ4)
Le débit du compresseur aux conditions standards ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	$Q_{st} = 1434000$	774000	774000	660666.66
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	$Q_{asp} = 26877.268$	15913.2	14292.31	13559.48
Le débit du compresseur aux conditions normales ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	$Q_N = 1330310.769$	718470	718476.01	613272.78
La Hauteur polytropique ; en [m]	$H_{poly} = 3854.5$	/	/	/
La hauteur adiabatique ; en [m]	$H_{ad} = /$	4238.14	3746.33	4554.29
Le rendement polytropique / adiabatique du compresseur	$\eta_{poly} = 0,86$	$\eta_{ad} = 0,783$	$\eta_{ad} = 0.79$	$\eta_{ad} = 0.8033$
La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	$\Omega = 5795$	6391	6066.66	6337.5
Le pourcentage vitesse ; en [%]	$\% \Omega = 89.15$	98.3	93.33	97.5
La puissance absorbée par le compresseur ; en [KW]	$N_{abs} = 13418.7$	8604.95	7538.995	7693.431

Tableau VI. 19: Régime de fonctionnement des compresseurs pour la configuration (03)

✓ Pour les turbines

	(SC3 (GPDF))	SC1 (GZ4)	SC2(GZ4)	SC4 (GZ4)
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	$N_{turb} = 13692.55$	8780.56	7692.85	7850.44
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	$\% N_{turb} = 58.8$	81.7	71.59	73.05
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	$\% N_{dipo} = 85.44$	87.93	84.48	82.56
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	$\eta_{turb}^{1bar} = 112.25$	106	111.42	109.33
Le rendement thermique de la turbine	$\eta_t = 0,298$	0.224	0.205	0.2045
Débit du gaz combustible de la station ; en [m <sup>3</sup> /h]	$Q_{gaz-con} = 4199.857$	10743	10298	10551.9

Tableau VI. 20: Régime de fonctionnement de la turbine pour configuration (03)

## ✓ Régime de fonctionnement des compresseurs BP et HP de BSCS

Lorsqu'on réalise les calculs avec trois (03) compresseurs dans la station de compression BSCS

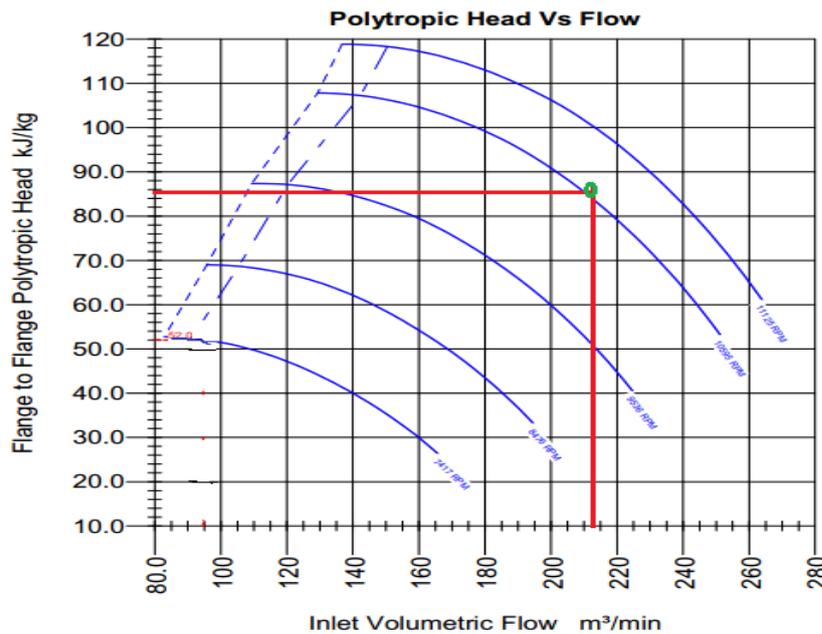
**Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ**

en considérant la configuration 3, on obtient les résultats suivants en adoptant la même démarche précédente :

$$Q_{asp} = 12680.76 \text{ Sm}^3/\text{h} = 211.346 \text{ Sm}^3/\text{min}$$

$$H_{poly} = 8576.99 \text{ m}$$

La courbe suivante montre la position de point de fonctionnement :



**Figure VI. 12: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 16 milliards/an (trois compresseurs sont utilisés)**

**Commentaire :**

On remarque que le point de fonctionnement du compresseur tombe dans une zone où la vitesse de rotation est supérieure à la vitesse de rotation nominale

$$\Omega = 10701 \text{ tr/min} > 10595 \text{ tr/min}$$

Donc il est nécessaire de rajouter un quatrième compresseur, les résultats pour 4 TC Sont les suivants

✓ **Régime de fonctionnement des compresseurs de BSCS**

	<b>BSCS 1<sup>er</sup> étage (BP)</b>	<b>BSCS 2<sup>eme</sup> étage (HP)</b>
<b>Le débit du compresseur aux conditions standards ;en[Sm<sup>3</sup>/h]</b>	$Q_{st} = 500000$	500000

<b>Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [Sm<sup>3</sup>/min]</b>	$Q_{asp} = 158.51$	90.81
<b>La Hauteur polytropique ; en [m]</b>	$H_{poly} = 8576.99$	8834.55
<b>Le rendement polytropique du compresseur</b>	$\eta = 84.06\%$	81.66%
<b>La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]</b>	$\Omega = 0077.25$	9977.25
<b>Le pourcentage vitesse</b>	$\% \Omega = 94.17\%$	94.17%
<b>La puissance absorbé par le compresseur de chaque étage ; en [KW]</b>	$N_{abs} = 10308.06$	12310.7
<b>La puissance total de compresseur ; en [KW]</b>	$N_{tot} = 22709.052$	
<b>La puissance exigé de compresseur ; en [KW]</b>	$N_{exig} = 23172.5$	

Tableau VI. 21: Régime de fonctionnement des compresseurs (BP et HP) de BSCS pour la configuration (03)

✓ Les courbes caractéristiques du compresseur BP et HP de BSCS

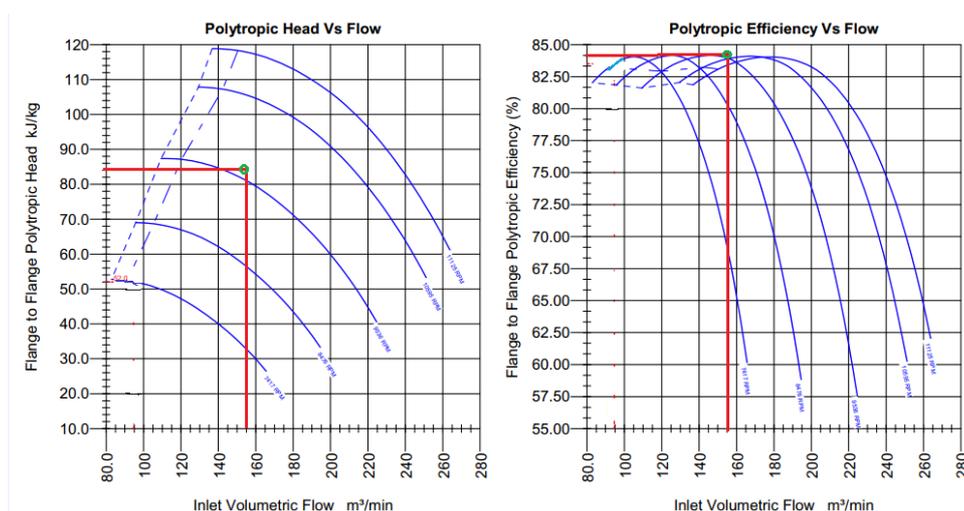
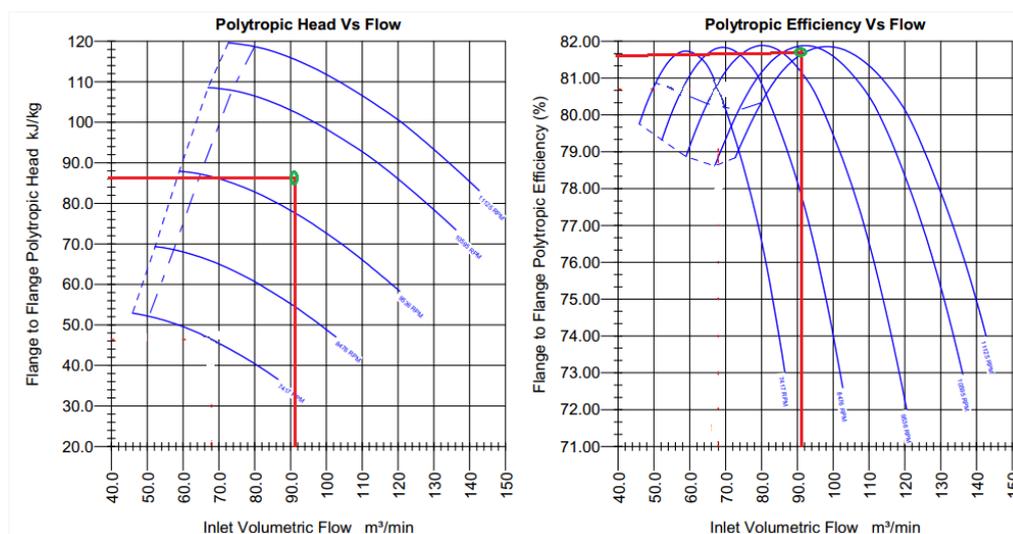


Figure VI. 13: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 16 milliards Sm<sup>3</sup>/an



**Figure VI. 14: Courbe caractéristique du compresseur HP de BSCS pour 16 milliards  $Sm^3/an$**

✓ **Interprétation des résultats :**

On remarque que quatre (05) stations de compression sont nécessaires pour assurer le transport du débit de 16 Milliards  $Sm^3/an$  avec deux pipelines sous-marins (MEDGAZ) via le système GZA/GPDF/EGPDF/MEDGAZ

Les turbines des stations SC3 de GPDF et SC1, SC2 et SC4 du GZ3 consomment chaque heure respectivement: 4199.86  $m^3$ , 10743  $m^3$  et 10298  $m^3$  et 10551.9  $m^3$  de gaz combustible pour fournir l'énergie nécessaire au transport 1,0 Million  $m^3/h$  vers ARZEW et 2,006 Million  $m^3/h$  vers OPRT et les débits des points de prélèvement des centrales électriques à travers le réseau de gazoducs GZA/GPDF/EGPDF/MEDGAZ.

On remarque une augmentation de la température de refoulement dans la SC3 qui dépasse les 60°C d'où la nécessité d'installer des aéroréfrigérants pour baisser la température du gaz jusqu'à 50°C

On remarque que l'utilisation de trois compresseurs à BSCS ne suffisent pas pour transporter un débit de 2,006 Million  $m^3/h$  OPRT alors il est nécessaire de rajouter un quatrième compresseur tout en gardant deux gazoducs sous-marins en parallèle.

Pour les points de fonctionnements de compresseurs BP et HP de BSCS, nous remarquons que pour les conditions d'exploitation la vitesse de rotation est égale à 9977.25 tr/min ce qui est inférieure à la vitesse de rotation nominale égale à 10595 tr/min et nous remarquons que le point de fonctionnement se situe dans la zone acceptable loin des zones de gavage et pompage par conséquent le nombre de 4 compresseurs est suffisant pour cette configuration.

#### VI.3.3.4. L'autre alternative

Cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ pour le débit max transporté vers ALMARIA de 2.006Million  $Sm^3/h$  via le gazoduc GPDF/EGPDF

Nous allons transporter le gaz dans le gazoduc MEDGAZ comme suit :

- Il faut transformer les PC à des stations pour assurer ce débit
- La compression du gaz provenant des installations GPDF et EGPDF sera réalisée à l'aide de 3 stations de compression SC2, SC3 et SC5 de la ligne GPDF et de la station de compression SC01 de la ligne EGPDF.
- Le débit entré la station BSCS est 2.006 millions  $Sm^3/h$
- Le débit du gaz véhiculé dans la ligne GPDF est de 2.156 millions  $Sm^3/h$ .
- Le débit du gaz véhiculé dans la ligne EGPDF est de 2.006 millions  $Sm^3/h$ .

Pour cette configuration de fonctionnement, Nous avons besoin de 05 stations de compression en marche sur le système GPDF/EGPDF/MEDGAZ, SC2, SC3 et SC5 du GPDF, SC01 du EGPDF et BSCS a BENISAF par conséquent nous allons étudier le régime de fonctionnement de ces stations, par la détermination des paramètres de fonctionnement et de la consommation en gaz combustible. Tout en vérifiant le point de fonctionnement des compresseurs BP et HP de la station de compression BSCS, MEDGAZ pour s'assurer que le nombre de compresseurs est suffisant.

#### VI.3.3.4.1. Les données

Données fixes						
	GPDF			EGPDF	BSCS	
	SC2	SC3	SC5	SC01	BP	HP
Débit ligne ; en [ $Sm^3/h$ ]	2156000	2156000	2006000	2006000	2006000	2006000
Pression d'aspiration ; en [bars]	47,3	53	46,98	45,12	52,82	88
Température d'aspiration ; en [K]	301,71	306,65	304,76	305,92	288,96	323,15
Pression de refoulement ; en [bars]	66	69	67,5	60	89,00	175,8
Température de refoulement ; en [K]	316,15	325,34	330,35	325,55	349,01	390,87
Densité relative $\Delta$	0,634	0,634	0,634	0,634	0,634	
Coefficient adiabatique $\gamma$	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303	
Nombre de compresseurs	3	1	3	3	3	

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

Vitesse de rotation nominale ; en [tr/min]	6500	6500		6500	10595
Rendement d'accouplement	0,98	0,98		0,98	0,98
Hauteur de station ; en [m]	807	965,96	1077,31	1126	73
Pouvoir calorifique inférieur du gaz ; en [Kcal/m <sup>3</sup> ]	9386,79				9386,79
Température d'air à la condition Standard ; en [K]	295,15	295,15	295,15	295,15	295,15
Masse volumique du gaz au condition Standard ; en [Kg/m <sup>3</sup> ]	$\rho_{air}^{st}=1,206$	1,206	1,206	1,206	1,206
Constante du gaz ; en [J/kmol°k]	8314	8314	8314	8314	8314

Tableau VI. 22: Paramètres et données pour l'autre alternative

A l'aide des courbes caractéristiques des compresseurs et des turbines qui figurent enannexe, on extrait les données suivantes :

Données courbes				
	GPDF			EGPDF
	SC2	SC5	SC3	SC01
<b>Puissance nominale turbine ; en [KW]</b>	N <sub>iso</sub> = 10745,6		2370	10745,6
<b>Rendement thermique nominal turbine [KJ/KW*s]</b>	$\eta_{iso}= 3,8452$		2,6569	3,8452
<b>Facteur correction en tenant compte de l'altitude</b>	K <sub>p</sub> = 0,91	0,88	0,89	0,875
<b>Facteur correction en tenant compte la température d'admission au compresseur.</b>	N <sub>t</sub> = 0,96	0,96	0,96	0,96

Tableau VI. 23: Paramètres et données issus des courbes pour l'autre alternative

VI.3.3.4.2. Les calculs préliminaires

Les calculs des paramètres du gaz sont dans le tableau suivant :

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

Paramètres	$R_{\text{gaz}}$ [J/Kg°K]	$Z_{\text{asp}}$	$\rho^{\text{st}}$ [Kg/m <sup>3</sup> ]	$\rho_{\text{asp}}$ [Kg/m <sup>3</sup> ]	$\rho^n$ [Kg/m]	Taux de compression	Coefficient polytropique	
Formule	$\frac{\bar{R}}{M_{\text{gaz}}}$	1 $- 2.10^6 \frac{\Delta^{1.5} P_{\text{asp}}}{T_{\text{asp}}^{3.5}}$	$\Delta * \rho_{\text{air}}^{\text{st}}$	$\frac{P_{\text{asp}}}{T_{\text{asp}} R_g Z_{\text{asp}}}$	$\Delta * \rho_{\text{air}}^n$	$\frac{P_{\text{ref}}^c}{P_{\text{asp}}^c}$	$\frac{\log \varepsilon}{\log \varepsilon - \log \frac{T_{\text{ref}}}{T_{\text{asp}}}}$	
GPDF	SC2	454.64	0.899	0,754	38.23	0,824	1.358	/
	SC3	455.64	0.906	0.754	40.82	0.824	1.312	1.274
	SC5	455.64	0.90	0.764	37.57	0.824	1.43	/
EGPDF	SC01	455.64	0.909	0.764	35.61	0.824	1.33	/
BSCS	BP	455.64	0.9	0.764	41.176	0,824	1,685	1.397
	HP	455.64	0.853	0.764	70.02	0.824	2.01	1.375

Tableau VI. 24: Différent paramètres du gaz pour l'autre alternative

- ✓ Calcul du régime de fonctionnement des compresseurs et des turbines des stations de compression mentionnées précédemment nous donne :
- ✓ Pour les compresseurs :

	GPDF			EGPDF
	SC2	SC3	SC5	SC01
Le débit du compresseur aux conditions standards ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	$Q_{st} = 2156000$	2156000	2006000	660666.66
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	$Q_{asp} = 14371.64$	38745.032	13949.22	14357.7
Le débit du compresseur aux conditions normales ; en [Sm <sup>3</sup> /h]	$Q_N = 666863.345$	1994538.46	636124.19	620467.49
La Hauteur polytropique ; en [m]	$H_{\text{poly}} = /$	3456.29	/	/
La hauteur adiabatique ; en [m]	$H_{\text{ad}} = 4347.98$	/	4801.286	3791.12
Le rendement polytropique / adiabatique du compresseur	$\eta_{ad} = 0,793$	$\eta_{ad} = 0,84$	$\eta_{ad} = 0.803$	$\eta_{ad} = 0.7883$
La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	$\Omega = 6283.33$	6158.75	6337.5	6120.83
Le pourcentage vitesse ; en [%]	$\% \Omega = 96.66$	94.75	97.5	94.16
La puissance absorbée par le compresseur ; en [KW]	$N_{\text{abs}} = 8210.039$	18475.59	8537.225	6700.216

Tableau VI. 25: Régime de fonctionnement des compresseurs pour l'autre alternative

- ✓ Pour les turbines

	GPDF			EGPDF
	SC2	SC3	SC5	SC01
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	$N_{turb} = 8377.59$	18852.65	8711.45	6836.95
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	$\%N_{turb} = 77.96$	81	81	63.6
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	$\%N_{dipo} = 87.36$	84.55	83.6	84
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	$\eta_{turb}^{1bar} = 107.66$	103.06	107.33	115
Le rendement thermique de la turbine	$\eta_t = 0,219$	0.325	0.213	0.1978
Débit du gaz combustible de la station ; en [m <sup>3</sup> /h]	$Q_{gaz-con} = 10467$	5309.32	11220.67	9489

Tableau VI. 26: Régime de fonctionnement de la turbine pour l'autre alternative

✓ Régime de fonctionnement des compresseurs BP et HP de BSCS

Lorsqu'on réalise les calculs avec trois (03) compresseurs dans la station de compression BSCS en considérant la configuration 3, on obtient les résultats suivants en adoptant la même démarche précédente :

$$Q_{asp} = 12998,358 \text{ Sm}^3/\text{h} = 216.39 \text{ Sm}^3/\text{min}$$

$$H_{poly} = 7358.466 \text{ m}$$

La courbe suivante montre la position de point de fonctionnement :

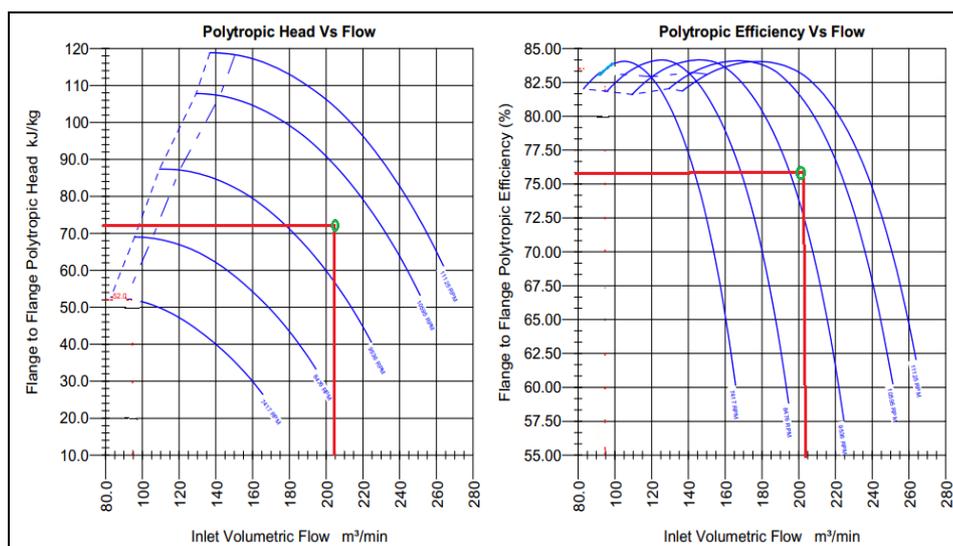
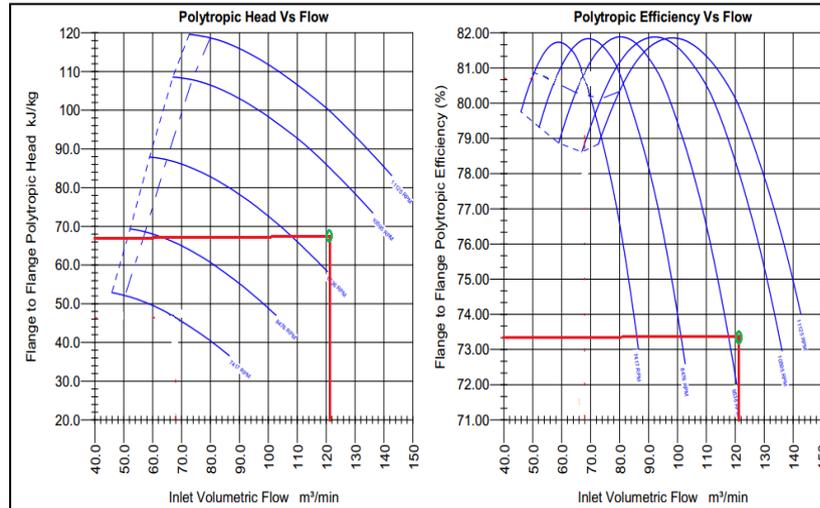


Figure VI. 15: Courbe caractéristique du compresseur BP de BSCS pour 16 milliards/an (trois compresseurs sont)



**Figure VI. 16: Courbe caractéristique du compresseur HP de BSCS pour 16 milliards/an (trois compresseurs sont)**

**- Commentaire :**

On remarque que le point de fonctionnement du compresseur tombe dans une zone où la vitesse de rotation est inférieure à la vitesse de rotation nominale

$$\Omega = 9995.6 \text{ tr/min} < 10595 \text{ tr/min}$$

**- Remarque :**

Pour l'alternative du transport de 16 milliards m<sup>3</sup> de gaz par le MEDGAZ, exclusivement via le GPDP/EGPDF, nous remarquons que le nombre de turbocompresseur à mettre en marche dans la station de compression de BENI-SAF est de 3. Donc, on peut voir dans cette configuration, qu'il n'est pas nécessaire de faire fonctionner 4 TC. Cela est due à la pression d'aspiration de la station de BENISAF qui plus importante dans ce cas de figure. Cette pression plus élevée induit un débit volumique réel plus faible, ce qui nous permet de s'abstenir du 4ème compresseur, et de fonctionner seulement avec 3, ce qui est bénéfique en termes de consommation d'énergie.

✓ **Régime de fonctionnement des compresseurs de BSCS**

	<b>BSCS 1<sup>er</sup> étage (BP)</b>	<b>BSCS 2<sup>eme</sup> étage (HP)</b>
<b>Le débit du compresseur aux conditions standards ;en[Sm<sup>3</sup>/h]</b>	$Q_{st} = 500000$	500000

Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [ $\text{Sm}^3/\text{min}$ ]	$Q_{asp} = 158.51$	90.81
La Hauteur polytropique ; en [m]	$H_{poly} = 8576.99$	8834.55
Le rendement polytropique du compresseur	$\eta = 84.06\%$	81.66%
La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	$\Omega = 9977.25$	9977.25
Le pourcentage vitesse	$\% \Omega = 94.17\%$	94.17%
La puissance absorbé par le compresseur de chaque étage ; en [KW]	$N_{abs} = 10308.06$	12310.7
La puissance total de compresseur ; en [KW]	$N_{tot} = 22709.052$	
La puissance exigé de compresseur ; en [KW]	$N_{exig} = 23172.5$	

Tableau VI. 27: Régime de fonctionnement des compresseurs (BP et HP) de BSCS pour la configuration (03)

✓ **Interprétation des résultats :**

On remarque que quatre (05) stations de compression sont nécessaires pour assurer le transport du débit de 16 Milliards  $\text{Sm}^3/\text{an}$  avec deux pipelines sous-marins (MEDGAZ) via le système GZA/GPDF /EGPDF/MEDGAZ

Les turbines des stations SC2, SC3 et SC5 de GPDF et SC01 consomment chaque heure respectivement :  $4199.86 \text{ m}^3$ ,  $10743 \text{ m}^3$  et  $10298 \text{ m}^3$  et  $10551.9 \text{ m}^3$  de gaz combustible pour fournir l'énergie nécessaire au transport  $2,006 \text{ Million } \text{m}^3/\text{h}$  vers OPRT et les débits des points de prélèvement des centrales électriques à travers le réseau de gazoducs GPDF /EGPDF/MEDGAZ.

On remarque une augmentation de la température de refoulement dans la SC3 qui dépasse les  $60^\circ\text{C}$  d'où la nécessité d'installer des aéroréfrigérants pour baisser la température du gaz jusqu'à  $50^\circ\text{C}$

On remarque que l'utilisation de trois compresseurs à BSCS ne suffisent pas pour transporter un débit de  $2,006 \text{ Million } \text{m}^3/\text{h}$  OPRT alors il est nécessaire de rajouter un quatrième compresseur tout en gardant deux gazoducs sous-marins en parallèle.

Pour les points de fonctionnements de compresseurs BP et HP de BSCS, nous remarquons que pour les conditions d'exploitation la vitesse de rotation est égale à  $9959.6 \text{ tr/min}$  ce qui est inférieure à la vitesse de rotation nominale égale à  $10595 \text{ tr/min}$  et nous remarquons que le point de fonctionnement se situe dans la zone acceptable loin des zones de gavage et pompage par conséquent le nombre de 4 compresseurs est suffisant pour cette configuration.

## VI.4. Conclusion

Après analyse des différentes configurations précédentes nous constatons que :

Pour un débit de 8 Milliards  $Sm^3/an$  on peut utiliser un seul gazoduc sous-marin alors que pour un débit 12 Milliards  $Sm^3/an$  et 16 Milliards  $Sm^3/an$  il est nécessaire de rajouter un autre gazoduc sous-marin de même caractéristique identique et parallèle que le premier parce que des attentes sont déjà posées et pour assurer le transport des quantités souhaitées tout en respectant les conditions d'exploitation.

Pour augmenter le débit transporté du système MEDGAZ, il est nécessaire de rajouter également des compresseurs à BSCS, troisième compresseurs pour atteindre 12 milliards  $Sm^3/an$  et un quatrième compresseurs pour atteindre 16 Milliard  $Sm^3/an$ .

Pour passé de la 3<sup>ème</sup> phase de MEDGAZ, il est recommandé de procéder au renforcement des installations existantes :

- Le gazoduc GPDF dans le but d'assurer un débit de 16 milliard  $Cm^3/an$  au MEDGAZ nécessitera :
- ✓ L'Implantation de 3 nouvelles stations de compression sur le GPDF et EGPDF équipés de batterie d'aéro-réfrigérants pour baisser la température du gaz qui aura tendance à dépassé les 60°C

## VI.5. Risque de formation de condensat et d'hydrates

### VI.5.1. Problématique

Dans cette section, nous allons procéder à une étude permettant de détecter et de localiser les zones du gazoduc sous-marin où il y a risque potentiel d'accumulation de condensats ainsi que de formation d'hydrates.

La simulation sera effectuée sur le gazoduc MEDGAZ qui relie BSCS (Beni Saf, Algérie) au OPRT (Almaria, Espagne) pour les trois configurations étudiées précédemment.

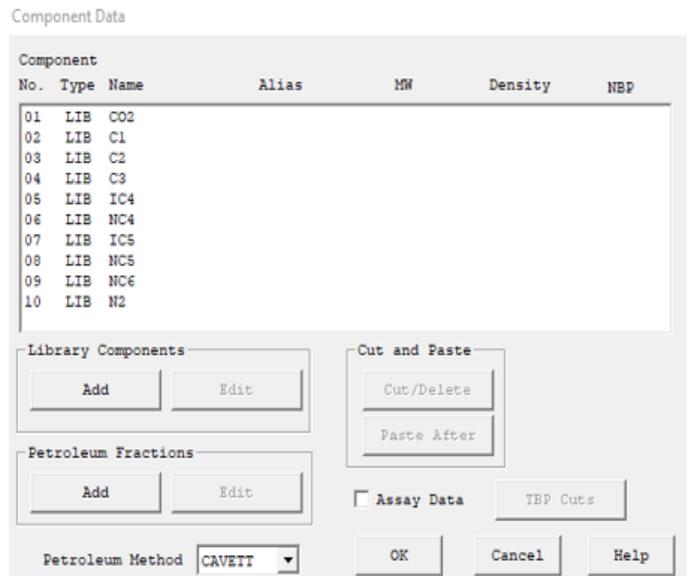
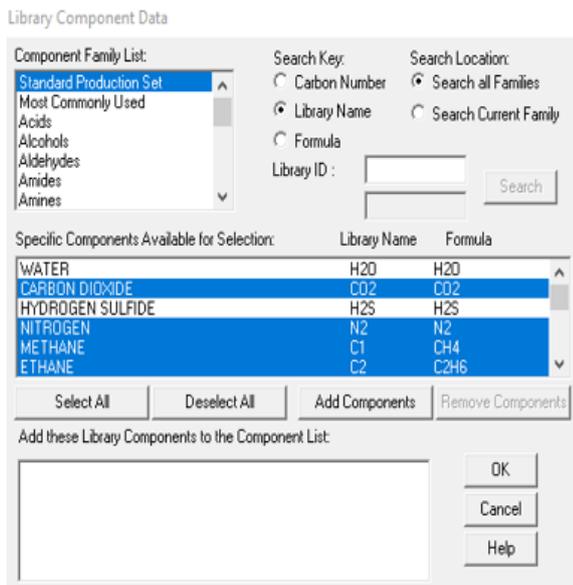
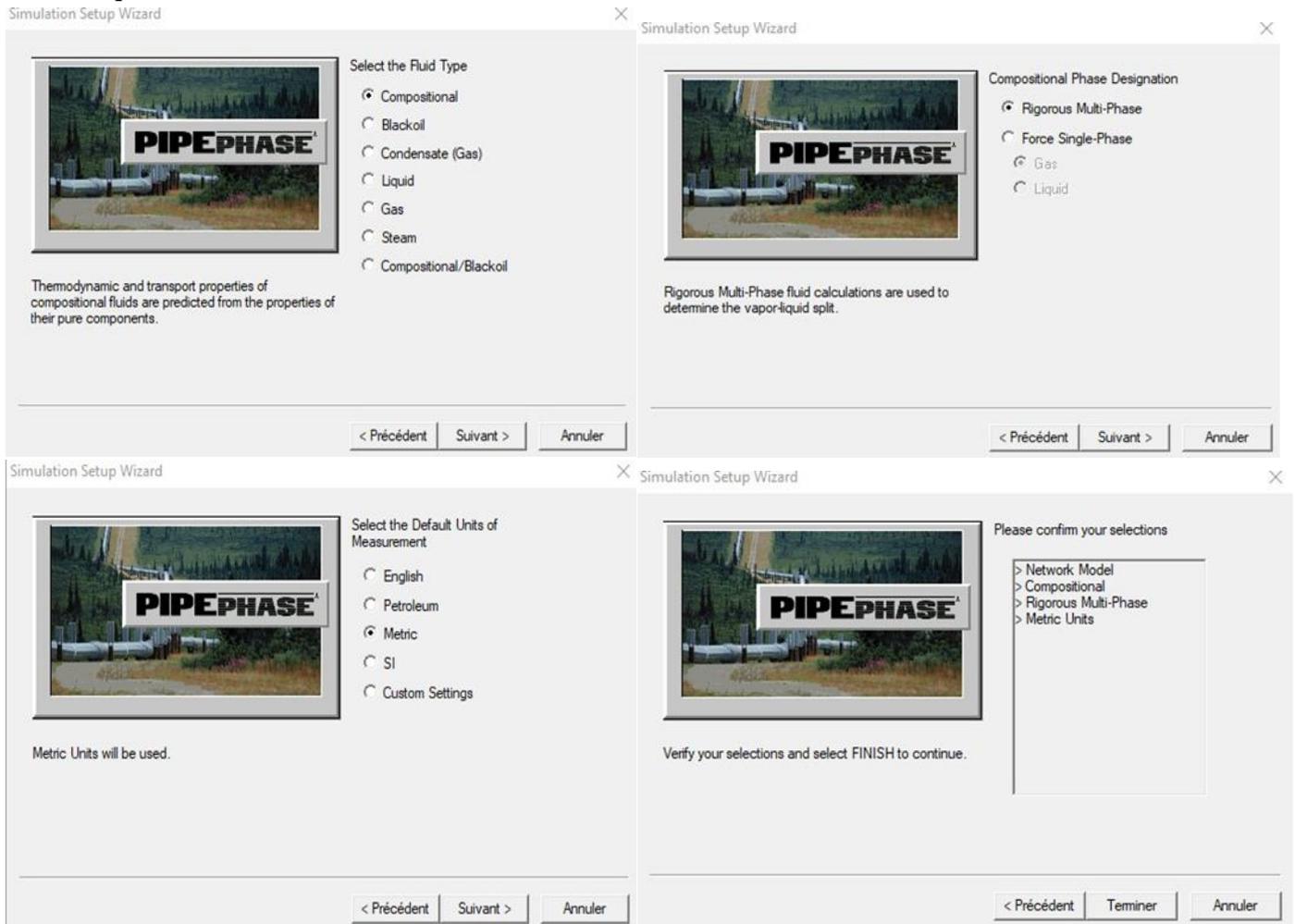
### VI.5.2. Simulation diphasique sous PIPEPHASE

PIPEPHASE après avoir reçu la composition du gaz, il nous fournit les caractéristiques du fluide qui s'écoule. Ces caractéristiques sont les suivants :

- La courbe de l'enveloppe de phase correspondant à la composition chimique du gaz dans chaque tronçon de pipe.
- La quantité de Hold-up et tous les paramètres contrôlant l'écoulement multiphasique (vitesse moyenne, vitesse superficielle...etc.) Ainsi que le type d'écoulement du fluide à l'intérieur de la conduite.
- La viscosité et la densité de chaque phase.

## Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

Les étapes à suivre au début de la simulation multiphasique pour introduire les compositions chimiques sont les suivantes :



	Component Name	Composition Mole %
1	CO2	1.4739
2	N2	1.4743
3	C1	87.4754
4	C2	8.1257
5	C3	1.0916
6	IC4	0.0911
7	NC4	0.1126
8	IC5	0.0254
9	NC5	0.0183
10	NC6	0.0163

Figure VI. 17: Les principales étapes de la simulation diphasique

- **Remarque :**

L'introduction de la composition chimique se fera comme suite : Après la confirmation des sélections, on sélectionne les composants du gaz transporté dans « Library component Data », puis on introduit leurs pourcentages dans la liste qui existe dans « compositional source ».

### VI.5.2.1. Les résultats des simulations

Les données utilisées pour les simulations sont :

✓ **Les conditions climatiques :**

Pour les besoins du calcul de transfert de chaleur entre l'eau (gazoduc sous-marin) et le produit transporté, la température moyenne suivante de l'eau a été considérée pour le cas hiver  $T = 7^{\circ}\text{C}$ .

✓ **Caractéristiques du gaz naturel à transporter :**

La composition chimique du gaz transporté est représentée dans le tableau au début de ce chapitre (Figure 7.1).

✓ **Le sens d'écoulement :**

- la ligne MEDGAZ (Configuration 01) peut transporter un débit de **1.075 millions  $\text{Sm}^3/\text{h}$**  en réorientant le débit allant vers le terminal arrivé à ELARICHA vers BENISAF via l'EGPDF comme suit :
  - Le débit dans le terminal d'arrivée OPRT ALMARIA est de 0,8 millions  $\text{kg}/\text{h}$ .
  - Pression départ de terminal BSCS est de 181 bar (abs).
- la ligne MEDGAZ (Configuration 02) transporte un débit de **1.616 million  $\text{Sm}^3/\text{h}$**  avec réorientation du débit allant vers ELARICHA vers beni saf comme suit :
  - Le débit dans le terminal d'arrivée ALMARIA à 1,2 million  $\text{kg}/\text{h}$ .

## Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

- Pression et Température départ de terminal BSCS sont respectivement à 150,05 bar (abs) et 50°C .
- la ligne MEDGAZ (Configuration 03) transporte un débit de 2.006 millions  $Sm^3/h$  avec réorientation du débit allant vers ELARICHA vers benisaf comme suit :
- Le débit dans le terminal d'arrivée ALMARIA à 1,6 million kg/h.
- Pression et Température départ de terminal BSCS sont respectivement à , 19bar (abs) et 50°C .

- **Remarque :**

Pour la configuration (02) et la configuration (03) : on a deux lignes identiques et parallèles. Alors nous avons fait l'étude sur une seule ligne en devisant le débit transporté par deux C'est-à-dire que le débit transporté vers OPRT ALMARIA dans configuration (02) sera de 0,6 kg/h alors que pour la configuration (03) le débit transporté sera de 0,8 kg/h. tout en gardant les mêmes caractéristiques : pressions et températures de départ et arrivée, Température de départ et arrivée

Le débit de la configuration (03) divisé par 2 étant identique au débit de la configuration (01) avec un pipeline, alors il ne sera pas nécessaire d'étudier la configuration (01) étant donné que les résultats sont similaires

### VI.5.2.1.1. Résultats de la simulation pour l'étude des risques de formation de Condensat

Les résultats détaillés sont récupérés du rapport Excel :

- 1) Le rapport de flash,
- 2) Rapport d'écoulement,
- 3) Diagramme de phase
- 4) Carte d'écoulement diphasique en cas de formation d'une deuxième phase pour chaque tronçon du gazoduc.

Celui qui nous intéresse le plus est le cinquième et le septième tronçon.

- ✓ **Pour la configuration (01) et configuration (03)**

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

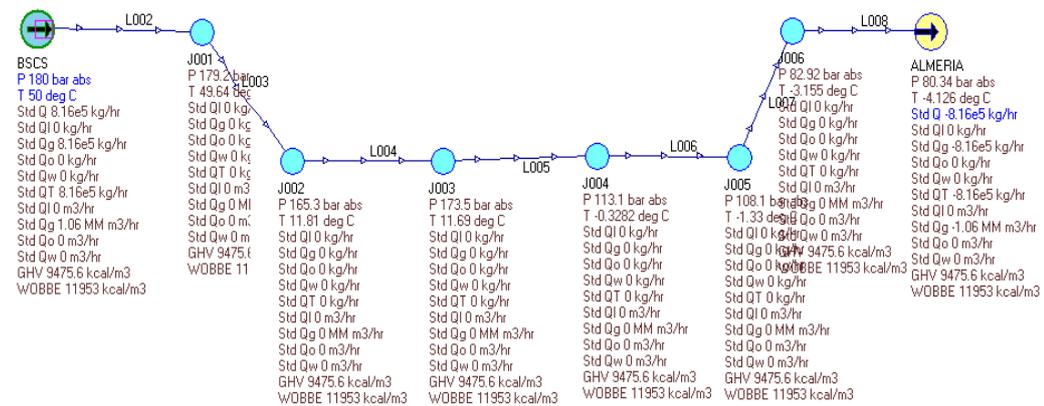


Figure VI. 18: La représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude des risques de formation de condensat pour les configurations (01) et (03) avec un débit 0.8 million kg/h

✓ Configuration (02)

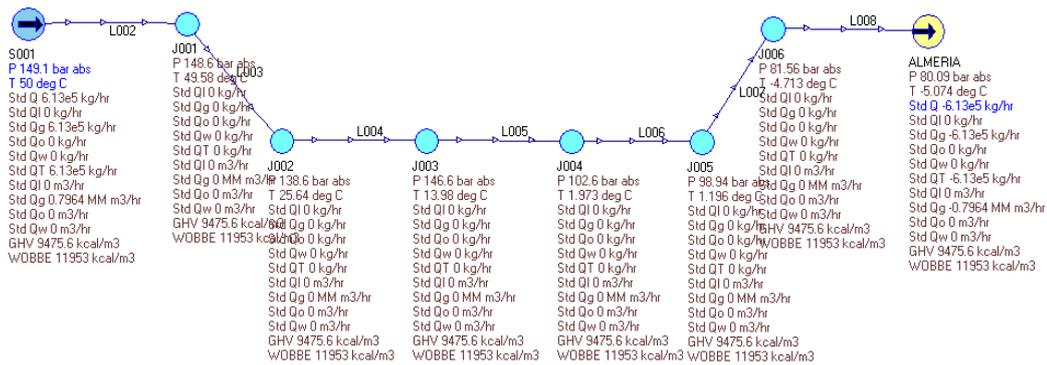


Figure VI. 19: La représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude des risques de formation de condensat pour la configuration (02) avec un débit 0.6 million kg/h

✓ L'autre alternative

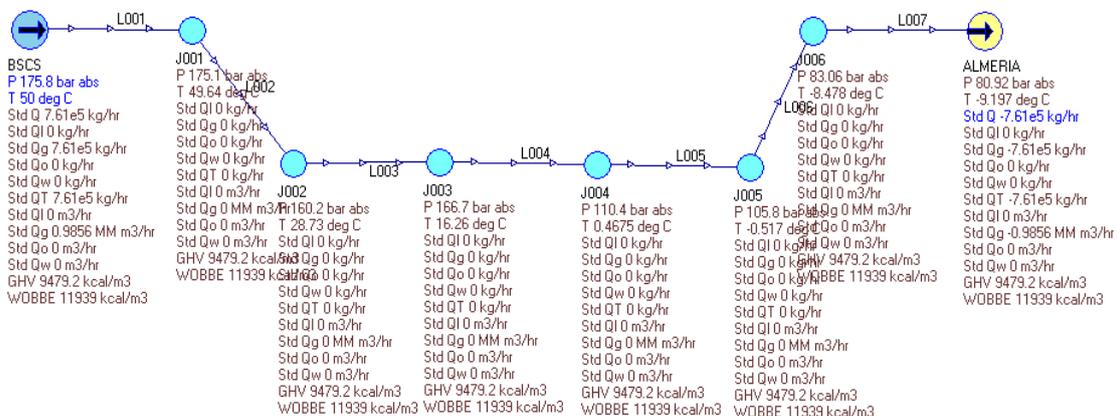


Figure VI. 20: La représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude des risques de formation de condensat pour la configuration max avec un débit 0.76 million kg/h

✓ Enveloppe de phase des différents tronçons de La ligne MEDGAZ

- Configuration (01) et Configuration (03) :

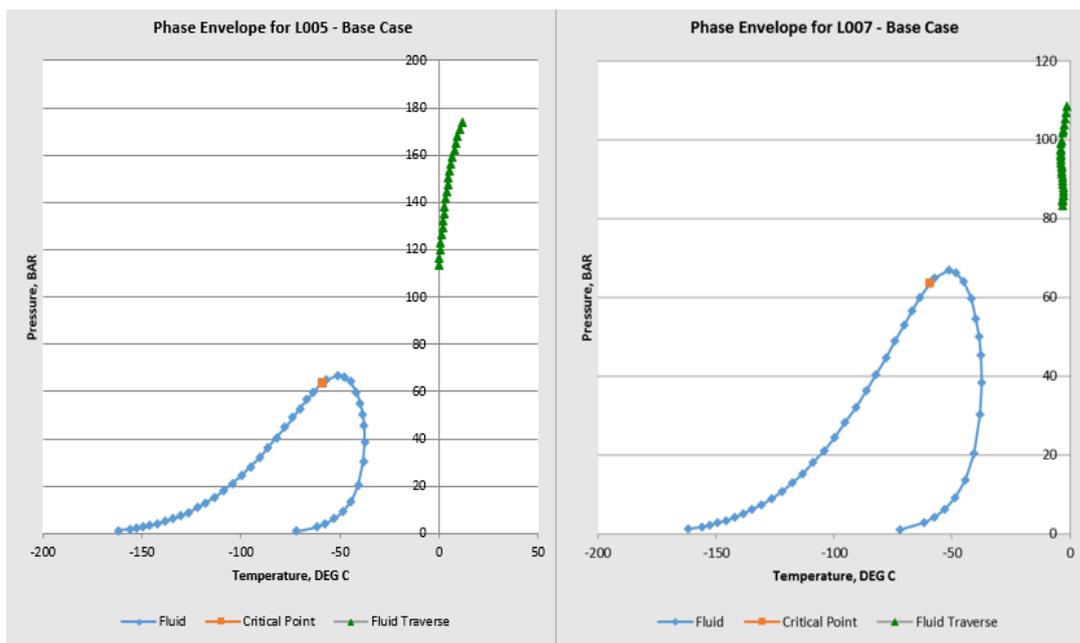


Figure VI. 21: Enveloppe de phase du tronçon N°05 et N°07 pour configurations (01) et (03)

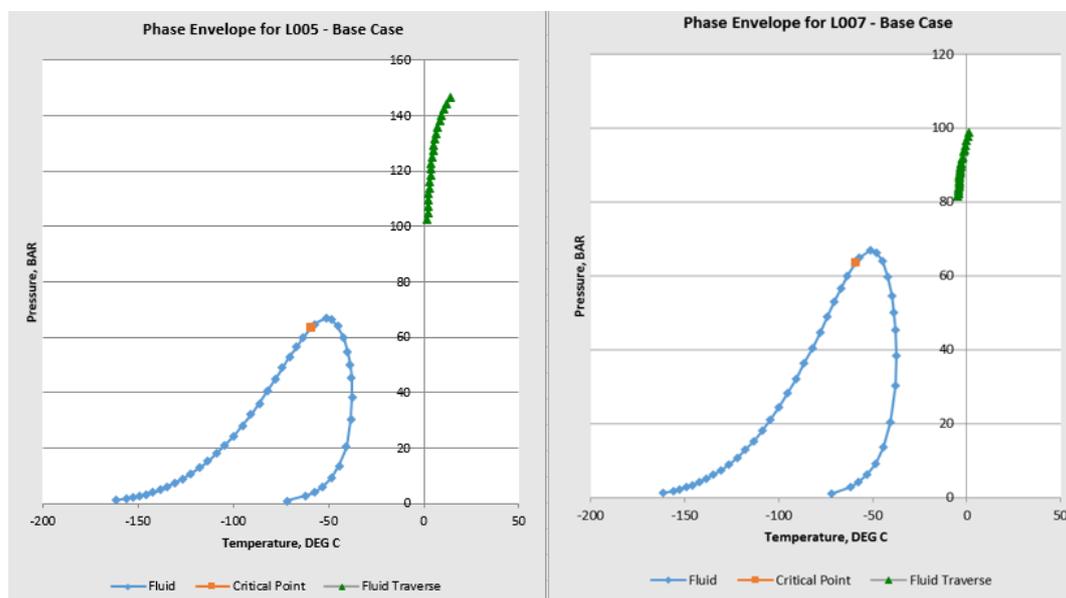


Figure VI. 22: Enveloppe de phase du tronçon N°05 et N°07 pour configurations (02)

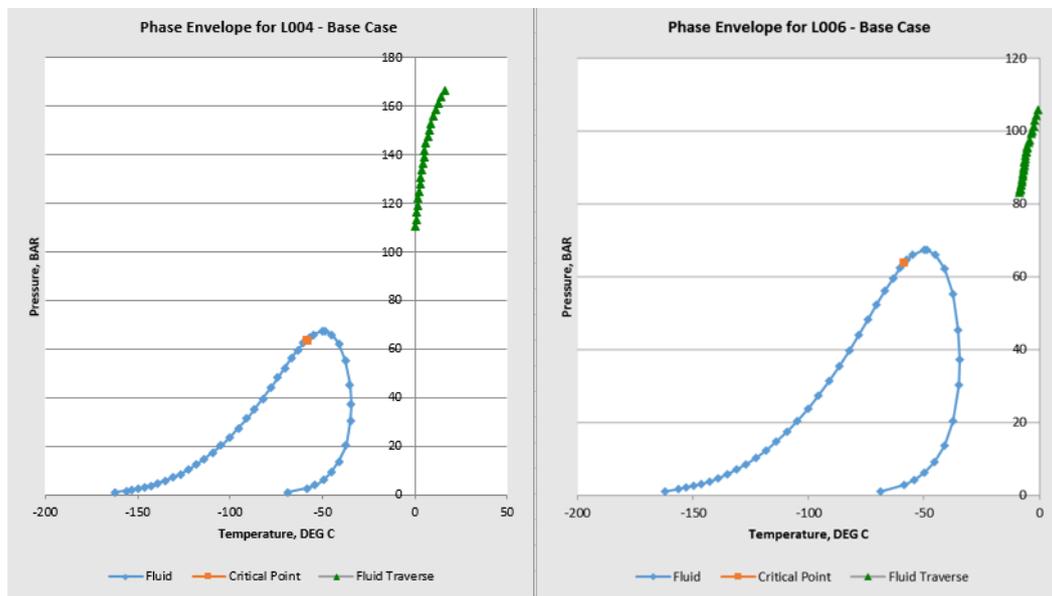


Figure VI. 23: Enveloppe de phase du tronçon N°04 et N°06 pour configuration proposée

#### ✓ Interprétation des résultats :

Pour les trois configurations de transport du gaz, les courbes précédentes montrent qu'il n'y a pas de risque de formation de condensat pour les conditions hiver avec une température de l'eau à 7 °C, la courbe en vert représentant le couple pression, température le long du gazoduc ne touche pas l'enveloppe de phase ce qui exclue tout risque de formation de effluents liquides dans la ligne.

#### VI.5.2.1.2. Résultats de la simulation pour l'étude de formation des hydrates

Les résultats détaillés sont récupérés du rapport Excel comme pour l'étude de la formation du condensat mais en rajoutant une étape supplémentaire pour les hydrates comme suit :

Après avoir cliquer sur l'outil << hydrate unit to flowsheet>> de la barre d'outil, la boite suivante s'affiche :

The figure shows two screenshots of a software interface for hydrate unit operation and calculation definition.

The top screenshot, titled "Hydrate Unit Operation", shows a window with the following fields and controls:

- Unit: H001
- Description: (empty)
- Hydrate Calculations list:
  - Evaluate node J001
  - Evaluate node J002 (highlighted)
  - Evaluate node J003 with inhibitor MEOH
  - Evaluate node J004 with inhibitor MEOH
  - Evaluate node J005 with inhibitor MEOH
  - Evaluate node J006 with inhibitor MEOH
  - Evaluate node ALMERIA with inhibitor MEOH
- Buttons: Add, Edit, Delete, Copy, OK, Cancel, Help.

The bottom screenshot, titled "Define Hydrate Calculation", shows a window with the following fields and controls:

- Node Name: J001
- Curve Specification: Pressure
- Point Selection:
  - Number of Points: 30
  - Pressure Increment: (empty) bar abs
- Initial Pressure: 180 bar abs
- Final Pressure: 179.2 bar abs
- Temperature Estimate for Initial Pressure: 50 C
- Hydrate Inhibitor:
  - Use Inhibitor
  - SALT
  - Concentration Weight Percent: (empty)
- Buttons: OK, Cancel, Help.

**Figure VI. 24: Représentation des étapes pour l'étude des risques de formation d'hydrates sous PIPEPHASE**

**- Remarque :**

On a introduit alors un pourcentage de 0,1% d'eau dans la liste des compositions chimique de notre gaz transporté pour étudier les risques de formation des hydrates.

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

✓ Configuration (01) et Configuration (03)

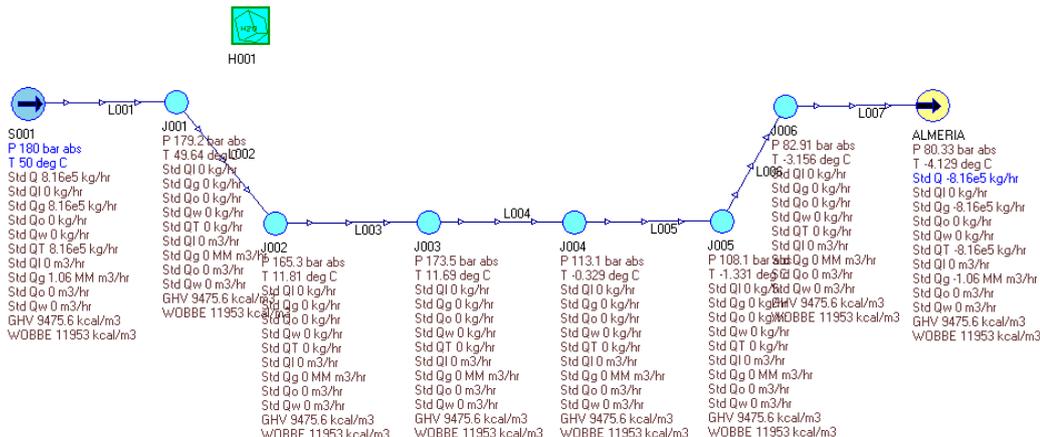


Figure VI. 25: Représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude de la formation des hydrates pour les configurations (01) et (03) pour un débit 0.8 million kg/h

✓ Configuration (02)

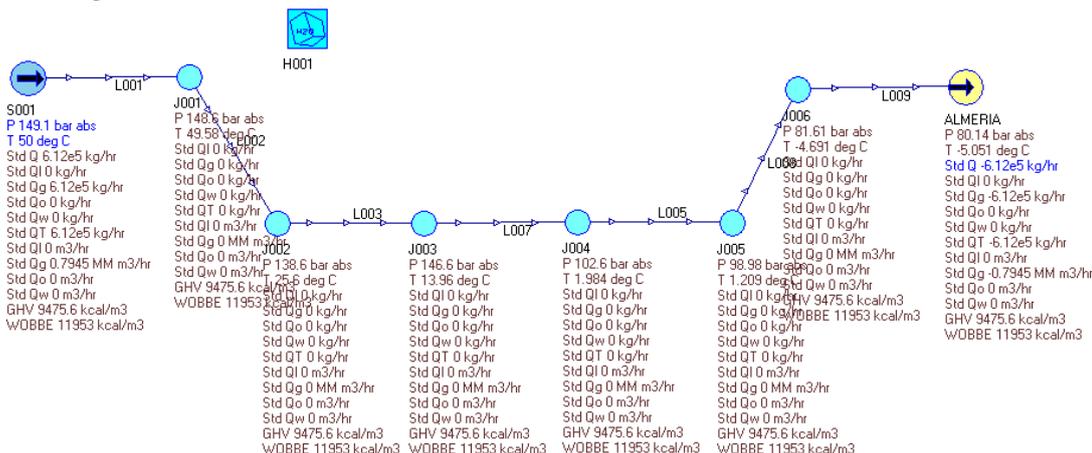


Figure VI. 26: Représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude de la formation des hydrates pour les configurations (02) pour un débit 0.6 million kg/h

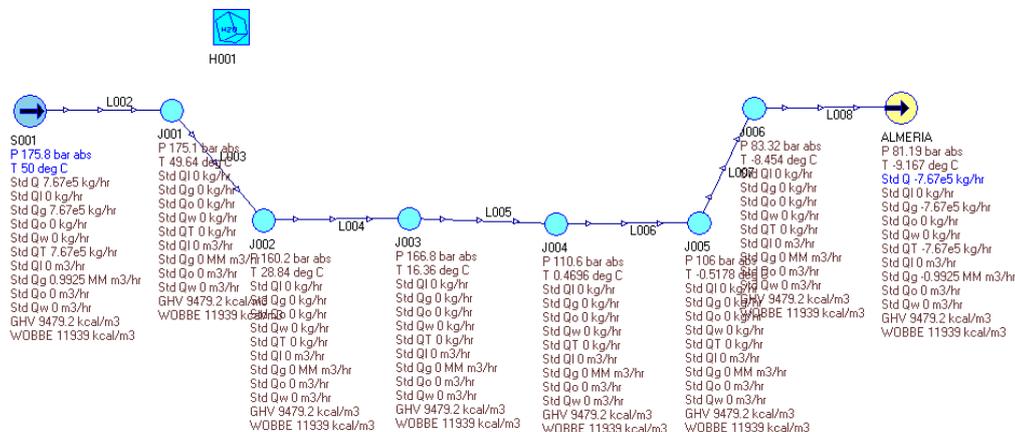


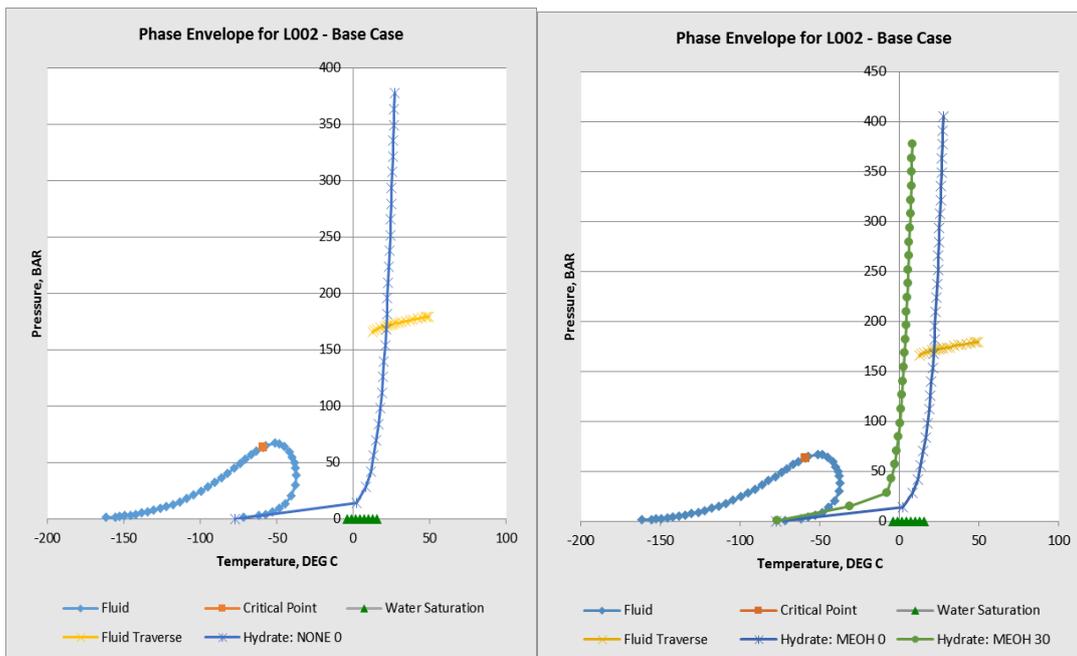
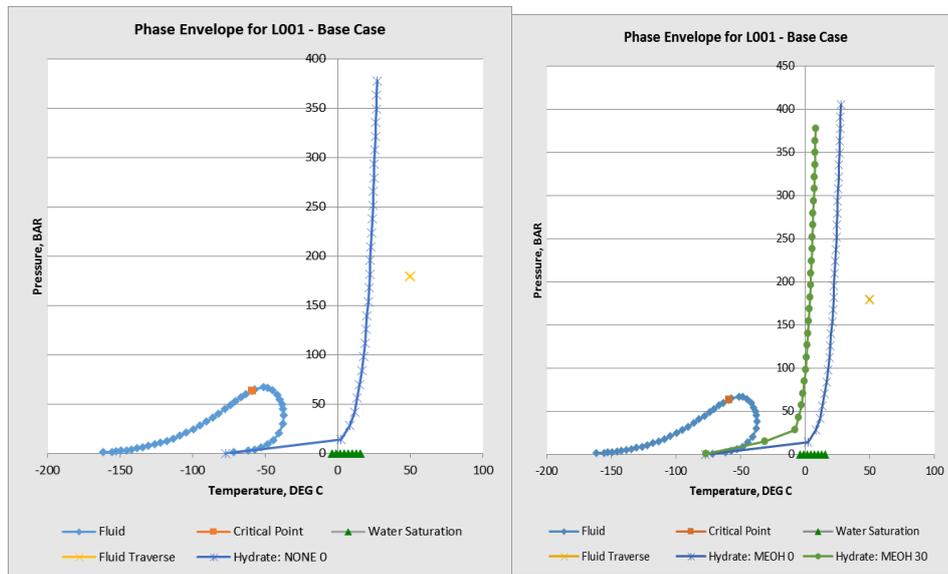
Figure VI. 27: Représentation du MEDGAZ sous le simulateur PIPEPHASE pour l'étude de la formation des hydrates pour l'autre alternative pour un débit 0.776 million kg/h

✓ Enveloppe de phase et courbe de formation d'hydrates des tronçons de La ligne

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

MEDGAZ

✓ Configuration (01) et Configuration (03) :



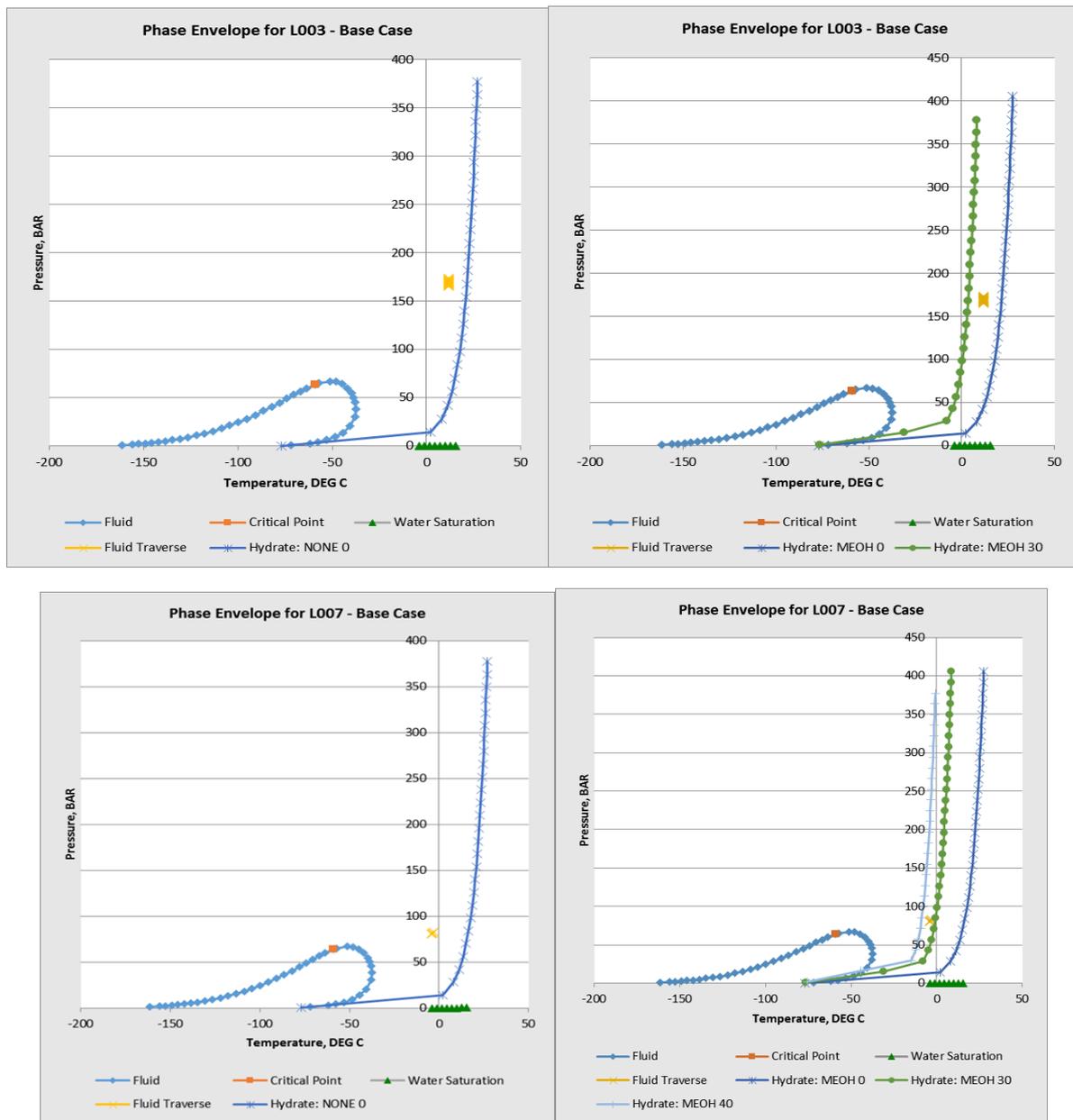
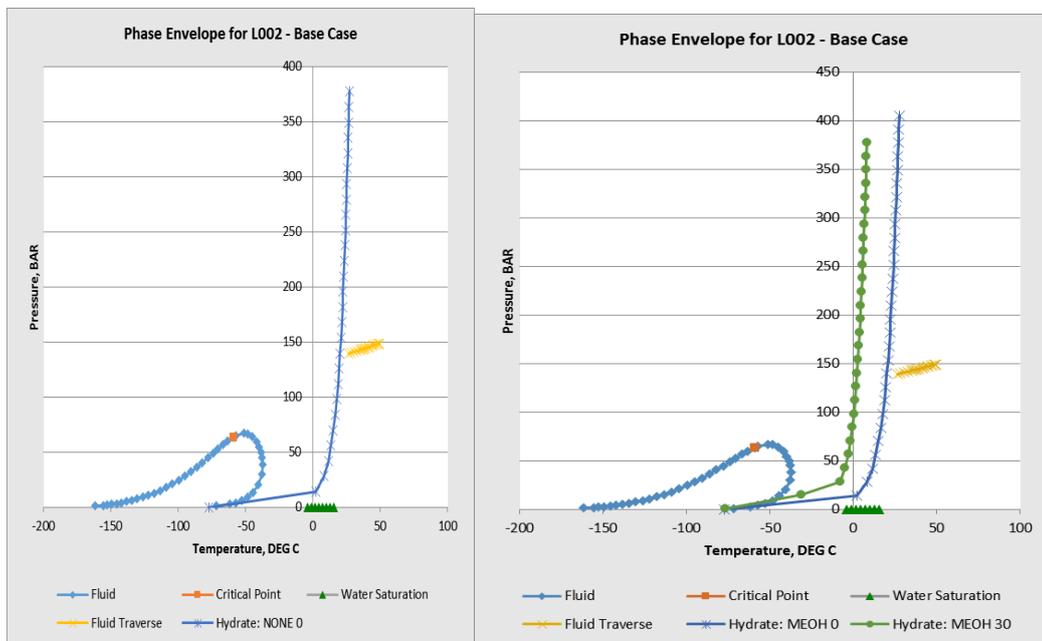
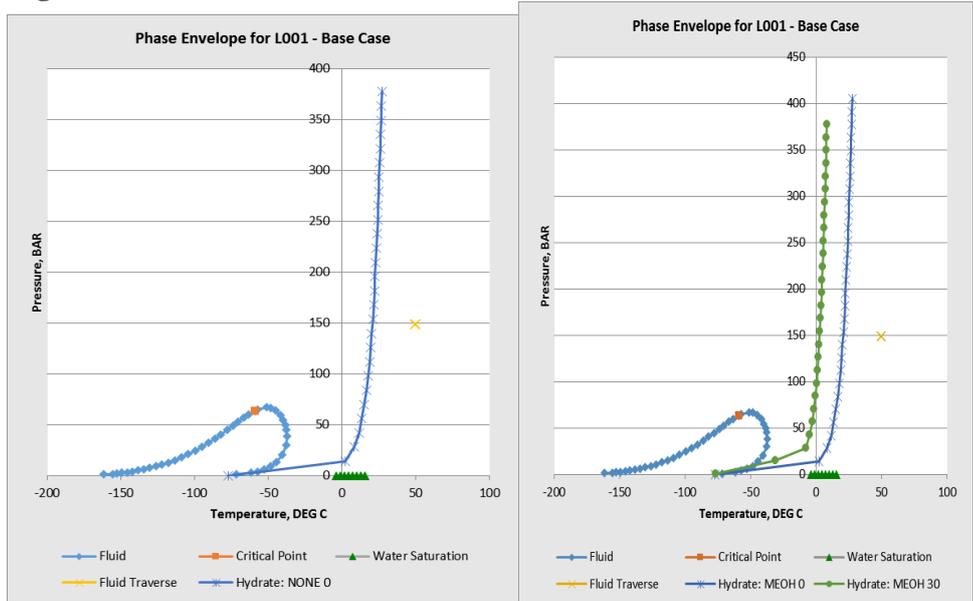


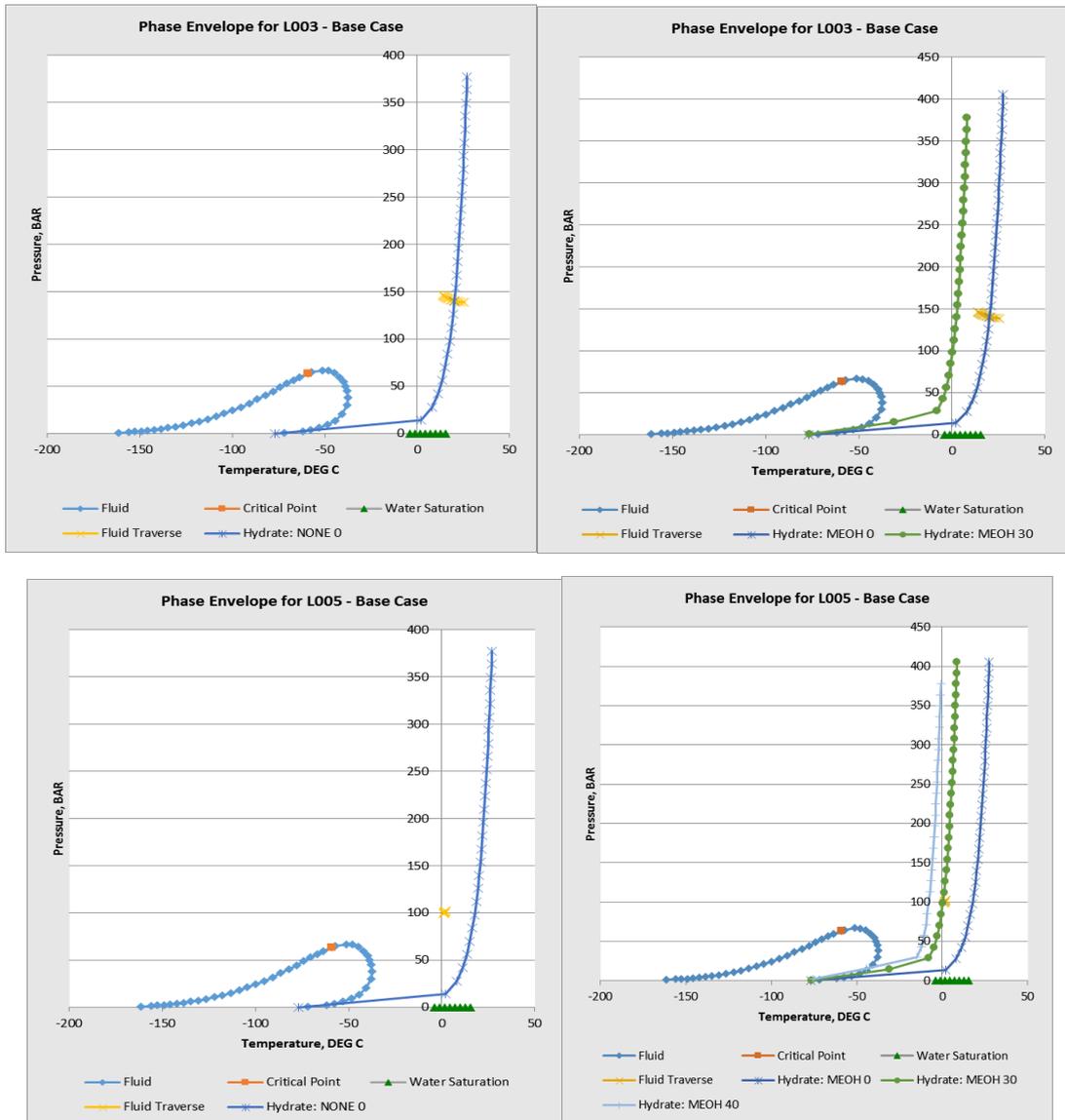
Figure VI. 28: Enveloppe de phase et courbe de formation d'hydrates des tronçons N°01 et N° 02, N°03 et N°07 pour les configurations (01) et (03 sans et avec inhibiteur

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

✓ Configuration (02)

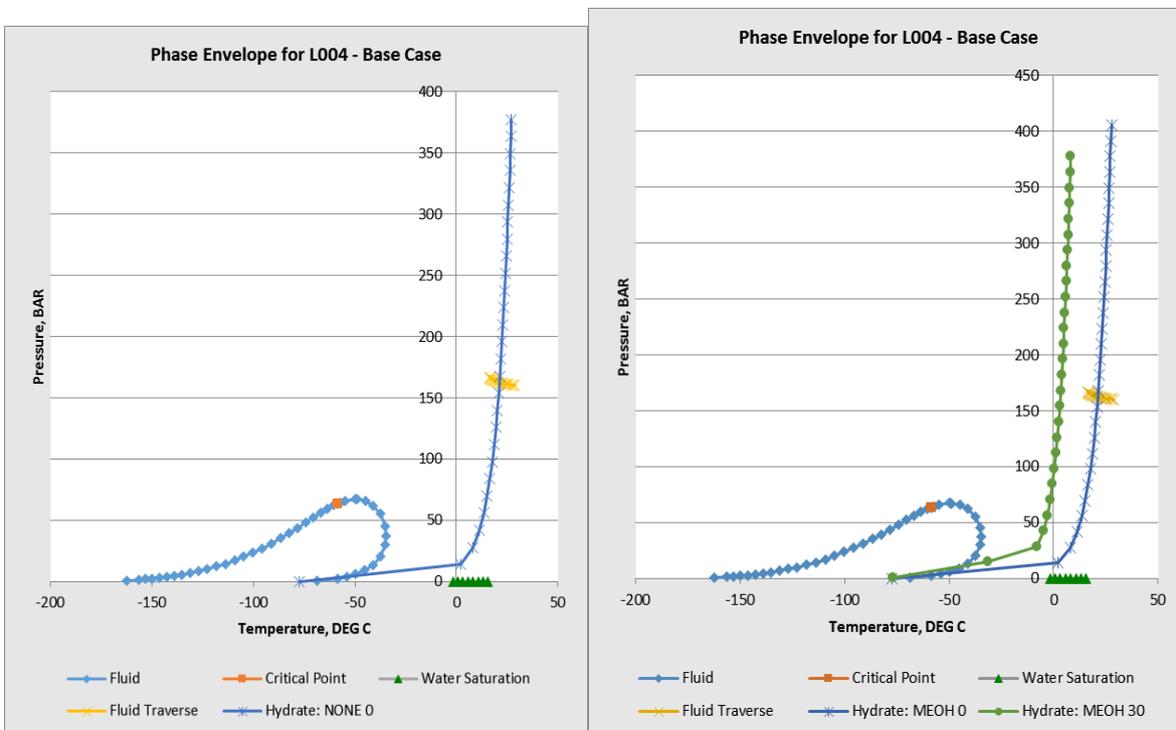
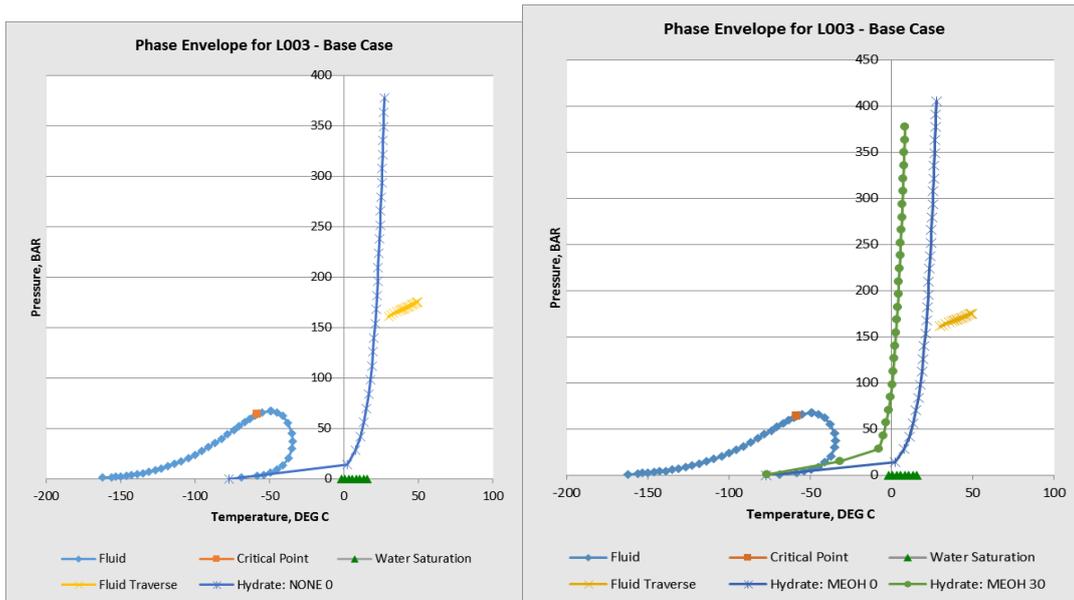


Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ

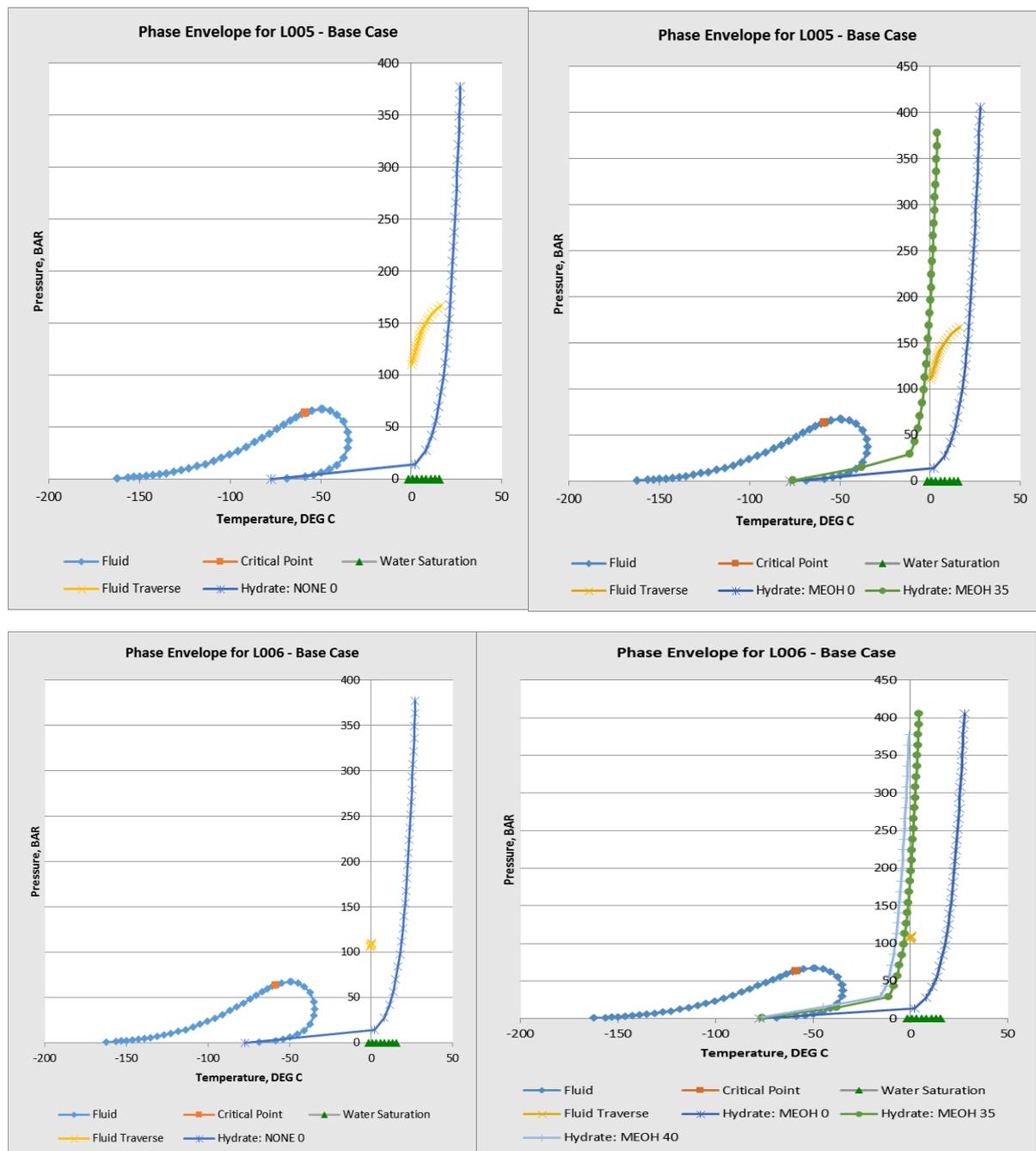


Enveloppe de phase courbe de formation d'hydrates de tronçon N°01 ;N°02,03 et N°05 pour configuration (02) avec et sans inhibiteur

Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ



Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ



Enveloppe de phase courbe de formation d'hydrates de tronçon N°03 ;N°04,05 et N°06 pour l'autre alternative avec et sans inhibiteur

✓ **Interprétation des résultats :**

L'hiver où la température de l'eau est à 7 °C. Dans le premier tronçon du MEDGAZ quel que soit la configuration (01), (02) ou (03) et la configuration proposée, la courbe pressions températures du fluide le long de la ligne ne touche a aucun moment la courbe de formation d'hydrates par conséquent il n'y a aucun risque de formation d'hydrate sur ce tronçon.

A partir du deuxième tronçon, on remarque qu'il y a intersection entre la courbe de formation d'hydrate et la courbe pressions températures du fluide se qui implique un risque de formation d'hydrate sur ce tronçon.

**Etude des configurations possibles d'augmentation de débit du MEDGAZ**

---

En ajoutant 40% d'un inhibiteur de type (MEOH), dans les tronçons N°07, N°5 et N°6 pour les configurations (01), (03) et (02) et la configurations proposée respectivement et un pourcentage de 35% du même type d'inhibiteur (MEOH) dans le tronçon N°05 pour la configurations proposée. On ajoutant aussi un pourcentage de 30% pour les tronçons N°01, N°02 et N°3 pour les trois configurations (01), (02), (03) et les deux tronçons N°03 et N°04 de la configuration proposée on remarque que la courbe d'hydrate s'éloigne vers la gauche ce qui permet d'éliminer le risque de formation d'hydrate.

# *Conclusion Générale*



## Conclusion générale

Le **MEDGAZ** présente une grande importance autant pour l'Espagne que pour le reste de l'Europe ainsi que pour l'Algérie par rapport aux autres gazoducs. C'est le chemin le plus direct d'approvisionnement de gaz naturel vers le sud de l'Europe, et donc la voie la plus économique

Dans un contexte politique instable avec le voisin de l'ouest et dans un souci de sécuriser l'approvisionnement des clients internationaux de l'Algérie, nous avons abordé dans ce présent travail l'opportunité de l'augmentation de la capacité de transport via le gazoduc **MEDGAZ** sous logiciel de simulation **PIPEPHASE**. Pour ce faire une analyse thermo- hydraulique pour différentes configurations de fonctionnement du réseau **GZ4/ GPDF/EGPDF/MEDGAZ** a été étudié pour porter la capacité de transport du **MEDGAZ** de 8 à 16 milliards  $Sm^3/an$

Suite aux diverses simulations réalisées et à la lumière des résultats obtenus, on a pu tirer les conclusions suivantes :

- Pour augmenter la capacité du **MEDGAZ** de 8 *Milliards  $Sm^3/an$*  à 12 *Milliards  $Sm^3/an$* , il est nécessaire d'installer un troisième turbocompresseur dans la station de compression de BENISAF tout rajoutant un deuxième pipeline sous-marin de 24 pouces de diamètre. Ce débit est atteint par la mise à profit du réseau de transport **GZ4/ GPDF /EGPDF/MEDGAZ** en comprimant **GZ4** avec la **SC1** et **SC3** du **GZ3** et le **GPDF** par **SC3**, tout en réorientant le débit du **GPDF** via le **EGPDF** vers BENISAF.
- Pour passer à 16 *Milliards  $Sm^3/an$* , il faudra rajouter à la configuration existante une unité de compression supplémentaire en portant le nombre de compresseur à 4 au sein de la station de compression de BENISAF. Ce débit est obtenu par la mise à profit du réseau de transport **GZ4/GPDF/EGPDF/MEDGAZ** en comprimant **GZ4** avec 3 stations **SC1**, **SC2** et **SC4** du **GZ3** et le **GPDF** par **SC3**, tout en réorientant le débit du **GPDF** via le **EGPDF** vers BENISAF.
- Pour ce qui concerne la dernière alternative qui consiste en l'alimentation du **MEDGAZ** exclusivement par le **GPDF/EGPDF** avec un débit de 16 *Milliards  $Sm^3/an$* . Cela va nécessiter l'installation de deux nouvelles stations de compression sur le **GPDF** et une autre sur le gazoduc **EGPDF** toutes équipées de batterie d'aéro-réfrigérants pour baisser la température à **50 °C**.
- Une analyse des risques de formation de condensat et hydrates a également été réalisée sur le **MEDGAZ** pour les différentes configurations. A la lumière des résultats obtenus nous avons remarqué qu'il n'y avait pas de risque de formation de condensat sur ces pipelines par contre des risques de formation d'hydrates existent sur le cinquième, sixième et septième tronçon du **MEDGAZ** menant vers terminal arrivé (OPRT) d'où la nécessité de l'injection d'inhibiteur.

# ***Bibliographie***



---

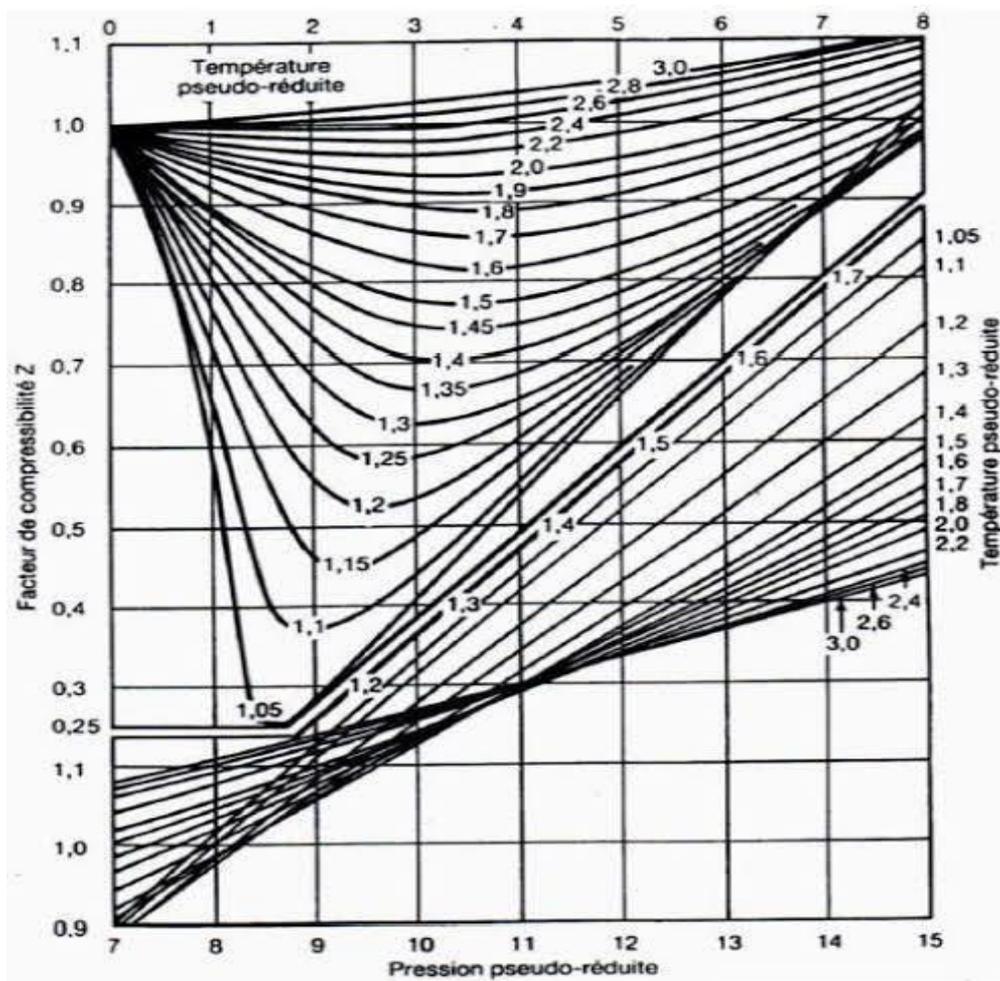
## References

- [1] K.YOUNSI, Cours de Transport de gaz.
- [2] S.MEFTAH, Cours thermodynamique et conversion de l'énergie.
- [3] PIPEPHASE 9.6 Keyword Manuel.
- [4] "MEDGAZ BENI SAF COMPRESSOR STATIO-Performance Cuves Compressor," pp. D-R Document n :5110-PC-C Page, 12 08 2008.
- [5] "MEDGAZ S,A. Information sur le projet," [Online]. Available: <https://www.medgaz.com/medgaz/pages/datos significativos-fr-htm>.
- [6] "SNMPRODETTI,MEDGAZ TRANSPORTATION SYSTEM Phase I Enginneering sTUDY OFFSHORE PIPELINE-MECHANICAL DESIGN".
- [7] A. Cameirao, "Understanding methane hydrate formation to revolutionize pipelines," 07 December 2017.
- [8] J. -M. Herri, "Etude de la formation de l'hydrate de méthane par turbidimétrie in situ," 1996.
- [9] "Fiche Technique STC GPDF," Juillet 2015.
- [10] "Fiche Technique STC GZ4," Juillet 2015.
- [11] L. ZENFOUF and F. RELIMI , "Etude de l'opportunité d'augmentation de débit du Medgaz sous PIPEPHASE avec analyse des risques de formation de condensat et d'hydrates," 2021.
- [12] N. SEBA and H. KHELKHAL, "ETUDE DE LA FORMATIONS DES HYDRATES ET LEUR INHIBITIONS DANS LE RESEAU DE GAS-LIFT DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD," 2016.
- [13] E. b. S.A, "ETUDE D'IMPACTS SUR L'ENVIRONNEMENT DU GAZODUC DE MEDGAZ," MEDGAZ, 2004.
- [14] B. Salah Eddine, "Optimisation des régimes d'exploitation du gazoduc en tenant compte des prévisions nationales et les influences de soutirage de sonelgaz en niveau de PS18 sur les parametres du gazoduc," Avril 2017.
- [15] "Optimisation multi-objectif des régimes de fonctionnement des gazoducs GZ3 et GZ4 sous différentes configurations," 2015.
- [16] I. KHOUDRI and M. OTMANI , "Etude technico-économique et analyse hydraulique d'un écoulement bidirectionnel du gazoduc EGRDF (El Aricha - Béni Saf)," 2019.
- [17] H. BELHADRI and MECERREM Djedjiga, "Extension de la capacité du système MEDGAZ par la construction de la phase finale," 20123.
- [18] N.ZERAIBI, "Cours simulation de transport de gaz".

# *Annexes*

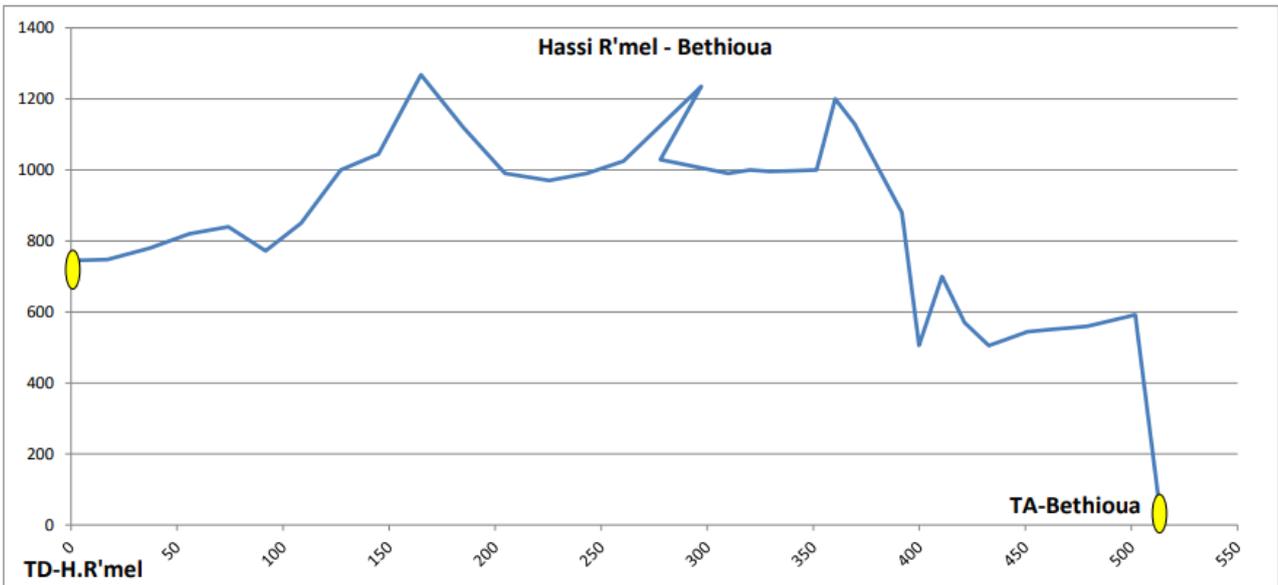


## Annexes



Annexe 1 : Détermination du facteur de compressibilité par des abaques

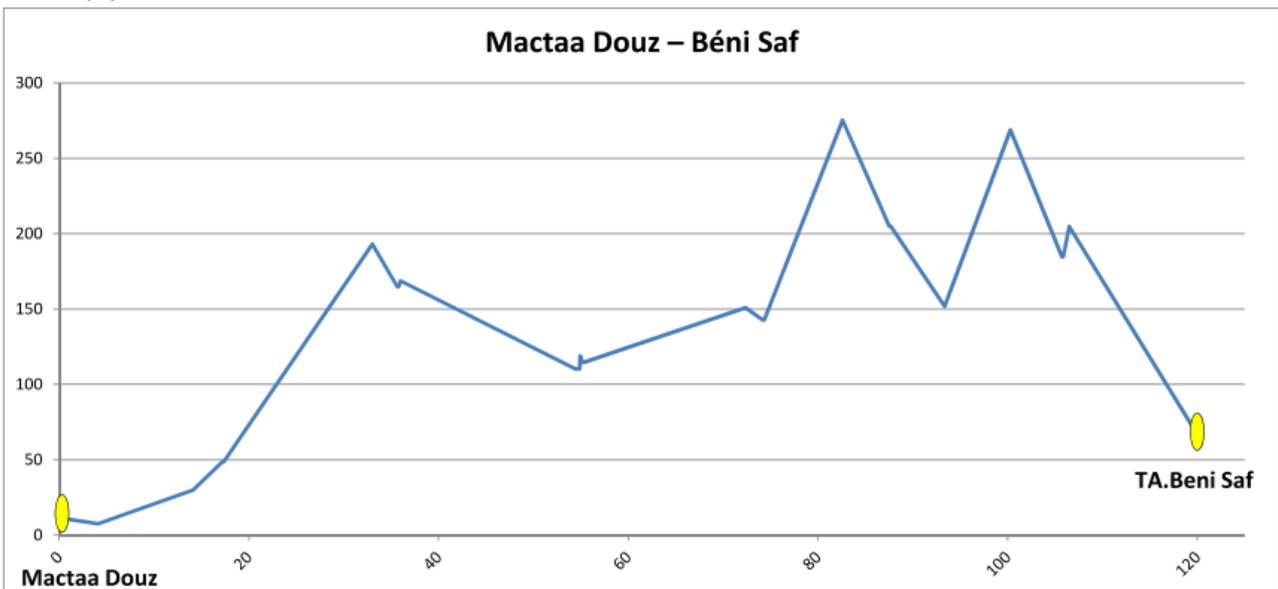
Altitude (m)



PK

Annexe3 : Profil Altimétrique de la ligne Hassi R'mel- Bethioua

Altitude (m)

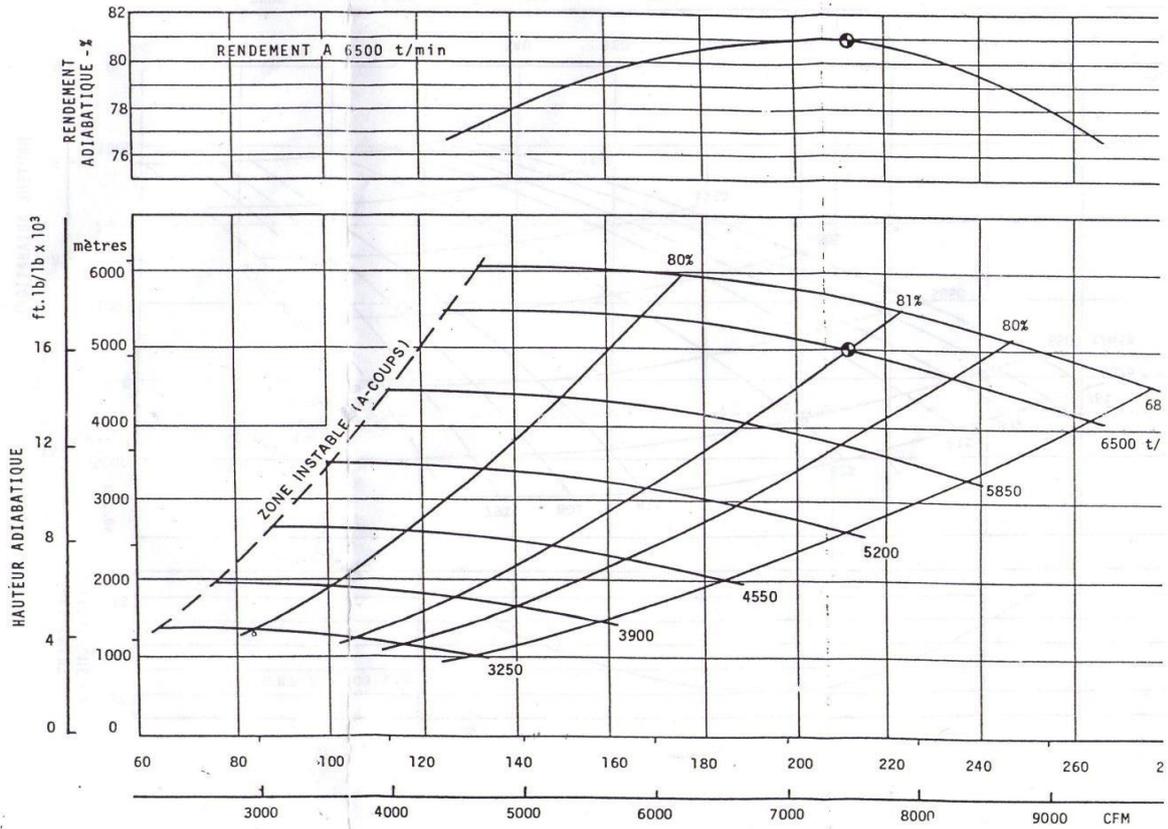


PK

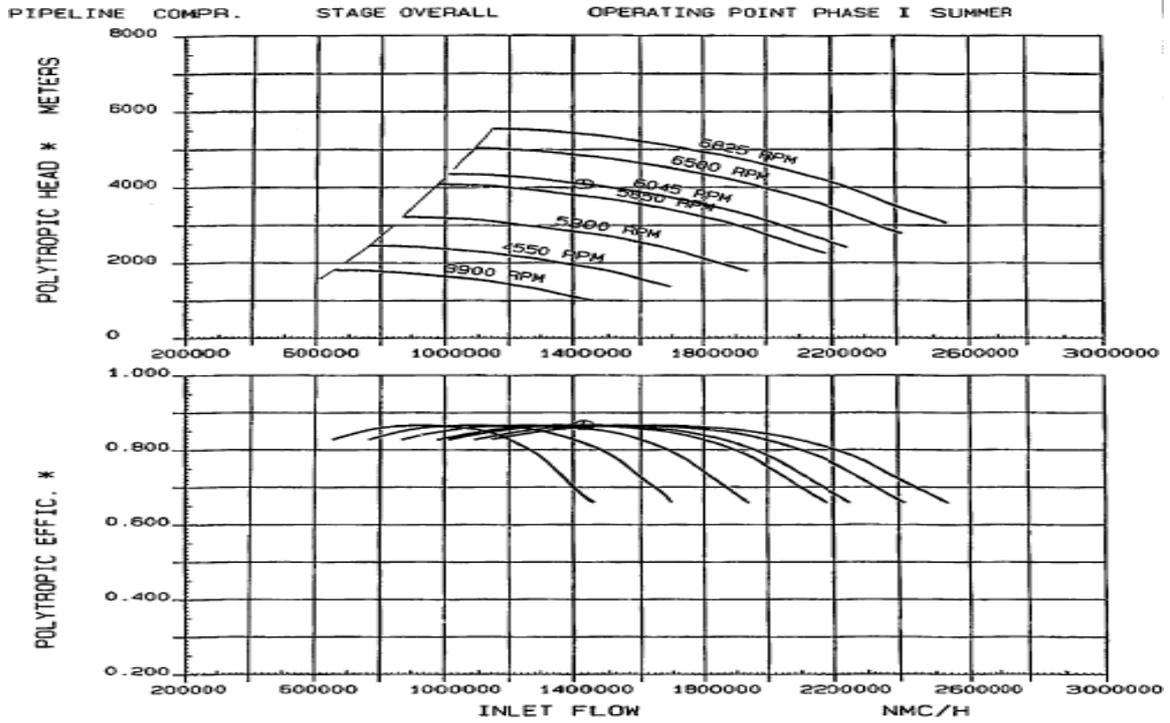
Annexe4 : Profil Altimétrique de la ligne Mactaa Douz - Beni Saf

Les cas d'exploitation de la ligne MEDGAZ	Débit (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)	Les stations de compression utilisées sur Le réseau								Débits des points de livraison (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)						
		GZ4					GPDF	BSCS		GZ4					GPDF	
		SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	SC3	BP	HP	CE-Hadjret Ennous	CE-TERG A	CE-Boutlelis	TA-BETHIOUA	TA-BENISAF	CE-PS18	TA-BENISAF
Configuration 01	1,075 (8 Milliards m <sup>3</sup> /an)	/	✓	/	✓	/	/	✓		0,541	0,16	0,1	1,0	0,361	0,15	0,7142
Nombre des turbocompresseurs en marche		0	03	0	03	0	0	2TC		Q <sub>TD</sub> 2,162*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h					0,8642*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h	
Configuration 02	1,612 (12 Milliards m <sup>3</sup> /an)	✓	/	✓	/	/	✓	✓		0,541	0,16	0,1	1,0	0,366	0,15	1,251
		03	0	03	0	0	01	3TC		Q <sub>TD</sub> 2,167*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h					1,401*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h	
Configuration 03	2,006 (16 Milliards m <sup>3</sup> /an)	✓	✓	/	✓	/	✓	✓		0,34	0,16	0,1	1,0	0,722	0,15	1,284
		03	03	0	03	0	01	4TC		Q <sub>TD</sub> 2,322*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h					1,434*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h	

Annexe 4 : Résultats de la simulation des cas d'exploitation des gazoducs GZ4/GPDF



Annexe 5 : Courbe caractéristique du compresseur SC1, SC2, SC3, SC4 et SC5-GZ4



Annexe 6 : Courbe caractéristique du compresseur SC3 -GPDF.

PERFORMANCE PREVUE

TEMPERATURE ADMISSION COMPRESSEUR 59F (15C)

PRESSION ADMISSION COMPRESSEUR 14,7 PSIA (760mm de Hg)

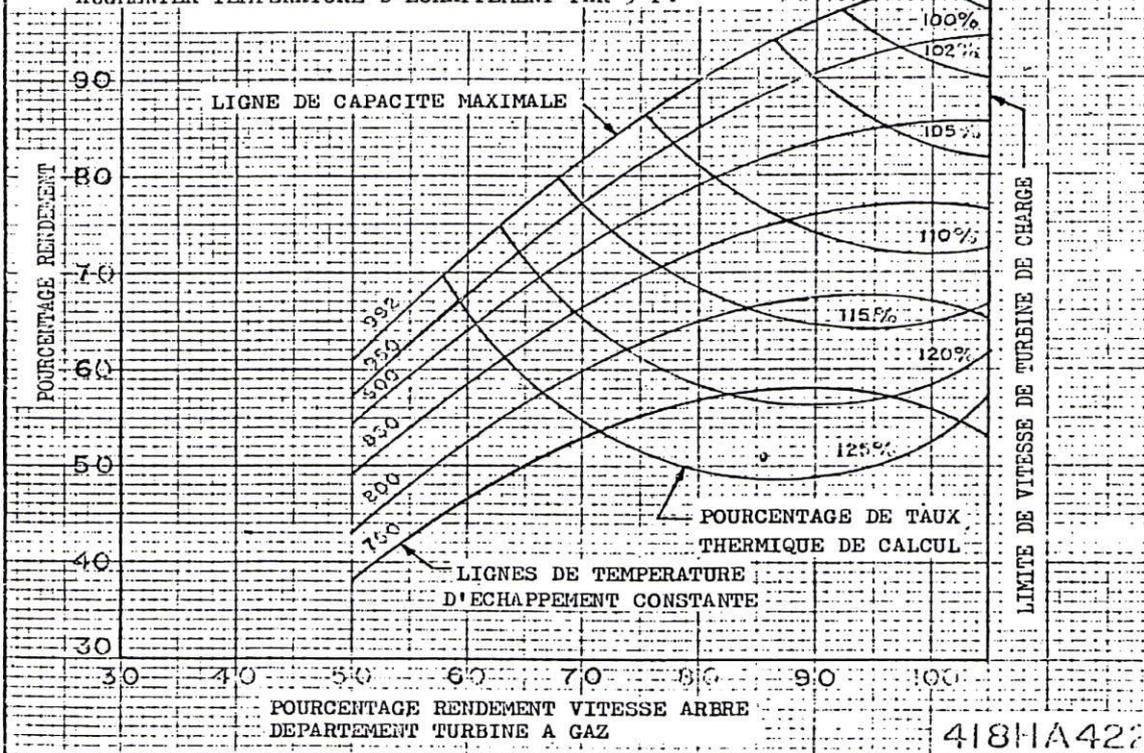
CARBURANT		GAZ NATUREL	DISTILLAT
PUISSANCE DE CALCUL	HP	14.600	14.150
TAUX THERMIQUE DE CALCUL (LHV)	BTU/HP-HR	9.650	9.790
CONSOMMATION ENERGETIQUE DE CALCUL (LHV)	BTU/HR	140,9 x 10 <sup>6</sup>	138,6 x 10 <sup>6</sup>
RAPPORT HHV/LHV		1,11	1,06
DEBIT D'ATR DE CALCUL	405.000 LBS/HR		
VITESSE D'ARBRE DE CALCUL	6.500 TOURS/MIN		

NOTES:

1. CORRECTION D'ALTITUDE SUR COURBE 418HA418
2. CORRECTION DE TEMPERATURE AMBIANTE SUR COURBE 418HA426
3. EFFETS DE CHUTE DE PRESSION

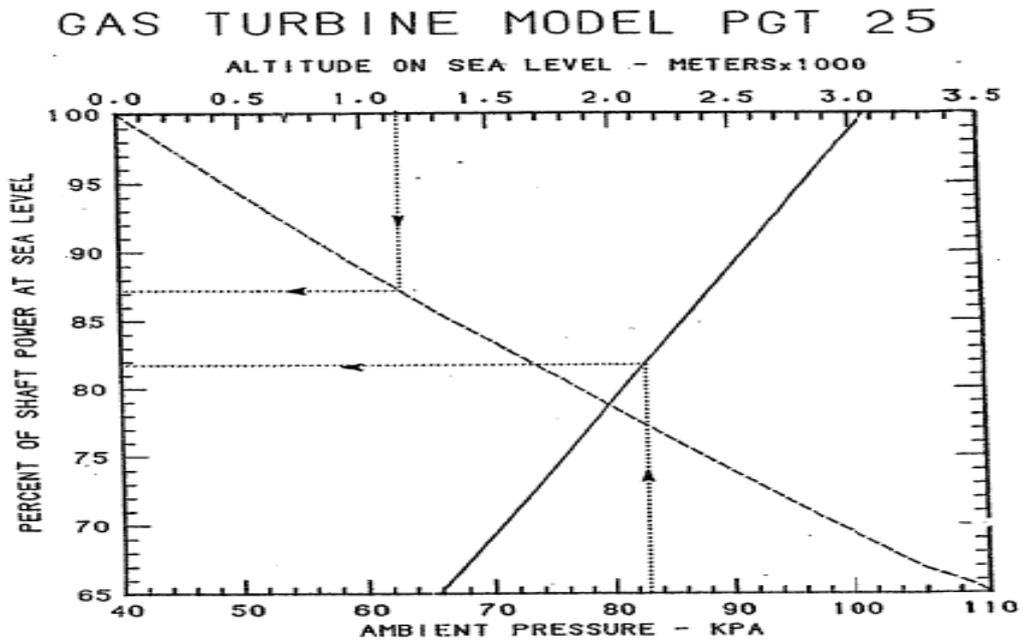
	% EFFETS		TAUX THERMIQUE 100%
	HP	HR	
4" H <sub>2</sub> O ADMISSION	- 2,1	+ 1,1	
4" H <sub>2</sub> O ECHAPPEMENT	- 1,0	+ 1,0	

4. POUR CHAQUE CHUTE DE PRESSION 4" H<sub>2</sub>O SUPPLEMENTAIRE, AUGMENTER TEMPERATURE D'ECHAPPEMENT PAR 3<sup>o</sup>F.

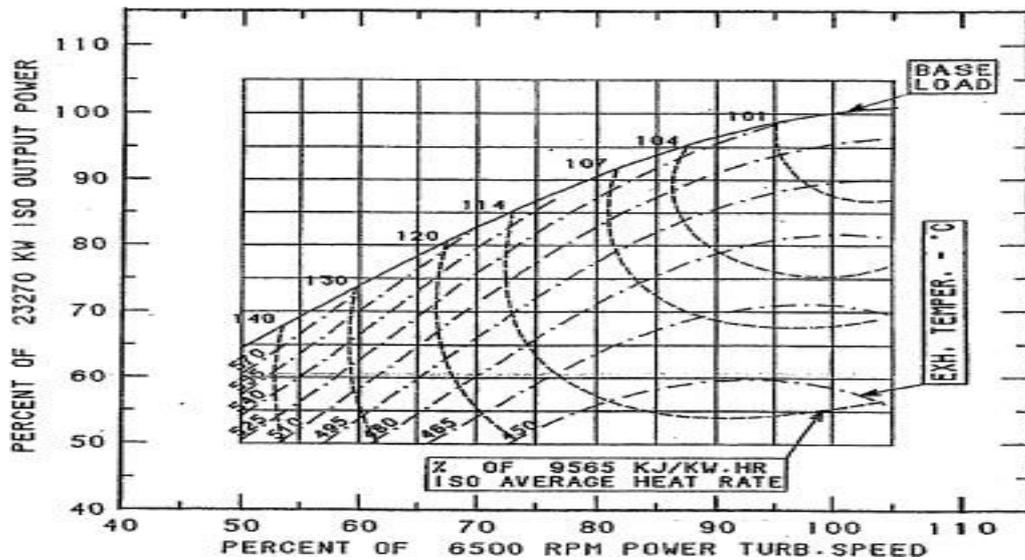
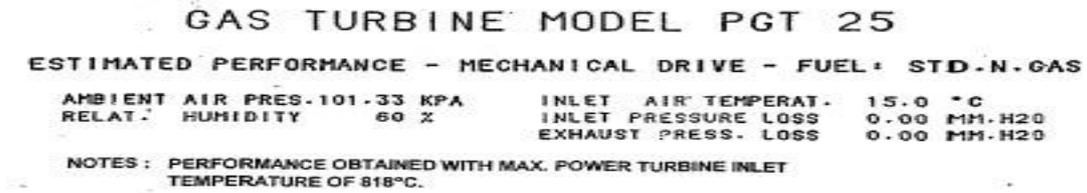


J. E. HOPKINS OCT. 27, 1970

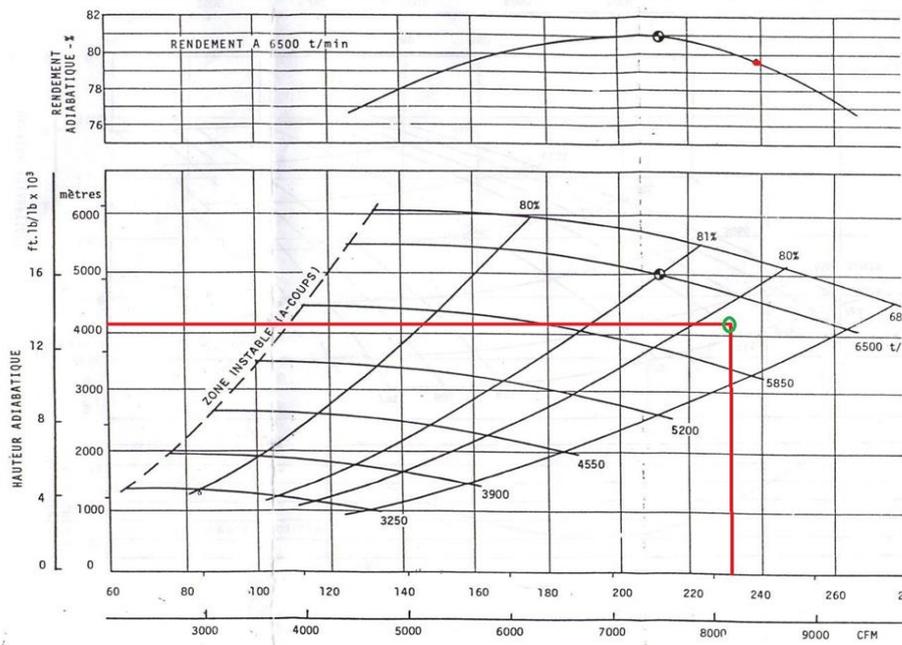
Annexe 7 : Courbe caractéristique du la turbine SC1, SC2, SC3, SC4 et SC5 –la ligne GZ4.



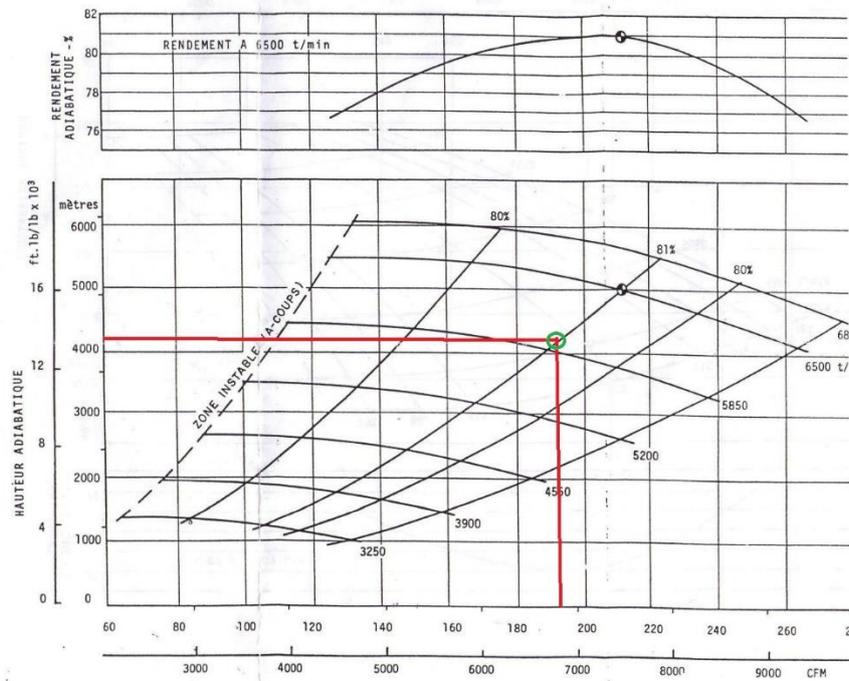
**Annexe 8 :** Courbe correction de la puissance de la turbine SC3-GPDF en tenant compte de l'altitude.



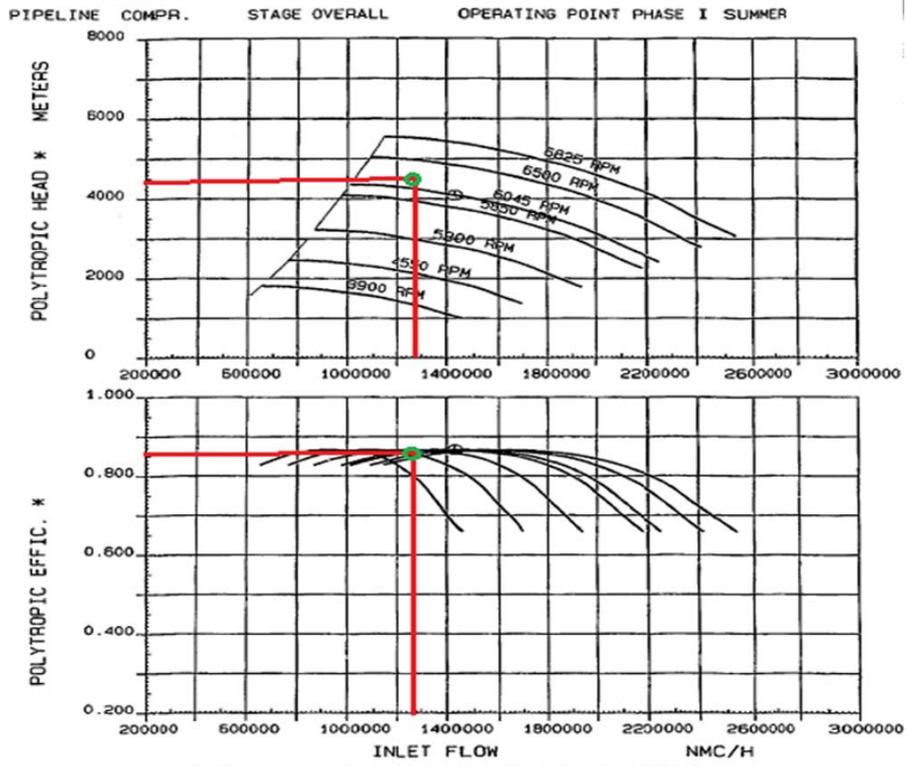
**Annexe 9:** Courbe caractéristique de la turbine SC3-GPDF.



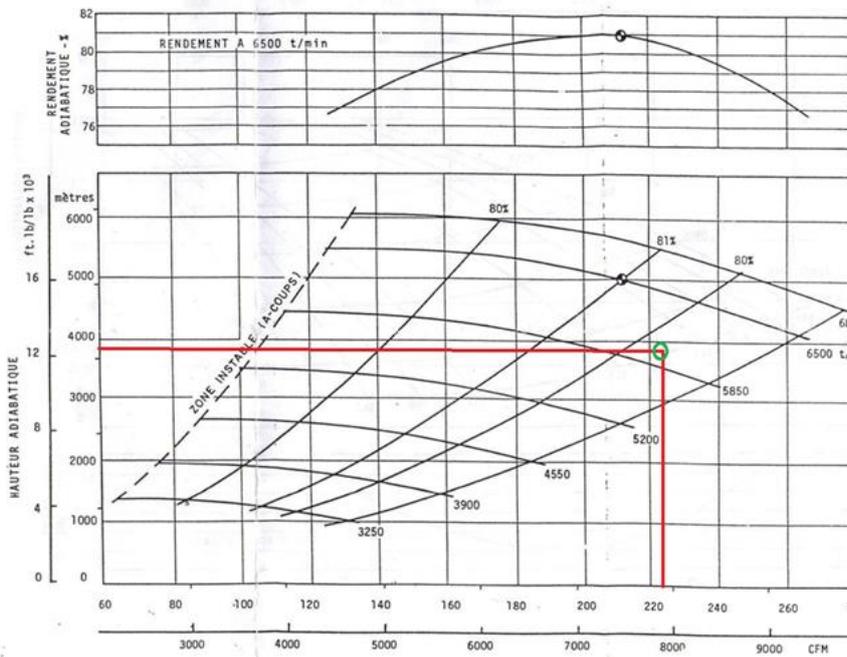
**Annexe 10 : Configuration 1 SC2 du GZ4**



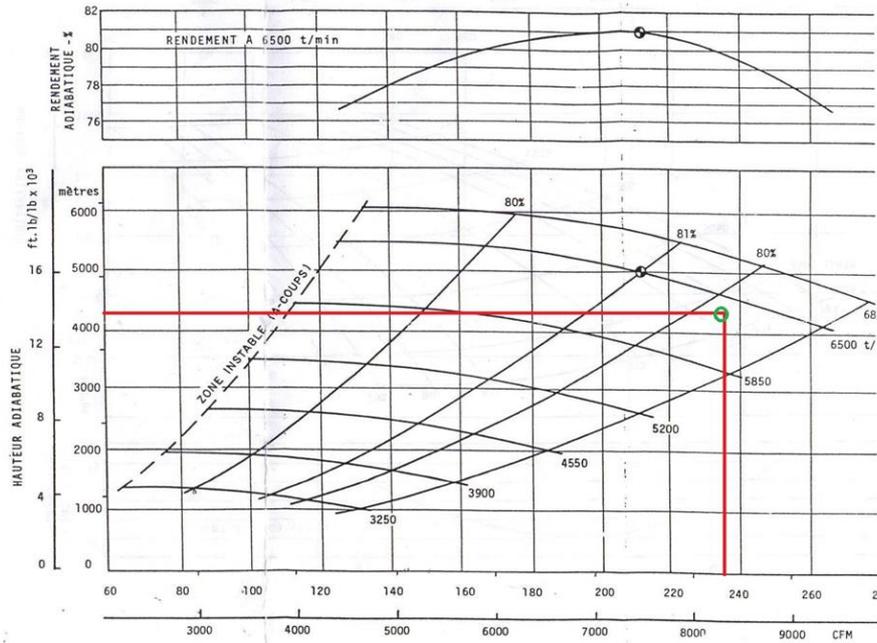
**Annexe 11 : Configuration 1 SC4 du GZ4**



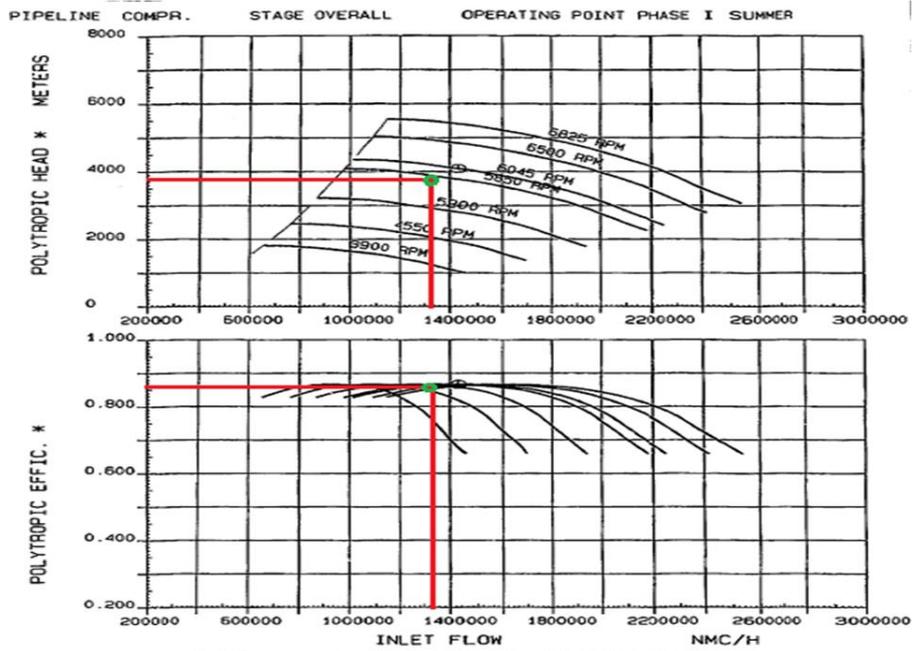
**Annexe 12: Configuration 2 SC3 du GPDF**



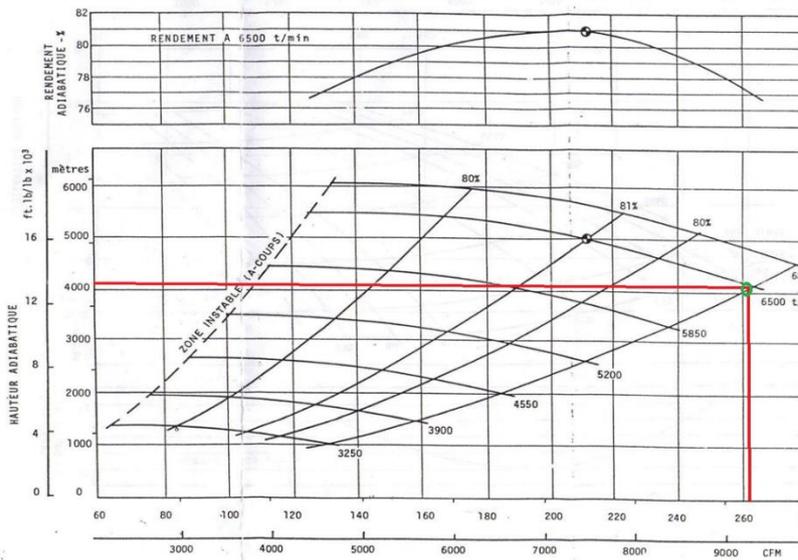
**Annexe 13: Configuration 2 SC1 du GZ4**



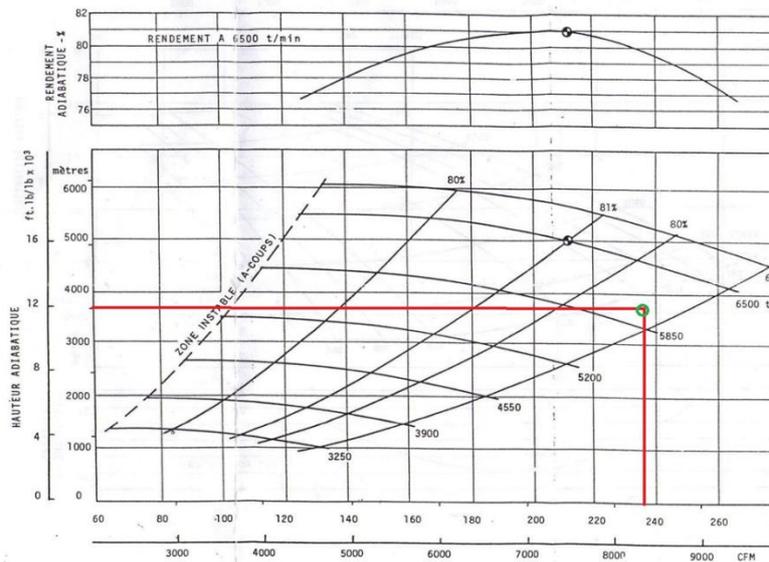
Annexe 14 : Configuration 2 SC3 du GZ4



Annexe 15 : Configuration 3 SC3 du GPDF



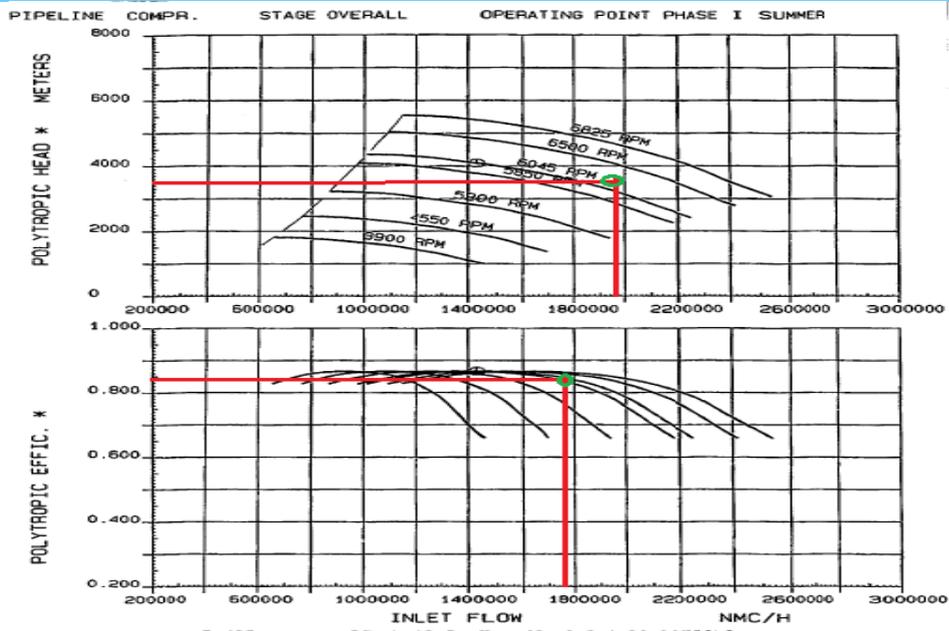
**Annexe 16 : Configuration 3 SC1 du GZ4**



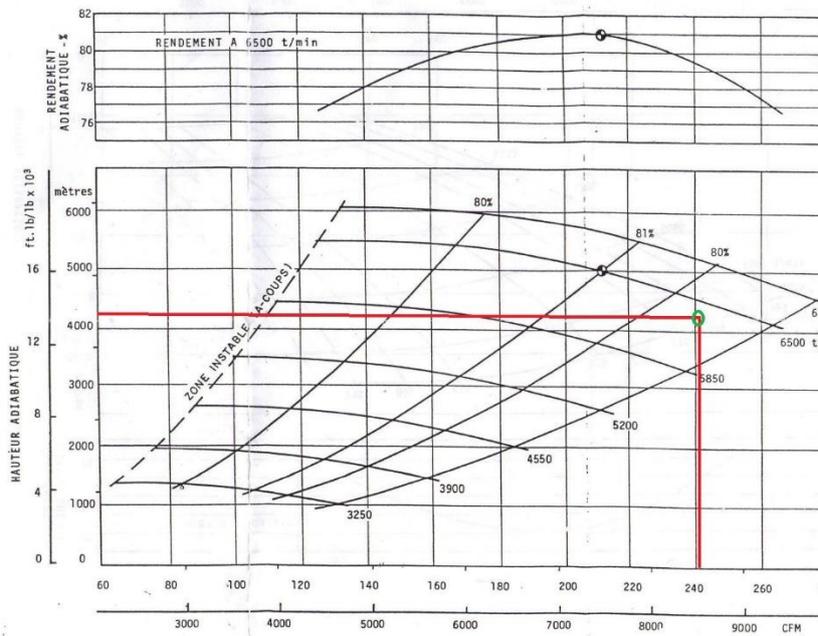
**Annexe 17 : Configuration 3 SC2 du GZ4**



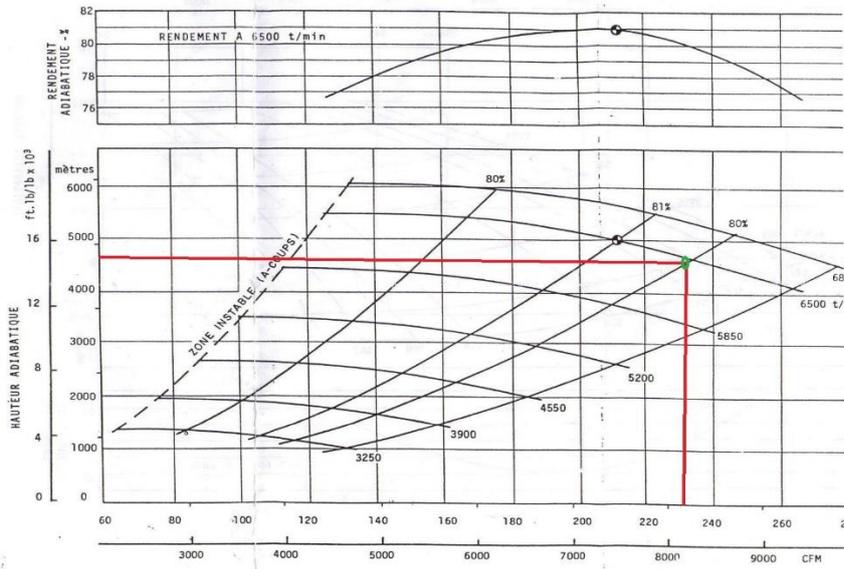
**Annexe 18 : Configuration 3 SC4 du GZ4**



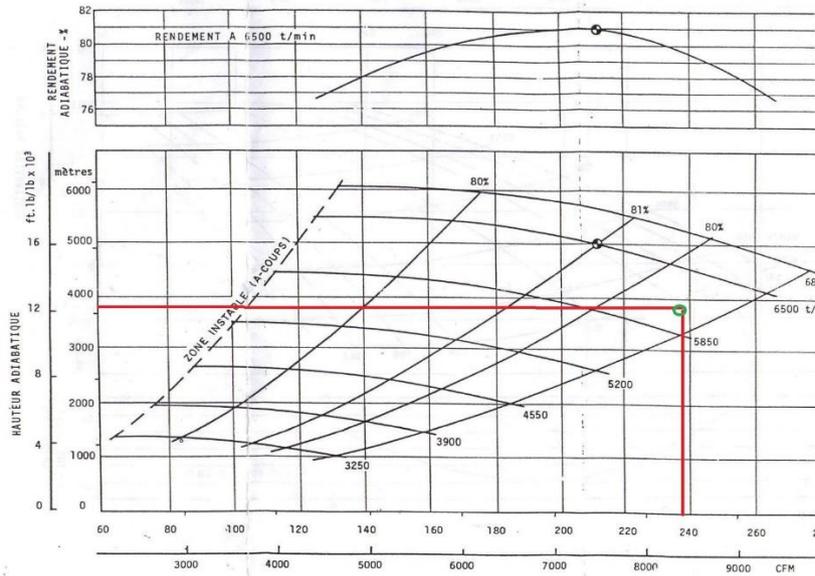
**Annexe 19 : L'autre Alternative SC3 du GPDF**



**Annexe 20: L'autre Alternative SC2 du GPDF**

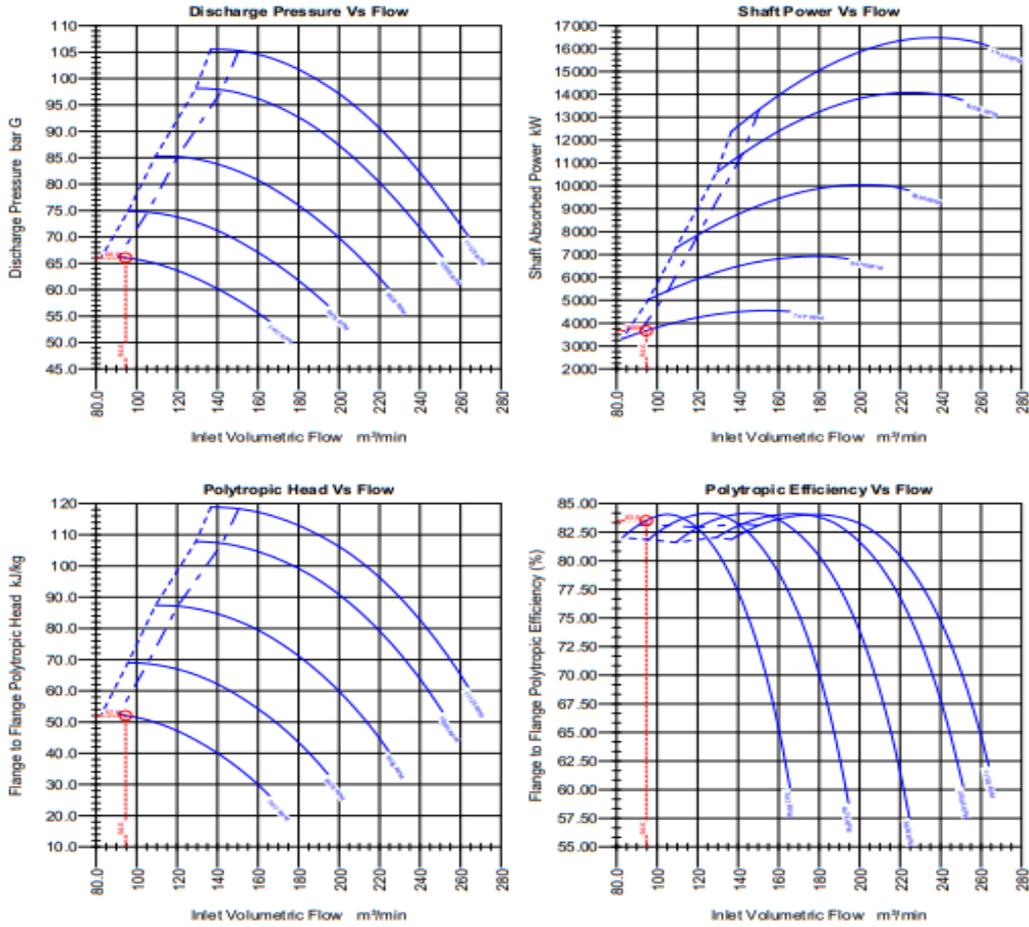


**Annexe 21: L'autre Alternative SC5 du GPDF**



**Annexe 22: L'autre Alternative SC01 du EGPDF**

**COMPRESSOR MODEL D10R6B Section 1**  
**OPERATING CONDITION 1A**



Inlet capacity based on process flow

Discharge Mass Flow rate shown on data sheets  
**MUST** be used for sizing process equipment.

**BASIS of CURVES:**

SUCTION PRESSURE: 43.5 bar G  
 SUCTION TEMPERATURE: 29.0 °C  
 MOLECULAR WEIGHT: 18.9  
 SUCTION COMPRESSIBILITY: 0.902  
 100% SPEED (DESIGN): 10595 RPM

PURCH. ORDER: 5000394381  
 TAG NUMBER: 1-UK-10/ 20/30  
 DR REFERENCE: T0\_5110-Final06  
 PLOTTED BY: SC / Clean  
 CURVE REFERENCE: 1A-S1

**Annexe 10 : Courbe caractéristique du compresseur BP-BSCS.**

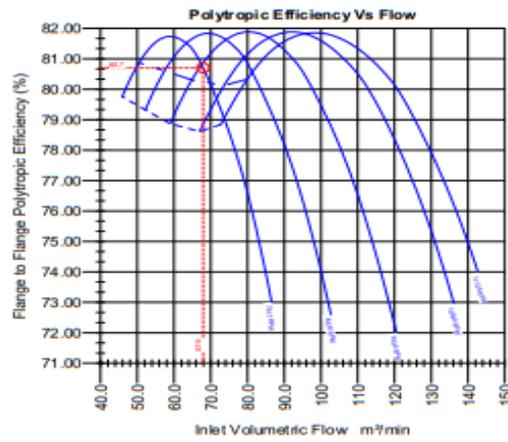
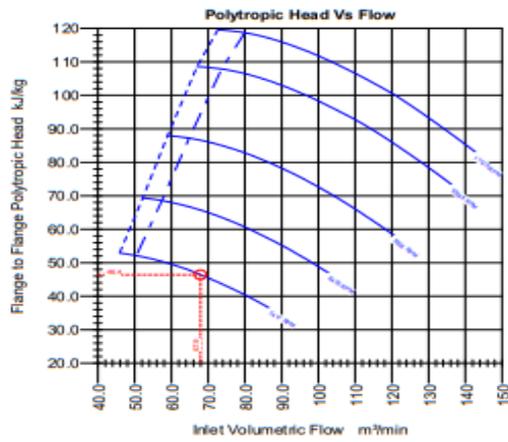
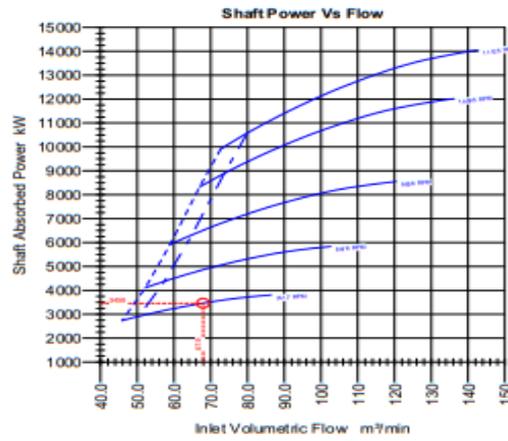
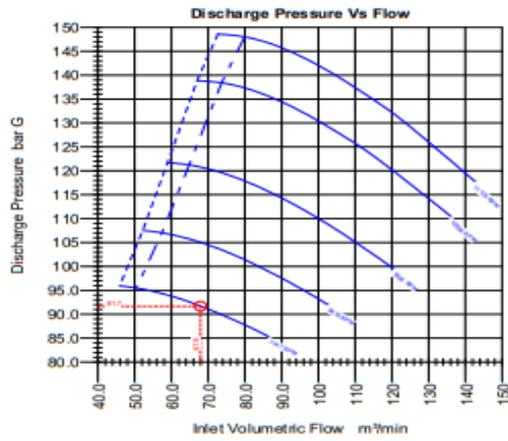


**DRESSER-RAND**  
**ACTUAL PERFORMANCE CURVES**  
**Rolls Royce / Medgaz**  
**Gas Transmission / Algeria**

Date: 12/08/2008  
Revision: B

Active  
Accédez à

**COMPRESSOR MODEL D10R6B Section 2**  
**OPERATING CONDITION 1A**



Inlet capacity based on process flow  
Discharge Mass Flow rate shown on data sheets  
MUST be used for sizing process equipment.

**BASIS of CURVES:**

SUCTION PRESSURE: 64.5 bar G  
SUCTION TEMPERATURE: 50.0 °C  
MOLECULAR WEIGHT: 18.9  
SUCTION COMPRESSIBILITY: 0.891  
100% SPEED (DESIGN): 10595 RPM

PURCH. ORDER: 5000394381  
TAG NUMBER: 1-UK-10/20/30  
DR REFERENCE: T0\_5110-Final06  
PLOTTED BY: SC / Olean  
CURVE REFERENCE: 1A-S2-PF

Annexe 11 : Courbe caractéristique du compresseur HP-BSCS.



