

République Algérienne Démocratique et Populaire

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique**



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie mécanique

Spécialité : Energétique

Thème

**Etude technologique de Transport du gaz naturel
(Etude expérimentale et simulation par HYSYS)**

Devant le jury composé de :

Président ATIA Abdelmalek
Examineur BOUKHARI Ali
Encadreur BERKANE Houda

Présenté par :

- GHERAB Kamel
- SIAD Nouredine
- MISSAID M^{ed} laid
- TLILI Lakhedhar

2023-2024

Remerciements

Nous remercions ALLAH tout puissant de nos avoir accordé la volonté et le courage pour réaliser notre mémoire

Nos sincères remerciements et nos profond reconnaissance, vont à encadreur de mémoire **BERKANE Houda** sans elle ce travail n'existerait tout simplement pas.

Nous le remercions tout spécialement pour nos avoir encouragé.

Nous voudrions remercier aussi les membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'examiner ce travail.

Nos profonds remerciements vont également à chef de département **Dr .MENEKER Ridha** et à tous nos enseignants, ainsi que tous les membres du Département de Génie Mécanique.

Nous remerciment vont enfin à toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Nous dédions ce modeste travail :

A nos très chers parents leurs affections et leur amour que dieu les garde et les protège.

A nos très chers frères et toutes nos familles.

A tous les amis et collègues et à tous ceux
qui nous connaissent

SOMMAIRE

Introduction général	1
Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel	
Introduction	3
I.1. Définition du gaz naturel	3
I.2. Composition du gaz naturel	3
I.3. Utilisation du gaz naturel	4
I.3.1. Le marché résidentiel et tertiaire	5
I.3.2. Le secteur industriel	5
I.3.3. La production d'électricité	5
I.3.4. Les véhicules : Gaz Naturel Véhicules (GNV)	5
I.4. Les Gestionnaires du gaz naturel	6
Conclusion	6
Chapitre II : Traitement du gaz naturel	
Introduction	7
II.1. Les procédés de traitement de gaz brut	8
II.1.1. Le procédé HUDSON	8
II.1.2. Le procédé PRITCHARD	9
II.1.3. Comparaison Entre Les Procédés	10
II.2. Constituants de train dans l'usine GTFT	11
II.2.1. Section de séparation primaire et refroidissement	12
II.2.2. Section sécheur (la déshydratation par tamis moléculaire)	12
II.2.2.1. L'adsorption	12
II.2.2.2. La régénération	13
II.2.3. Section de refroidissement et de détente	14
II.2.3.1. Refroidissement	14
II.2.3.2. La détente	14
II.2.4. Section de fractionnement	15
II.2.4.1. Le dééthaniseur	15
II.2.4.2. Le stabilisateur	15
II.2.4.3. Le débutaniseur	15
II.2.5. Les Utilités	16
II.2.5.1. Section d'air	16
II.2.5.2. Section d'azote	16

II.2.5.3. Section d'eau	16
II.2.6. Stockage et expédition des produits	16
II.2.6.1. Stockage et expédition du GPL produit	16
II.2.6.2. Stockage et expédition du condensat produit	16
II.2.7. Compression et expédition du gaz sec	16
II.3. Description de process de traitement de gaz	17
Conclusion	19

Chapitre III : Transport du gaz

Introduction	21
III.1 Modes du transport du gaz	21
III.1.1 Mode de transport routier	21
III.1.2 Mode de transport ferroviaire	21
III.1.3 Modes de transport par voie maritime	21
III.1.4 Mode de transport par pipeline	22
III.1.4.1 Transport par oléoducs et gazoducs	23
III.2 Travaux de canalisation	24
III.2.1. Piquetage et balisage	24
III.2.2. Constatations des états des lieux avant travaux	25
III.2.3. Ouverture piste	25
III.2.4. Liste des points spéciaux et particuliers	26
III.2.5. Bardage et pré alignement	26
III.2.6. Cintrage	26
III.2.7. Ouverture de la tranchée	26
III.2.8. Travaux de Soudure en ligne	27
III.2.9. Contrôle visuel	28
III.2.10. Contrôle radiographique	28
III.2.11. Carnet de soudure	29
III.2.12. Revêtement	29
III.2.13. Mise en fouille	30
III.2.13.1. Aménagement du fond de fouille	30
III.2.13.2. Apport de terre	30
III.2.13.3. Passage du balai électrique	30
III.2.13.4. Pose des tronçons	31
III.2.13.5. Pré remblai	31
III.2.13.6. Remblai définitif	31

III.2.14. Raccordements	32
III.2.15. Protection cathodique	32
III.2.16. Bornage	33
III.3. Travaux des Ouvrages Concentrés	33
III.3.1. Travaux de préfabrication et montage	33
III.3.2. Clôture barreaudée	34
III.3.3. Protection cathodique	34
III.4. Essais Hydrostatiques	35
III.4.1. Essais ligne	35
III.4.2. Essais postes	35
III.5. Essuyage & Séchage	35
III.5.1. Ligne	35
III.5.1.1. Vidange et essuyage	35
III.5.1.2. Séchage	35
III.5.2. Postes	35
III.6. Mise en Gaz	36
Conclusion	36

Chapitre IV : Système de compression

Introduction	37
IV.1. Définition des stations de compression	37
IV.2. Les compositions de station de compression	38
IV.2.1. Les compresseurs	38
IV.2.1.1. Compresseur centrifuge	39
IV.2.2. Les turbines à gaz	41
IV.2.3. Les aéro-réfrigérants	41
IV.2.4. Contrôle à distance	42
Conclusion	42

Chapitre V : Distribution de réseau transport gaz dans la wilaya d'El oued

Introduction	43
V.1. Le réseau transport gaz au niveau de la wilaya d'el oued	43
V.2. Les utilisateurs du réseau	43
V.3. Source d'alimentation	44
V.3.1. Conditions de pression	44

V.4. La distribution Publiques du gaz naturel dans la wilaya d'el oued	45
Conclusion	46

Chapitre VI : Simulation par logiciel HYSYS

Introduction	47
IV.1.Définition de simulation	47
IV.2. choix du modèle thermodynamique	47
IV.3. Etablissement du schéma de simulateur HYSYS	49
VI.4. Méthodes de calcul de rendement isentropique	52
VI.4.1. Evolution isentropique d'un gaz réel	52
VI.4.2.Loi de rendement isentropique	52
VI.5.Calcul de rendement de turbo-expander dans le cas design	54
VI.5.1. simulation design de l'unité GTFT par HYSYS	55
VI.5.2. calcul de rendement du cas design manuellement à partir des abaques d'enthalpie.	57
Comparaison	60
VI.6.Calcul du rendement de turbo-expander dans le cas réel	61
VI.7. bilan de matière autour de la section de détente	63
VI.8. Etude d'influence des paramètres de l'expander (T, P et Q_m) sur la récupération du GPL.....	66
VI.9. Etude économique.....	72
Conclusion général.....	73

LISTE DES FIGURES

Figure II.1 : Le procès de gaz avec le turbo-Expander en service	8
Figure II.2 : Le procès de gaz avec vanne Joule-Thomson (J-T) en service	9
Figure II.3 : Constituants de train dans l'usine GTFT	11
Figure II.4: slug-catcher	12
Figure II.5 :Adsorper	13
Figure II.6 : Turbo-Expander-compresseur	14
Figure II.7 : Schéma descriptif du Turbo-Expander	15
Figure II.8 : Schéma de fonctionnement de l'unité GPL	19
Figure II.9 : Boosting project	20
Figure III.1 : Réseau du transport du gaz naturel En Algérie	23
Figure III.2 : Ouverture de piste (Gazoduc Djamaa-Touggourt	25
Figure III.3 : Bardage et pré alignement (Gazoduc Djamaa-Touggourt)	26
Figure III.4 : Ouverture de la tranchée (Gazoduc Djamaa-Touggourt)	27
Figure III.5 : Soudure en ligne (Gazoduc Djamaa-Touggourt)	28
Figure III.6 : Revêtement (Gazoduc Djamaa-Touggourt)	30
Figure III.7 : Mise en fouille (Gazoduc Djamaa-Touggourt)	31
Figure III.8 : Mise en fouille et Remblai (Gazoduc Djamaa-Touggourt)	32
Figure III.9 : Raccordements (Gazoduc Djamaa-Touggourt)	32
Figure III.10 : Bornage (biskra)	33
Figure III.11 : Poste de comptage (Hassi Messaoud-El oued)	34
Figure IV.1: Une station de compression avec (turbocompresseurs).....	38
Figure IV.2 : Un compresseur centrifuge	39
Figure IV.3 : Schéma synoptique d'un Turbocompresseur	40
Figure IV.4 : Turbine à gaz General Electric	41
Figure V.1 : Aperçu du réseau de transport de gaz naturel de la région d'El oued modélisé ..	44
Figure V.2: Le réseau transport gaz dans la wilaya d'el oued	46
Figure VI.1 : schéma de l'installation de l'usine de GTFT	50
Figure VI.2 : schéma de l'installation de l'usine de GTFT dans le cas actuel (avec boosting)	51
Figure VI.3: Diagramme de la détente H-S	53
Figure VI.4: Diagramme de la compression H-S	53

Figure VI.5 : schéma design de la section de refroidissement et de la détente	55
Figure VI.6 : résultats de simulation dans le cas design	55
Figure VI.7 : le rendement dans le cas design obtenu par HYSYS	56
Figure VI.8 : la composition de gaz obtenu par HYSYS	56
Figure VI.9 : les paramètres réels de turbo-expander (changer les paramètres)	61
Figure VI.10 : le rendement dans le cas design obtenu par HYSYS	62
Figure VI.11 : variation de rendement de l'expander en fonction de la température d'entrée	66
Figure VI.12 : variation de taux de récupération en fonction de température d'entrée	67
Figure VI.13 : la variation du rendement en fonction de la pression d'entrée	69
Figure VI.14 : taux de récupération du GPL en fonction de pression d'entrée	70
Figure VI.15 : Taux de récupération du GPL en fonction du rendement issu de la variation de pression.	70
Figure VI.16 : Variation de gaz d'alimentation para-port QR GPL	71

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Les composants du gaz naturel	4
Tableau II. 1 : Les paramètres d'entrée et de sortie de gaz lors de la détente	10
Tableau V.1: les ouvrages attendu sur le réseau	45
Tableau VI.1 : les composants du gaz dans le turbo-expander	54
Tableau VI.2 : les paramètres design de fonctionnement de turbo-expander	54
Tableau VI.3: Caractéristique du gaz dans l'expander	58
Tableau VI.4: Caractéristique du gaz dans le compresseur	59
Tableau VI.5 : comparaison entre les méthodes	60
Tableau VI.6 : les composants du gaz dans le turbo-expander dans le cas réel	61
Tableau VI.7 : Données de calcul de l'expander	63
Tableau VI.8: Résultats de calcul du bilan de matière de l'expander	64
Tableau VII.9 : résultats de la variation de température d'entrée	66
Tableau VI.10 : évaluation des pertes en cas de variation de la température d'entrée	67
Tableau VI.11 : résultats de la variation de la pression d'entrée	68
Tableau VI.12 : évolution des pertes dans le cas de la variation de pression d'entrée	69

NOMENCLATURE

A,b : constantes liées à la température et pression critiques.

Z : coefficient de compressibilité.

n_i : nombre de moles du constituant i.

R : constante des gaz parfaits[$R=8,314 \text{ J.mole}^{-1} .\text{k}^{-1}$].

T_{ci} : température critique du constituant i [K].

P_{ci} : pression critique du constituant i [bar].

K_{ij} : coefficient d'interaction binaire.

X_i, X_j : fractions molaires des constituant i et j .

T_{ri} : température réduite [K].

$H'_2 - H_1$: Représente le travail réel de la détente [kj/kg].

$H_2 - H_1$: Représente le travail isentropique de la détente.

$H'_2 - H_1$: Représente le travail réel de la compression.

$H_2 - H_1$: Représente le travail isentropique de la compression.

x: titre massique de vapeur (représente le pourcentage du vapeur à la sortie de la machine).

H_v : enthalpie de la phase gazeuse à la sortie.

HL: enthalpie de la phase liquide à la sortie.

Q_v : débit volumique en Nm^3/jour .

Q_m : débit volumique en kg/s.

m : la masse en kg.

M : la masse molaire en kg/mole.

x_i : la fraction molaire.

v : volume molaire en m^3/mole .

SYMBOLES GRECS

τ : Contrainte tangentiel entre les couches de fluide [Pa]

μ : Viscosité dynamique [Pa .S]

ν : Viscosité cinématique [m²]

ρ : Densité du fluide [kg .m-3]

$\bar{\rho}$: Densité molaire [kg .m-3]

ρ_r : Densité réduite adimensionnel

λ : Coefficient de perte de charge

ε : Rugosité de la conduite [m]

$\omega = [\sum_{i=1}^N x_i \omega_i]$: Facteur acentrique du mélange gazeux

ω_i : Facteur acentrique du composant i

η : Rendement %

Résumé :

Dans ce travail, nous avons présenté une synthèse de gaz naturel, qui comprend comment traiter le gaz, comment le transporter et le distribuer au niveau national, et nous avons également expliqué sa distribution au niveau de territoire de la wilaya d'el oued.

En outre étudié la performance du Turbo-expander à travers une étude thermodynamique, pour cet objectif une combinaison entre le calcul manuel et celui numérique en utilisant le logiciel HYSYS a été adoptée. Les résultats du calcul actuel ont donnés un rendement de 77% ; nettement inférieur à celui du design 81.49%. Cette écart importante à motivé l'étude de l'influence de la variation de : la température, la pression et du débit sur le rendement de ce dernier et par conséquent sur le taux de récupération des GPL. Les résultats obtenus ont été présentés et interprétés ; indiquant une meilleure récupération des hydrocarbures a des basses températures ; hautes pressions et avec des débits proche au design.

Mots clef : - GPL, - HYSYS, - Transport du gaz naturel, - Gazoduc,

ملخص :
قدمنا في هذا العمل خلاصة للغاز الطبيعي تتضمن كيفية معالجة الغاز وكيفية نقله وتوزيعه على المستوى الوطني، كما قمنا بشرح توزيعه على المستوى الترابي لولاية الوادي.
تمت دراسة أداء الموسع التوربيني بشكل أكبر من خلال دراسة ديناميكية حرارية، ولهذا الهدف تم اعتماد الجمع بين الحساب اليدوي والرقمي باستخدام برنامج HYSYS. أعطت نتائج الحساب الحالي عائدًا قدره 77٪؛ أقل بكثير من التصميم 81.49٪. وقد حفز هذا الاختلاف الكبير على دراسة تأثير تباين: درجة الحرارة والضغط والتدفق على إنتاجية الأخير وبالتالي على معدل استخلاص غاز البترول المسال. تم عرض النتائج التي تم الحصول عليها وتفسيرها؛ مما يشير إلى استعادة أفضل للهيدروكربونات عند درجات حرارة منخفضة؛ ضغوط عالية ومع معدلات تدفق قريبة من التصميم.

الكلمات الدالة: -غاز البترول المسال،- محاكي الأنظمة الهيدروكربونية، - نقل الغاز الطبيعي، - خطوط أنابيب الغاز

Abstract:

In this work, we presented a synthesis of natural gas, which includes how to process the gas, how to transport and distribute it at the national level, and we also explained its distribution at the territorial level of the wilaya of el oued.

Further studied the performance of the Turbo-expander through a thermodynamic study, for this objective a combination between manual and digital calculation using the HYSYS software was adopted. The results of the current calculation gave a yield of 77%; significantly lower than that of design 81.49%. This significant difference motivated the study of the influence of the variation of: temperature, pressure and flow on the yield of the latter and consequently on the recovery rate of LPG. The results obtained were presented and interpreted; indicating better recovery of hydrocarbons at low temperatures; high pressures and with flow rates close to the design.

Key words: -LPG, -HYSYS, - Transport of natural gas, - Gas pipeline

Introduction général

Le gaz naturel est considéré comme l'un des éléments fondamentaux de la plupart des énergies nécessaires au développement des pays, y compris le fonctionnement des usines et des centrales de production d'électricité, en plus de la consommation de la population et de l'apport de devises.

Le gaz naturel est considéré comme une force des pays.

Le gaz naturel en Algérie qui est utilisé dans les secteurs industriels et domestiques, dont deux (02) sociétés se partagent les missions allant de la production à la distribution aux clients finaux à savoir : La société SONATRACH qui fournit la matière première (le gaz naturel) et dont l'une de ses filiales « Activité Transport par Canalisations – SH/TRC » s'occupe du transport du gaz naturel depuis les pôles de production au sud vers les pôles de demande et de transformation au nord (marché national et exportation), La société SONEGAS qui s'emploie à acheminer le gaz naturel, livré par SONATRACH, par le biais de canalisations, jusqu'aux utilisateurs finaux que sont les abonnés domestiques, les clients industriels et les producteurs d'électricité grâce à l'une de ses filiales qu'est la « Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du Gaz – GRTG » exclusivement dédiée à l'approvisionnement en gaz naturel des utilisateurs du marché national.

Pour mener à bien notre projet nous avons élaboré le plan suivant :

- Le premier chapitre servira à donner quelques généralités sur le gaz naturel.
- Dans le deuxième chapitre, nous présentons le traitement du gaz naturel et la récupération du GPL.
- Dans le troisième chapitre nous présentons les modes du transport du gaz naturel, avec le détail de mode par canalisation.
- Dans le quatrième chapitre, nous présentons le système de compression de gaz naturel le long distance de canalisation.
- Le cinquième chapitre est consacré à la distribution de réseaux transport gaz au niveau de la wilaya d'el oud.

Introduction général

- Dans le sixième chapitre nous présentons logiciel HYSYS avec une simulation par HYSYS l'efficacité d'équipement le plus important dans le train de traitement de gaz (turo-expander), pour vérifier et assuré le bon fonctionnement et bon rendement d'usine de traitement de gaz (récupération le maximum de GPL).

En fin, nous terminons notre travail par une conclusion générale portant sur ce qui a été élaboré.

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

Introduction

Dans ce chapitre nous avons présenté la définition du gaz naturel, ainsi que l'utilisation et la gestion du gaz pour le développement énergétique.

I.1. Définition du gaz naturel

Le gaz naturel présente un avantage concurrentiel par rapport aux autres sources d'énergie.

En outre, les progrès technologiques améliorent constamment l'efficacité des techniques d'extraction, de transport et de stockage ainsi que le rendement énergétique des équipements fonctionnant à base de gaz naturel.

Le gaz naturel est incolore, inodore, insipide, sans forme particulière et plus léger que l'air, il se représente sous sa forme gazeuse au-delà de -161°C .

Pour des raisons de sécurité, un parfum chimique, « THT » qui lui donne une odeur, lui est souvent ajouté afin de permettre de détecter une fuite de gaz éventuelle et par conséquent éviter une catastrophe. [1]

I.2. Compositions du gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane, de l'éthane, du propane, des butanes. D'autres composés tels que CO_2 , l'hélium, le sulfure d'hydrogène et l'azote peuvent également s'y trouver.

Bien que la composition du gaz naturel varie, son composant principal est le méthane (au moins 90%). Il possède une structure d'hydrocarbure simple, composé d'un atome de carbone et de quatre atomes d'hydrogène CH_4 . Le méthane est extrêmement inflammable, il brûle facilement et presque totalement et n'émet qu'une faible pollution.

Le gaz naturel n'est ni corrosif, toxique, sa température de combustion est élevée et il possède un intervalle restreint d'inflammabilité, ce qui en fait un combustible fossile sur comparé à d'autres sources d'énergie. En outre, en raison de sa densité de (0,60), inférieure à celle de l'air (1,00), le gaz naturel a tendance à s'élever et peut, par conséquent, disparaître facilement du site où il se trouve par n'importe quelle fissure. Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être employée dans des domaines très variés, traditionnellement, la fourniture de chauffage et d'électricité en sont principaux débouchés. En outre, les préoccupations grandissantes liées à la protection de l'environnement, devraient conduire à accroître encore le recours au gaz naturel dans les transports. [1]

➤ **Compositions du gaz naturel après le traitement**

Formules	Composés	%	Masse molaire
CH ₄	Méthane	89.43	16.04
C ₂ H ₆	Ethane	2.71	30.07
C ₃ H ₈	Propane	0.61	44.09
n-C ₄ H ₁₀	n-Butane	0.001	58.12
i-C ₄ H ₁₀	Isobutane	0.001	58.12
n-C ₅ H ₁₂	n-Pentane	-	72.15
i-C ₅ H ₁₂	Isopentane	-	72.15
n-C ₆ H ₁₄	n-Hexane	-	86.18
n-C ₇ H ₁₆	n-Heptane	-	100.21
H ₂ S	Hydrogène sulfuré	-	34.08
CO ₂	Dioxyde de carbone	4.13	44.01
N ₂	Azote	2.75	28.01
Masse Molaire	18.47		
Masse Volumique	0.74 kg / m ³		
Densité	0.60		

Tableau I.1 : Les composants du gaz naturel.

I.3. Utilisation du gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie propre aux multi-usagers.

Comme son nom l'indique le gaz naturel ne subit pas de transformation majeure après son extraction, il est initialement incolore et inodore mais pour une plus grande sécurité, il est «odorisé».

La combustion du gaz naturel produit essentiellement de la vapeur d'eau et du dioxyde de carbone et ne dégage ni fumée, ni particules. Pour une production d'énergie équivalente, le gaz naturel dégage deux fois moins d'oxyde d'azote que le fioul et le charbon et près de 30 % de moins de dioxyde de carbone.

En comparaison aux autres énergies non renouvelables, le gaz naturel est l'énergie rejetant le moins de CO₂ (55 kg par giga-joule de chaleur alors que le pétrole brut en rejette 75 kg et le charbon près de 100). De même, toute chaudière à condensation au gaz naturel émet 2 fois moins de CO₂ qu'une nouvelle installation de chauffage électrique direct.

Le gaz naturel est aujourd'hui souvent utilisé en complément des énergies renouvelables lors de la construction de bâtiments à basse consommation.

Le gaz naturel a deux atouts principaux.

D'une part il représente la meilleure efficacité énergétique de toutes les énergies fossiles du marché. D'autre part il s'agit d'une énergie ne nécessitant pas de capacité de stockage chez le consommateur.

I.3.1. Le marché résidentiel et tertiaire

Le gaz naturel est habituellement utilisé comme combustible dans la production de chaleur pour la cuisson ou le chauffage. En Algérie, plus de 50% de la consommation de gaz naturel est destinée aux distributions publiques alimentant le secteur résidentiel/tertiaire, notamment pour le chauffage, ainsi que les clients industriels moyenne et basse pression.

Les installations au gaz naturel sont de plus en plus performantes. Qu'il s'agisse de la chaudière à condensation ou de la pompe à chaleur, les solutions permettant de réaliser des économies d'énergie, dans le neuf comme dans l'ancien, sont nombreuses. [2]

I.3.2. Le secteur industriel

En Algérie, l'industrie représente plus de 15% de la consommation de gaz naturel.

Celui-ci est utilisé comme matière première pour ses applications industrielles touchant les secteurs des matériaux de construction, de la chimie plastique et caoutchouc, de l'agro-alimentaire, du textile, des mines et carrières, du raffinage, du bois, papier et liège, du cuir, etc.. [2]

I.3.3. La production d'électricité

Depuis 10 ans, le secteur électrique contribue à l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel dans le monde, représentant aujourd'hui plus de 30% de cette utilisation en Algérie.

Cette tendance devrait se poursuivre du fait de la forte demande des pays émergents.

L'utilisation du gaz naturel dans la production d'électricité permet de réduire les émissions de CO₂, notamment comparé aux émissions dues à l'utilisation de centrales à charbon. De même les investissements nécessaires et les coûts de fonctionnement pour une centrale électrique au gaz sont bien moindres, permettant un rendement souvent supérieur de 50 %. [2]

I.3.4. Les véhicules : Gaz Naturel Véhicules (GNV)

Le gaz naturel est aujourd'hui également utilisé comme carburant pour les véhicules.

Il s'agit du même gaz naturel que celui utilisé pour le chauffage ou la cuisson domestique, excepté qu'il a été comprimé afin de faciliter son stockage.

Le GNV est comprimé à 200 bars, pression comparable à celle des bouteilles de plongée sous-marine. Au-delà de la compression, le GNV ne nécessite aucune transformation et reste

donc une énergie propre, dégageant bien moins de CO₂ que l'essence ou le diesel. A titre indicatif, plus d'un million de véhicules au gaz naturel roulent déjà dans le monde.

I.4. Les Gestionnaires du gaz naturel

Le gaz naturel en Algérie est utilisé dans les secteurs industriels et domestiques, dont deux (02) sociétés se partagent les missions allant de la production à la distribution aux clients finaux à savoir :

a. La société SONATRACH qui fournit la matière première (le gaz naturel) et dont l'une de ses filiales « Activité Transport par Canalisations – SH/TRC » s'occupe du transport du gaz naturel depuis les pôles de production au sud vers les pôles de demande et de transformation au nord (marché national et exportation)

b. La société SONEGAS qui s'emploie à acheminer le gaz naturel, livré par SONATRACH, par le biais de canalisations, jusqu'aux utilisateurs finaux que sont les abonnés domestiques, les clients industriels et les producteurs d'électricité grâce à l'une de ses filiales qu'est la «Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du gaz – GRTG» exclusivement dédiée à l'approvisionnement en gaz naturel des utilisateurs du marché national.

Conclusion :

Le gaz naturel est une substance énergétique essentielle dans la vie des peuples, de sorte qu'avec cette substance, nous obtenons de l'énergie thermique et celle-ci est transformée en énergie électrique et mécanique.

Le gaz naturel c'est une force de pays dans les domaines d'industrie et le développement.

Chapitre II : Traitement du gaz naturel

Introduction

Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous-produit du pétrole, il était brûlé à la torche sur de nombreux gisements. Il a commencé à être utilisé aux Etats-Unis, dans l'industrie d'abord, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé.

Son développement a ensuite été très rapide, grâce à l'abondance de ses réserves, à leur répartition sensiblement plus équilibrée que celle des réserves pétrolières et à son excellente qualité pour le consommateur final.

Les procédés de traitement de gaz naturel sont caractérisés par la méthode, et les moyens de réfrigération qu'il s'utilisent pour la fraction des particules hydrocarbures lourdes de gaz (GPL, CONDENSATS) qui sont caractérisées par certaines spécifications par exemple le pouvoir calorifique, la teneur en C₅₊ et la teneur mèneau, Et tout cela pour la commercialisation de produits algériens et attirer les clients étrangers. En plus de cette exigence du client, un traitement rigoureux s'impose pour faciliter son transport et sa distribution par canalisation.

Dans cette usine de traitement de GTFT, Le gaz brut subit un traitement pour éliminer l'eau de condensation, récupérer les fractions d'hydrocarbures lourds (condensât) et le GPL (propane, butane).

Le GPL produit dans ces unités doit répondre aux spécifications commerciales à savoir la teneur en condensât dans le GPL qui ne doit pas dépasser les 0,4 % et la teneur en C₂ qui de même ne doit pas avoir un teneur plus de 3 %.

GAZ sec : constitué de composés légers, en majeure partie de méthane et d'éthane (C₁ et C₂).

GPL : est composé d'hydrocarbures légers, principalement de butane et de propane (C₃ et C₄), à l'état liquide.

Condensats : correspondent aux composés lourds, principalement des hydrocarbures C₅₊.

Ce process est caractérisé par l'utilisation du TURBO-EXPANDER qui a pour fonction de récupérer l'énergie qui se produit, lorsqu'un gaz à haute pression passe à travers l'expander de détente, ce fluide étant détendu d'une façon isentropique permet d'abaisser la température du gaz au-dessous de celle obtenue par une détente adiabatique dans la vanne joule Thomson.

Ce qui permet de récupérer les hydrocarbures liquides en plus grande quantité.

II.1. Les procédés de traitement de gaz brut

Dans cette usine de traitement de GTFT, le gaz subit plusieurs opérations de purification, dont le but est de récupérer des éléments lourds notamment les C₃ et les C₄ GPL. Le gaz passe à travers des sections de détente afin de lui diminuer la température, il existe deux procédés de détente dans cette usine. [3]

II.1.1. Le procédé HUDSON

Ce procédé appelé la détente avec travail extérieur est plus performant, il est largement utilisé dans l'industrie du gaz dans un détendeur turbine le refroidit et de même que la quantité de chaleur apportée traitement du gaz par rapport à l'autre. De même que la compression adiabatique chauffe le gaz, la détente adiabatique au gaz est égale au travail de compression fourni, la quantité de chaleur retirée au gaz est égale à l'énergie récupérée. Le froid est donc produit par la détente isentropique ($S = \text{Constante}$) du gaz dans cette machine appelée le turbo Expander et la chaleur est extraite du système sous forme de travail mécanique utilisé pour entrainer un compresseur employé dans l'expédition du gaz. [4]

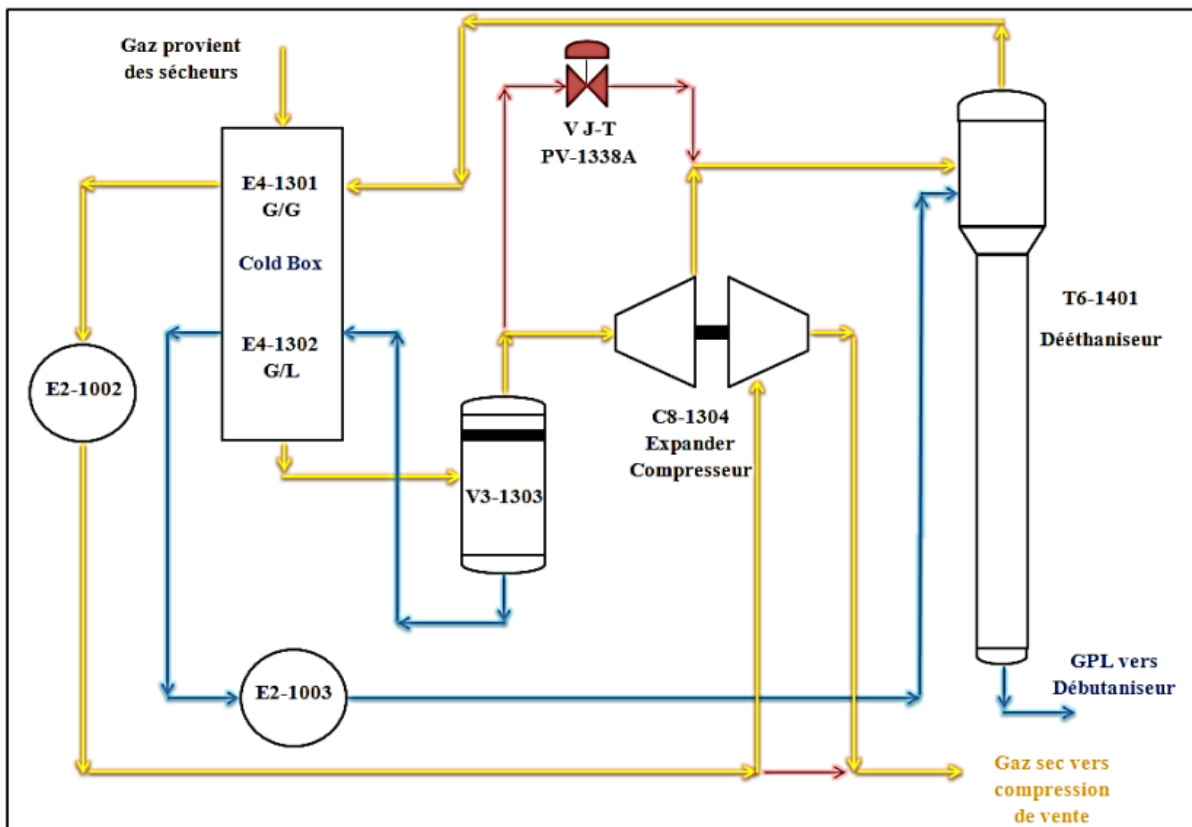


Figure II.1 : Le procès de gaz avec le turbo-Expander en service.

II.1.2. Le procédé PRITCHARD

Ce procédé consiste à produire du froid par la détente d'un gaz dans une vanne appelée la vanne Joule-Thomson (J-T), cette détente libre isenthalpique (à $H = \text{Constante}$) est accompagnée généralement d'un refroidissement. En pratique, elle est réalisée à l'aide d'une conduite calorifugée où le gaz, sous certaines conditions thermodynamiques, voit sa pression et sa température diminuées. [4]

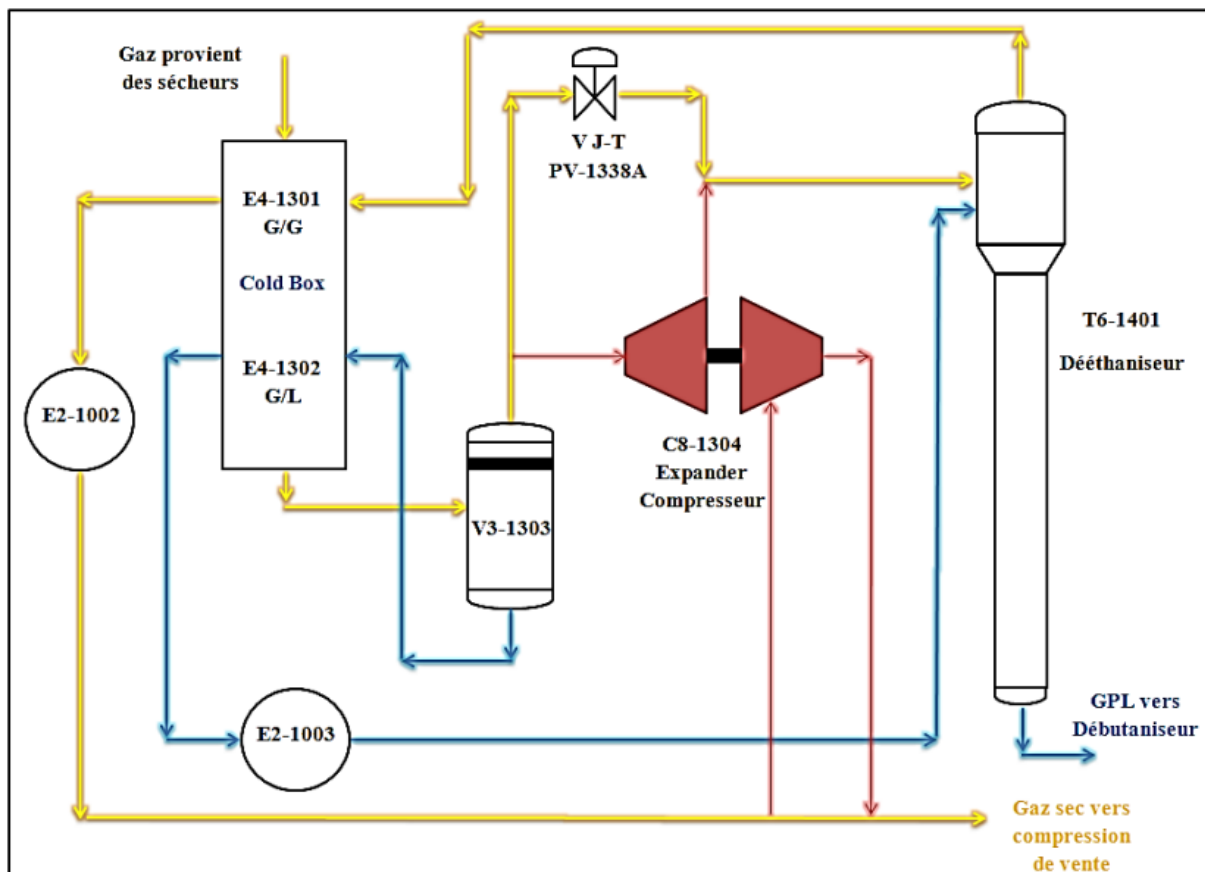


Figure II.2 : Le procès de gaz avec vanne Joule-Thomson (J-T) en service.

La vanne Joule Thomson PV 1338A, est le by-pass du turbo-Expander C8 1304, elle assure le fonctionnement du train dans les conditions d'exploitation transitoires suivantes :

- Mise en service du train,
- Arrêt contrôlé du train,
- Arrêt et remise en service du turbo-Expander C8 1304,
- Expander hors service suite à une indisponibilité de la machine jusqu'à sa remise en service.

II.1.3. Comparaison Entre Les Procédés

La qualité du GPL récupéré est optimisée avec la mise en service du turbo-Expander : en effet, dans ce cas, la teneur en C₃ dans le gaz d'export est d'environ 1,6%, tandis qu'elle est d'environ 5% avec la vanne Joule Thomson. Elle permet de détendre le gaz à 26,9 bars.

Les paramètres d'entrée et de sortie de gaz dans la vanne J-T et dans le turbo-Expander dans l'unité de traitement GTFT sont : [3]

Dispositifs de la détente de gaz	Paramètres	Valeurs
La vanne Joule-Thomson	Pression d'entrée (bars)	63,19
	Pression de sortie (bars)	26,9
	Température d'entrée (°C)	-19,23
	Température de sortie (°C)	- 42,82
	Quantité de GPL à la sortie %	3,33
Le TurboExpander	Pression d'entrée (bars)	63,19
	Pression de sortie (bars)	20,30
	Température d'entrée (°C)	-19,23
	Température de sortie (°C)	- 62,64
	Quantité de GPL à la sortie %	8,24

Tableau II. 1 : Les paramètres d'entrée et de sortie de gaz lors de la détente. [3]

L'efficacité d'un procédé de traitement de gaz naturel dépend essentiellement des moyens de réfrigération qu'il utilise. Dans la comparaison des performances des procédés, nous remarquons qu'un gain de récupération de 8.24% de GPL est réalisé par le procédé Hudson par rapport au procédé Pritchard 3.3% de GPL.

Le TURBO-EXPANDER représente le cœur du procédé grâce à sa performance incontestable dans la récupération des liquides. Le TURBO-EXPANDER est un équipement simple, monté sur un skid et ne nécessite pas de maintenance particulière tant qu'il est exploité dans de bonnes conditions. Cet équipement a vu son intérêt augmenter par son utilisation dans le traitement cryogénique du gaz naturel

II.2. Constituants de train dans l'usine GTFT

Elle se compose de deux trains identiques constitués par plusieurs sections, et d'autres sections associées aux trains de traitement :

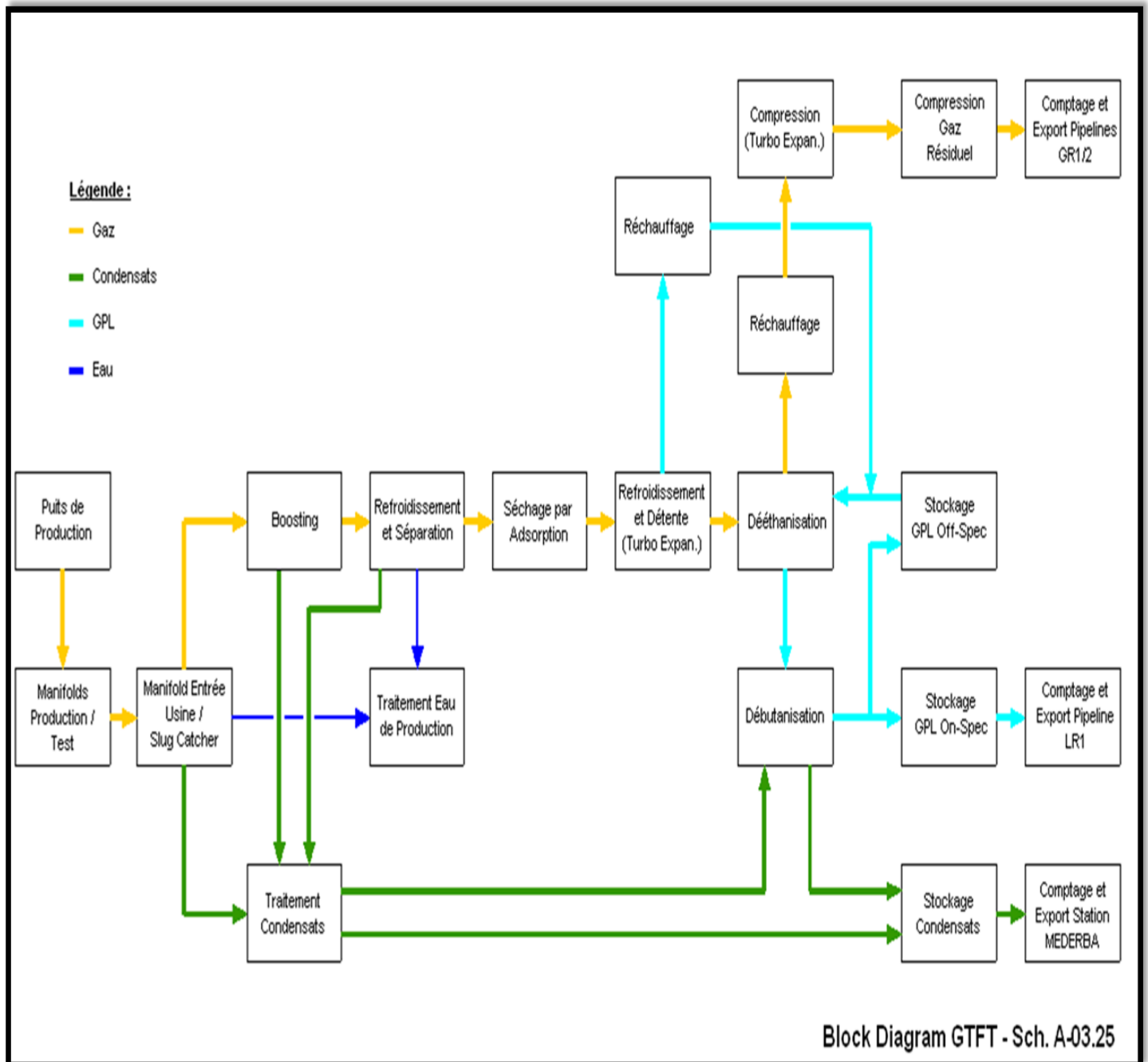


Figure II.3 : Constituants de train dans l'usine GTFT [4]

II.2.1. Section de séparation primaire et refroidissement

Le réseau de gaz brut transporte le gaz saturé sortant du séparateur de condensat (Slug-catcher) vers les trains de process où il passe à travers des échangeurs E2-1002, E2-1003, séparateur V4-1004, et filtres F2-1005 A/B destinés à séparer le condensat et l'eau du gaz. [5]

L'objet du slug-catcher est de récupérer les bouchons de condensat et d'eau qui se forment dans les conduites aussi séparer le gaz des liquides.



Figure II.4: slug-catcher

II.2.2. Section sécheur (la déshydratation par tamis moléculaire)

II.2.2.1. L'adsorption

L'objet du système d'adsorption de Gaz est d'éliminer l'eau présente dans le courant du gaz de procès afin d'empêcher la formation d'hydrates dans la section froide du procès aussi d'éviter la contamination du produit par l'eau. L'eau est adsorbée au niveau des tamis moléculaire dans chaque adsorbeur.

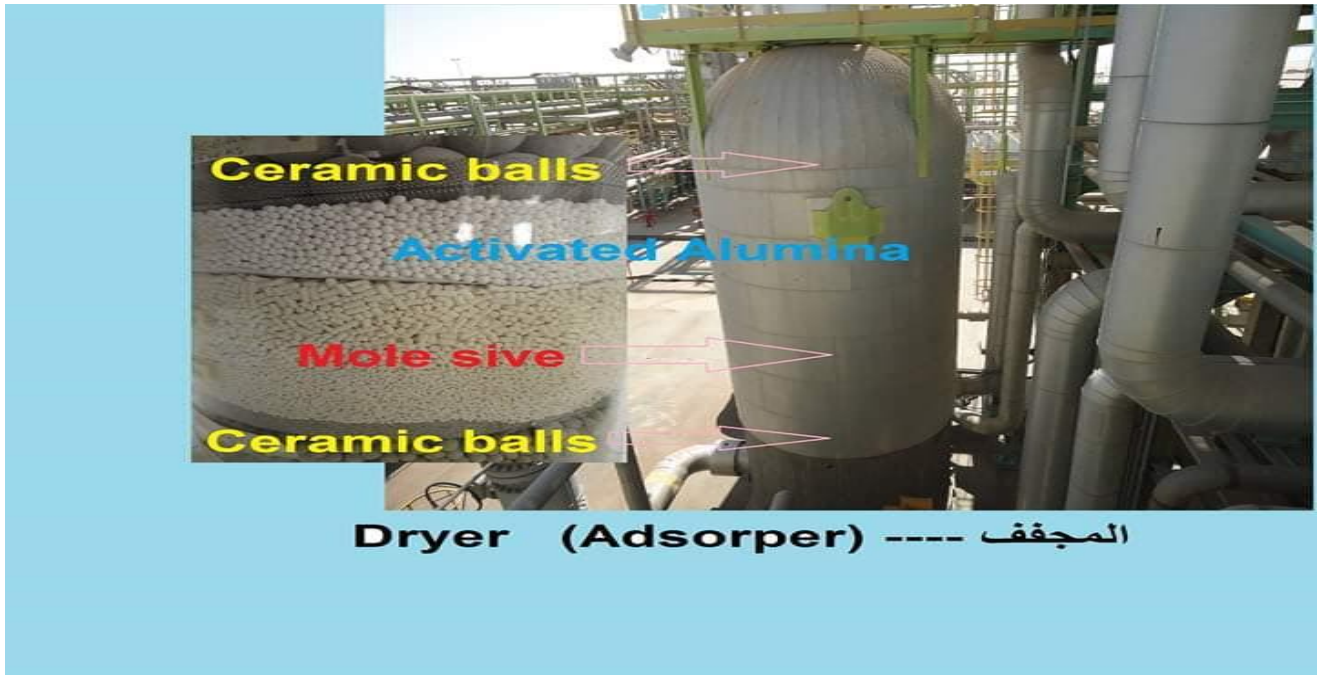


Figure II.5 :Adsorper

II.2.2.2. La régénération

Le système de régénération permet d'éliminer l'eau des tamis moléculaires saturés. Le gaz de régénération est soutiré du courant de gaz sec à la sortie des adsorbeurs. Le gaz est comprimé à 68 bars (Pression suffisante pour faire passer le gaz de régénération à travers le circuit de régénération et le renvoyer à l'entrée). Après compression le gaz est réchauffé dans un échangeur afin d'obtenir la température requise pour vaporiser l'eau dans les tamis saturés.

II.2.3. Section de refroidissement et de détente

II.2.3.1. Refroidissement

Le gaz chaud sec traverse deux échangeurs à plaques à ailettes en Aluminium dans lesquelles il est refroidie par un courant de gaz froid en provenance de dééthaniseur et un courant de liquide froid en provenance du séparateur d'entrées de l'expandeur.

II.2.3.2. La détente

Le turbo-expandeur permet d'utiliser l'énergie du gaz par détente, réduisant ainsi la pression et la température en vue de faciliter la séparation des hydrocarbures légers. L'énergie provenant de la détente de gaz sur les lames de l'expandeur est ensuite utilisé pour entraîner le compresseur qui augmente la pression des fractions légères dans une phase du procédé d'expédition.



Figure II.6 : Turbo-Expander-compresseur

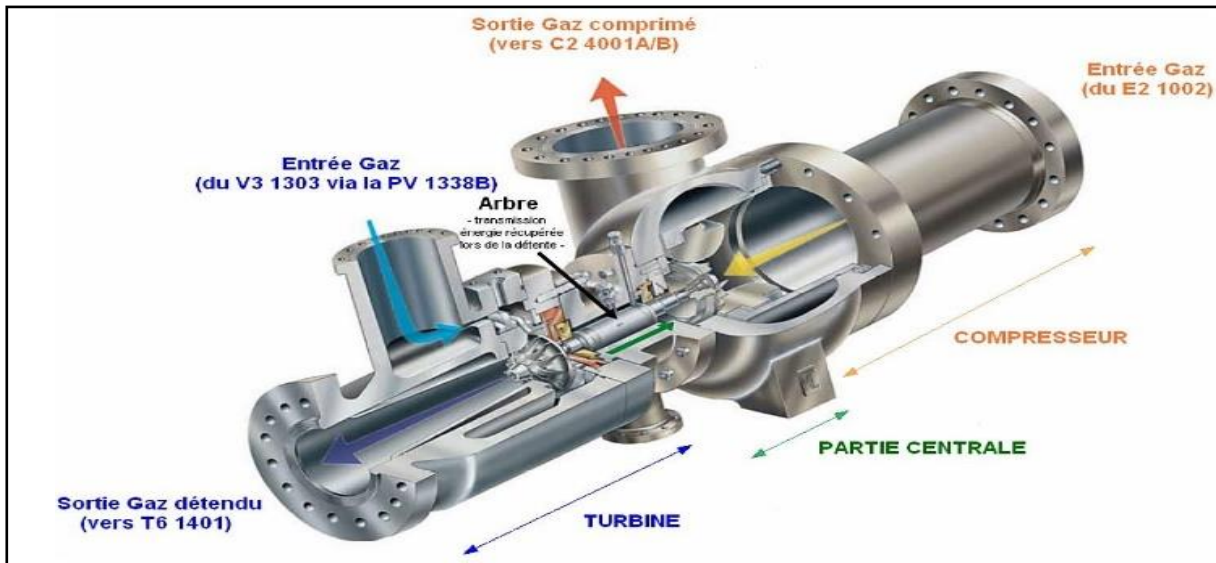


Figure II.7 : Schéma descriptif du Turbo-Expander

II.2.4. Section de fractionnement

Elle comporte également trois colonnes de fractionnement, le dééthaniseur, la colonne de stabilisation, et le débutaniseur, où :

II.2.4.1. Le dééthaniseur

Le dééthaniseur T6-1401 est une colonne conçue pour séparer l'éthane et les fractions gazeuse plus légères du propane et des fractions plus lourdes.

II.2.4.2. Le stabilisateur

Pendant la séparation du courant d'alimentation liquide. Les hydrocarbures légers se vaporisent par détente et le courant d'alimentation devient bi-phasique. Ce courant est stabilisé en le faisant passer dans la colonne de stabilisation dont laquelle les fractions légères sont extraites sous forme de vapeur, et les C^{3+} restent en phase liquide. Le courant liquide monophasique résultant est donc plus stable et plus facile à contrôler en vue de son épuration ultérieure.

II.2.4.3. Le débutaniseur

Est une colonne conçue pour séparer le propane et les fractions légères du butane et des fractions plus lourdes. Il constitue la dernière étape du procédé de production de GPL pur où il reçoit deux alimentations, l'une froide provenant du fond du dééthaniseur et l'autre chaude provenant du fond du stabilisateur.

II.2.5 .Les Utilités

II.2.5.1. Section d'air

L'air industriel est fourni aux différents postes de service industriels de l'unité à un certain nombre de pompes pneumatiques et les vannes.

II.2.5.2. Section d'azote

Le réseau de gaz inerte est utilisé pour maintenir une pression positive dans les récipients qui contiennent des hydrocarbures et pour la purge des équipements en vue d'éliminer les hydrocarbures ou l'oxygène. L'azote est extrait de l'air industriel par le Skid de production d'azote, comprimé à 30 bars, par les compresseurs d'azote (C4- 6903) puis, soit stocké dans le réservoir V5- 6904 de 42 m³, soit distribué aux utilisateurs.

II.2.5.3. Section d'eau

Le réseau d'eau industrielle est composé de deux puits munis chacun d'une pompe verticale. Ces pompes refoulent l'eau douce vers le réservoir d'eau industrielle et le réservoir d'eau incendie. Le réseau d'eau industrielle alimente également le réseau potable.

II.2.6. Stockage et expédition des produits

II.2.6.1. Stockage et expédition du GPL produit

Dans l'unité existent trois sphères de stockage du GPL produit, deux hors spécifications et une aux spécifications. La capacité de la sphère de stockage du produit on-spec V6-4101 est de 500 m³ à 17 bars et 65°C.

II.2.6.2. Stockage et expédition du condensat produit

Les réservoirs de stockage du condensat on-spec sont de type à toit flottant, leurs capacité de stockage est de 6000 m³ de chacun, à une pression et température de service de 1 atm, 80°C, et celles de stockage du condensat off-spec sont à toit bombé fixe, ainsi que leurs capacité est de 2000 m³ et leurs pression et température de service sont de 50 mm H₂O, et 88°C.

II.2.7. Compression et expédition du gaz sec

Elle est constituée essentiellement par une turbine à gaz et un compresseur centrifuge.

Le gaz résiduel sec doit être comprimé par des compresseurs à une pression élevée pour permettre son insertion dans le pipeline du gaz résiduel.

II.3. Description de process de traitement de gaz

Le slug catcher (Séparateur de gaz brut) de l'unité est alimenté par 6 trunk-line (la somme des manifolds), chaque trunk-line regroupe plusieurs puits.

Le gaz brut des puits est un mélange tri-phasique, il est envoyé vers le slug catcher à une température de 40°C et une pression de 37 bars, où il subit une première séparation. Le gaz monte au sommet et le liquide se sépare en bas sous l'effet de la différence des densités du liquide hydrocarbure et d'eau, où ce dernier suit son chemin dans le circuit d'eau d'usine.

Le gaz humide qui sort au sommet du slug catcher est dirigé vers la section boosting, le boosting a été mis en place pour compenser la chute de pression progressive au niveau du gisement (de 64 barg en 2008 à 34 barg en 2011), Il permet de maintenir le plateau de production ainsi que de comprimer le gaz naturel à une pression de 80 barg à l'entrée des trains de traitement et une température de 76,3°C, ensuite il est envoyé vers les deux trains de traitement identiques de l'usine de GTFT. La pression du train est réglée à 65 bars, également après cette détente la température baisse jusqu'à 46°C. [6]

A l'entrée du train, le gaz est séparé en deux parties qui sont refroidis dans les deux échangeurs d'entré E2-1002(gaz/gaz) et E2-1003(gaz/liquide) où il sort à 20°C en entrant dans le ballon séparateur V4-1004 où on récupère le gaz au sommet et au fond l'eau et le condensât. Le gaz du sommet du ballon est filtré avant d'être envoyé vers les sécheurs à fin d'éliminer tout le liquide. Dans les sécheurs T2-1101A/B/C on adsorbe l'eau par passage du gaz à travers les tamis moléculaires, il existe également trois sécheurs où deux travaillent en adsorption et le troisième en régénération. [6]

Le gaz séché est filtré dans un filtre à poussière, ensuite il entre dans l'échangeur à plaque E4-1302/1301 coté calandre à la température de 23°C où il est refroidi jusqu'à la température de -19°C. Le courant sortant de cet échangeur est un mélange bi-phasique qui subit une séparation par flash dans le ballon d'aspiration du turbo-Expander V3-1303.

Le gaz récupéré au sommet du ballon est aspiré par la turbine du turbo-Expander C8-1304 à 65 bar et -19°C, ici le gaz subit une grande détente jusqu'à 20 bars où la température baisse jusqu'à -62°C, c'est l'alimentation froide du dééthaniseur T6-1401 (Récupérateur de C₂-).

La deuxième alimentation du dééthaniseur provient du ballon d'aspiration du turboExpander qui s'échauffe successivement dans l'échangeur à plaque et l'échangeur d'entrée E2-

1003 jusqu'à sa température d'entrée dans le dééthaniseur 34°C. Le gaz sec sort au sommet du dééthaniseur à la pression de 20bars et à -48°C, s'échauffe aussi dans l'échangeur à plaque et l'échangeur d'entrée E2-1002 jusqu'à la température de 23°C, ensuite il subit une compression dans le compresseur du turbo-Expander jusqu'à la pression de 27bars et la température de 70°C, après il est refroidi par les aérons avant d'être envoyé vers le ballon d'aspiration du compresseur V1-4003A/B, dans le compresseur, le gaz est comprimé jusqu'à 72bars (gaz de vente). Au fond du dééthaniseur sort le liquide riche en GPL à une température de 84°C qui est préchauffé dans l'échangeur E2-1507 jusqu'à 95°C qui est la température d'admission dans le débutaniseur. [6]

Au fond du slug catcher on récupère plus de 70% de la quantité du condensât, ce courant se dirigera ensuite vers le ballon V4-1204 où on élimine le maximum de gaz, ce dernier est recyclé avec le courant du gaz sec. Le condensât sort du ballon et subit une filtration pour éliminer les impuretés et l'eau, avant d'alimenter la colonne de stabilisation, le condensât est préchauffé dans l'échangeur E2-1207 jusqu'à la température de 42°C. Le condensât récupéré dans le ballon d'entrée V4-1004 est séparé une autre fois dans le ballon V4-1205 où on obtient une certaine quantité de gaz qui sera par la suite envoyée vers le courant de gaz sec et le condensât entre dans la colonne de stabilisation T4-1202 au niveau du premier plateau.

Au sommet de la colonne de stabilisation T4-1202 on obtient un gaz qui sera utilisé comme fuel gaz HP pour le fonctionnement de la turbine C2-4001.

Au fond de T4-1202 on obtient le liquide riche en condensât à la température de 166°C qui alimente par suite le débutaniseur (récupérateur de GPL).

Le GPL obtenu au sommet de la colonne T6-1501 est condensé totalement en passant par les aérons, ensuite il est envoyé vers le ballon de reflux V4-1504 où une partie est recyclée au sommet de la colonne comme un reflux froid et l'autre partie est envoyée vers la section de stockage GPL soit on spec soit off-spec.

Le condensât final sort du fond de la colonne T6-1501 et passe dans l'échangeur E2-1502, les aérons et l'échangeur E2-1507 pour se refroidir et finalement il est envoyé vers la section de stockage de condensât soit on spec soit off-spec. [6]

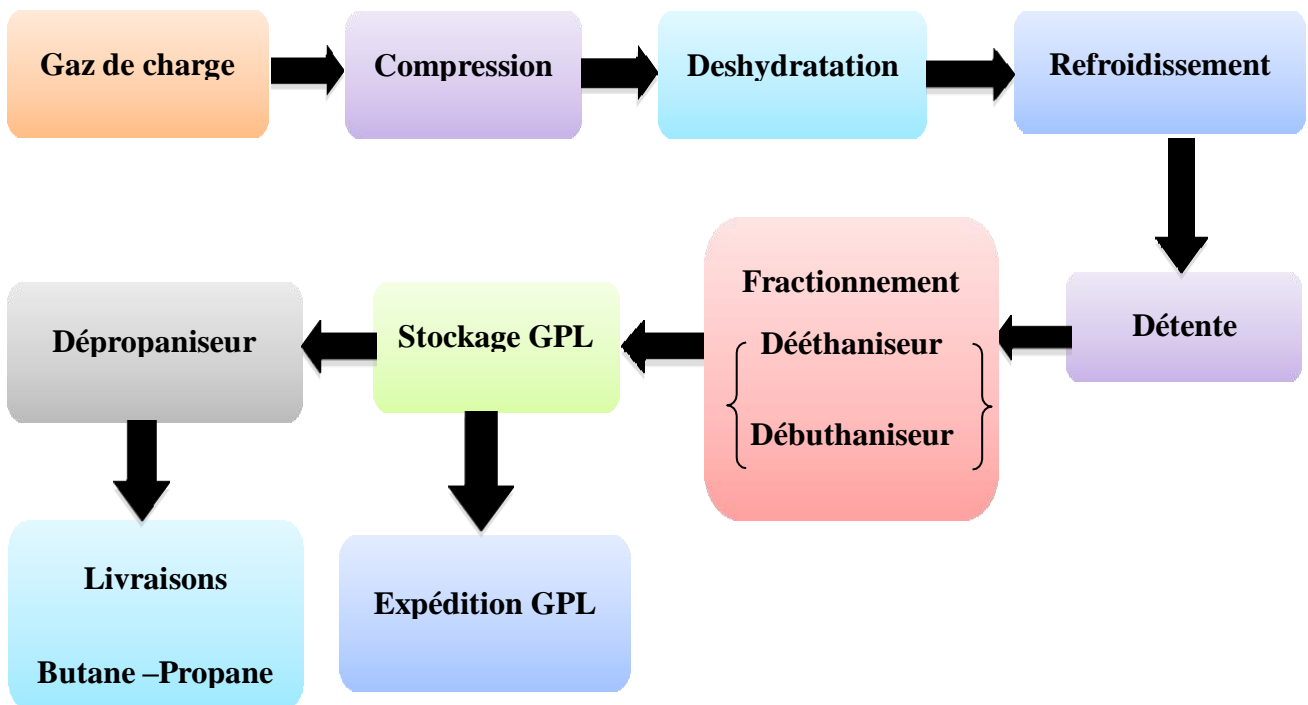


Figure II.8 : Schéma de fonctionnement de l'unité GPL.

Conclusion

Le gaz naturel occupe une position très importante dans l'ensemble des énergies fossiles, vu la facilité de son exploitation et son large domaine d'utilisation.

Nous avons vu aussi que le traitement du gaz naturel notamment le gaz humide se focalise sur la valorisation de la fraction liquide (GPL et Condensat), et cela en utilisant des outils de fractionnement par réfrigération tels que la boucle de réfrigération extérieure (le cas du procédé PRICHARD), ou bien l'utilisation d'une turbine d'expansion appelée turbo-expander (le cas du procédé HUDSON).

Ces outils sont caractérisés par un taux de récupération de GPL (qui est saturé dans le gaz brut), très important. C'est ce qui était remarqué à travers l'exemple du centre de production GTFT qui utilise le turbo-expander afin d'avoir une récupération en GPL plus que 75%.

Le groupement TFT a recherché les meilleurs procédés de traitement de gaz selon les différents procédés de traitement où : le refroidissement et séparation primaire, la déshydratation jusqu'à l'étape de fractionnement pour assurer la meilleure qualité de GPL, condensat et de gaz sec.

Chapitre III : Transport du gaz Naturel

Introduction

Le **transport du gaz naturel** consiste à amener le gaz de son lieu d'extraction, jusqu'à sa zone de consommation. Pour alimenter les réseaux de distribution, deux moyens sont utilisés :

- les gazoducs, des canalisations pouvant transporter du gaz sous pression sur de longues distances. Sur terre ou sous la mer, ces canaux constituent un réseau très dense, afin d'acheminer le gaz rapidement, partout dans le monde ou presque ;
- les navires méthaniers peuvent aussi être utilisés, pour transporter le gaz sur de très longues distances, ou dans des lieux difficilement accessibles. Dans ce cas, le transport par gazoduc est impossible ou trop coûteux. Le gaz est alors liquéfié ; on l'appelle alors GNL (gaz naturel liquéfié) et transporté par des navires jusqu'aux zones de consommation.

III.1 Modes du transport du gaz

III.1.1 Mode de transport routier

Le transport du pétrole ou gaz par camion est essentiellement réservé aux produits déjà raffinés. Il sert par exemple à approvisionner les stations-service. Les camions ont plusieurs compartiments dans leur citerne afin de séparer les différents types de carburant et de ne pas multiplier les trajets. Le camion demeure aussi l'unique moyen de transport pouvant atteindre n'importe quel endroit du territoire grâce aux nombreuses routes. [7]

III.1.2 Mode de transport ferroviaire

Aujourd'hui, le réseau oléoduc n'est pas suffisant pour transporter l'ensemble du pétrole produit. On fait donc appel à des wagons-citernes qui transportant parfois les oléoducs, formant ainsi un « pipeline virtuel et mobile ». L'avantage du train est d'être plus mobile, de pouvoir emprunter toutes les voies ferrées existantes et de s'adapter à la demande en ajoutant si besoin des wagons supplémentaires. Cette solution reste considérée comme dangereuse grâce aux accidents. Les déraillements peuvent entraîner de lourdes pertes et causer des incendies et des risques écologiques. [7]

III.1.3 Modes de transport par voie maritime

Le pétrole peut être transporté par les navires pétroliers, aussi appelés « tankers » ou « supertankers » pour les plus grands d'entre eux. Les navires pétroliers ont des appellations différentes selon le type de produits qu'ils transportent (pétrole brut ou produits raffinés) et selon

leur capacité embarquée. La dimension des navires (et donc leur capacité de transport) est par ailleurs limitée selon les points de transit empruntés (plus ou moins larges). [7]

➤ **Caractéristiques des navires pétroliers**

La capacité de transport des navires pétroliers est exprimée en « tonnes de port en lourd » (tpl). Cela correspond à leur chargement maximum.

Les tankers les plus répandus actuelle sont :

- Les Panamax capables de transporter entre 50 000 et 79 999 tpl. Cette capacité correspond à la limite imposée aux pétroliers pour transiter par le canal de panama.
- Les Aframax entre 80 000 et 124 999 tpl (capacité maximale pour les navires ayant un système de jauge dit AFRA, pour « Average Freight Rate Assenssment »).
- Les Suezmax de 125 000 à 199 999 tpl.
- Les VLCC (pour « Very Large Crude Carriers ») à partir de 200 000 tpl et jusqu'à 349999 tpl dans le cas des navires à double coque (jusqu'à 319 999 tpl dans le cas des navires à coque simple).
- Les ULCC (pour « Ultra Large Crude Carriers ») au-dessus de 320 000 tpl dans le cas des navires à coque simple et au-dessus de 350 000 tpl dans le cas de ceux à double coque.

les plus grands navires pétroliers actuellement en activité ont une capacité de 441 560 tpl. la vitesse moyenne d'un navire transportant 250 000 tonnes de pétrole est d'environ 15 nœuds, soit près de 28 km/h. [7]

III.1.4 Mode de transport par pipeline

Est un mode de transport des matières fluides réalisé au moyen de conduites constituant généralement un réseau.

Cependant, les produits généralement visés par le terme « Transport par canalisation » sont : le pétrole et autres hydrocarbures liquides, le gaz naturel et autres gaz combustibles, ainsi que certains produits chimiques.

Selon le produit transporté, les pipelines portent des noms spécifiques : **gazoduc, oléoduc.**

III.1.4.1 Transport par oléoducs et gazoducs

Le transport par canalisation est généralement le moyen le plus économique de transporter du pétrole ou du gaz naturel sur de grandes distances terrestres.

Pour traverser de grandes distances maritimes, bien que des techniques sous-marines existent, le transport maritime par pétrole ou méthanier est plus économique.

Le transport par canalisation de ces hydrocarbures utilise majoritairement des tubes en acier, soudés bout à bout et revêtus par enrobage pour mieux résister à la corrosion et aux agressions chimiques.

Le fluide transporté dans les canalisations se déplace généralement sous pression, à des vitesses variant de 1 à 6 m/s. La pression et la vitesse de circulation (ou le débit) sont générées par des pompes centrifuges (pour les liquides) ou des compresseurs (pour les gaz).

Les oléoducs transportent souvent plusieurs types des hydrocarbures, en séquences appelés «train ». A l'interface entre deux trains, un mélange partiel de produits se crée. Le bouchon (zone de mélange dite "contact" (de contamination)) est écarté et traité à l'arrivée dans la station de réception.

Les systèmes de gazoduc, au contraire, transportent le plus souvent des fluides gazeux dont la composition reste stable dans le temps.

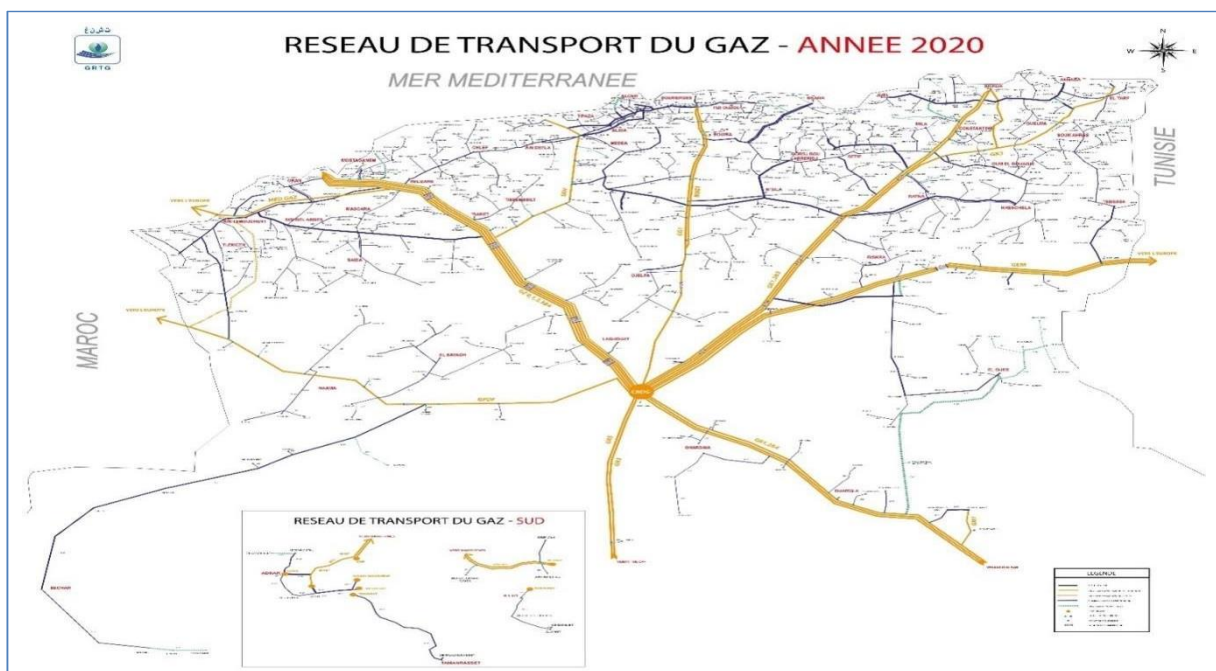


Figure III.1 : Réseau du transport du gaz naturel En Algérie

➤ Composants des réseaux de transport par canalisation

Les réseaux de transport par canalisation sont composés des tronçons des conduites et d'ouvrages connexes remplissant des fonctions précises :

- Les stations d'injection ou de départ constituent les points d'entrée du réseau de transport. Suivant leur configuration et leur position géographique ce peuvent être des stations d'atterrage, des terminaux, des stations d'entrée.
- Les stations de compressions (pour les gaz) ou stations de pompage (pour les liquides) sont réparties régulièrement le long des réseaux de transport pour maintenir, par la pression, la vitesse du fluide dans les canalisations.
- Les poste de sectionnement permettent d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite, La construction de ces postes environ pour chaque 20 km.
- Les postes de coupure pour introduire et recevoir des pistons racleurs pour le nettoyage de la conduite, ou introduire et recevoir l'outil intelligent destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation : géométrie, propreté, perte de métal, fissuration, ... etc.
- Les postes de livraison permettent de mettre la matière transportée à disposition des destinataires intermédiaires ou finaux.

III.2 Travaux de canalisation

III.2.1. Piquetage et balisage

L'axe de la tranchée doit être matérialisé par des piquets peints en rouge et blanc distants de 50 m. environ. Le balisage de l'emprise s'effectue par la mise en place des piquets distants de 100m, et tous les 250 m une balise indiquant le PK. [8]

Les points spéciaux et points particuliers devront être repérés par des balises portant les indications suivantes : Numéro du PS ou PP, PK, nature et longueur de la protection.

Ces balises doivent être placées du côté droit de la piste, sens avancement des travaux.

III.2.2. Constatations des états des lieux avant travaux

Avant le démarrage des travaux d'ouverture de la piste, l'expert géomètre mandaté par SONELGAZ, procède aux démarches réglementaires relatives aux indemnisations des dégâts qui seront occasionnés par le passage des gazoducs, aux acquisitions des terrains servants d'assiettes pour les ouvrages concentrés et les annexes.

III.2.3. Ouverture piste

Tous les organismes ayant des ouvrages enterrés (canalisations, lignes électriques, lignes téléphoniques, ou autres) devront être informés. Le repérage nécessaire de ces ouvrages sera mis en place en présence des services concernés. Un PV relatif à chaque ouvrage doit être établi et signé contradictoirement. [8]

La piste doit être réalisée conformément aux spécifications techniques SONELGAZ; tous les dégâts occasionnés hors emprise, seront à la charge de l'entreprise de réalisation.

Le décapage au niveau des Oueds et Châabats ainsi que leurs berges, doit être réalisé de telle façon à atteindre le terrain naturel.

Les déblais occasionnés par le décapage seront entreposés hors de l'emprise et des lits des obstacles précités.



Figure III.2 : Ouverture de piste (Gazoduc Djamaa-Touggourt)

III.2.4. Liste des points spéciaux et particuliers

Une fois que la piste est ouverte, la liste des points singuliers et particuliers doit être réactualisée conjointement avec l'entreprise où seront mentionnés, la nature de l'obstacle, le type et la longueur de la protection à mettre en place.

III.2.5. Bardage et pré alignement

Le bardage et le pré alignement des tubes doivent être effectués sur des calles ou des sacs remplis de terre meuble, à 1.50ml de la limite de la tranchée avec un chevauchement des tubes ne dépassant pas les 10cm.

Dans le cas de fourniture de tubes de différentes catégories (épaisseurs); le bardage sera effectué suivant la répartition prévue par l'étude.



Figure III.3 : Bardage et pré alignement (Gazoduc Djamaa-Touggourt)

III.2.6. Cintrage

Afin de déterminer convenablement les angles de cintrage, un topographe est indispensable. La cintrreuse doit être conforme et dans un parfait état de marche; l'utilisation d'un mandrin est nécessaire pour les diamètres supérieurs à 16''. Tous les tubes cintrés devront subir un test de passage d'un gabarit conforme.

III.2.7. Ouverture de la tranchée

Avant l'ouverture de la tranchée, la matérialisation à la chaux de l'axe de la tranchée doit être refaite par un topographe. Les dimensions de la tranchée doivent être conformes aux spé-

cifications techniques et à la réglementation des canalisations de transport des hydrocarbures et des produits combustibles en vigueur

Ce point doit être étudié avec les responsables des zones à règlement particulier (zones industrielles, zones militaires).



Figure III.4 : Ouverture de la tranchée (Gazoduc Djamaa-Touggourt)

III.2.8. Travaux de Soudure en ligne

Le démarrage de cette phase est conditionné par la Présence de mètre de l'ouvrage suivant les étapes ci-dessus :

- Passage du gabarit dans chaque tube juste avant le soudage; les dimensions de ce gabarit sont indiqués dans les spécifications techniques générales.
- Les bouts des tubes à souder devront être nettoyés intérieurement et extérieurement par brossage mécanique.
- En cas d'assemblage des tubes de différentes épaisseurs, il faut prévoir un délardage qui sera effectué par des meuleurs ou des tuyauteurs qualifiés.
- Respect de la température de préchauffage ou de dégourdissage; la température doit être contrôlée par des moyens adéquats (craie thermo chrome ou thermomètre).
- Le clamps doit être adéquat et en très bon état.
- Respect des paramètres de soudage (Intensité, tension et vitesse de soudage).
- Soudage des tubes bout à bout de telle façon former un tronçon d'environ de 500 à 1000 m.

- Le marquage des soudures doit se trouver à 50cm du cordon, portant les indications suivantes à la peinture blanche :
 - Numéro de la soudure.
 - Date d'exécution.
 - Repères des soudeurs de la première passe.

Les tronçons soudés doivent être obturés, posés au moins à 40 cm du sol sur des calles ou des sacs remplis de terre meuble. [9]



Figure III.5 : Soudure en ligne (Gazoduc Djamaa-Touggourt)

III.2.9. Contrôle visuel

Après exécution des soudures, un contrôle visuel sera effectué.

Tous les caniveaux extérieurs, piqûres ou autres imperfections superficielles doivent être éliminés.

Toutes les dénivellations, amorces ou coups de meule doivent être mentionnées sur le rapport du contrôle visuel des soudures.

III.2.10. Contrôle radiographique

Avant le démarrage de cette opération, l'entreprise doit respecter les mesures de sécurité suivantes :

- Prévoir une soute de stockage de la source radioactive conforme à la réglementation.

- L'entreprise doit être en possession des autorisations de détention, de déplacement d'une source radioactive.
- Durant les travaux de prise de clichés, l'entreprise ou son sous-traitant doit observer les mesures de sécurité suivantes :
 - Balisage de la zone de travail.
 - Disposer de moyens de détection du rayonnement radioactif (Radia mètre, détecteur sonore).
 - Chaque radiologue doit disposer d'un stylo dosimètre et d'un film badge dosimètre.
 - Mise en place des moyens de signalisation.
- L'entreprise doit disposer d'un laboratoire conforme au niveau du projet; équipé d'un bloc de développement, d'une sécheuse, d'un densitomètre et d'un négatoscope. [9]

III.2.11. Carnet de soudure

Le carnet de soudure doit être établi et tenu à jour par l'entreprise. Son suivi doit faire l'objet d'une rigueur sans faille. Sa mise à la disposition du Maître de l'ouvrage ou son représentant peut être exigée à tout moment.

III.2.12. Revêtement

Avant d'entamer les travaux de cette phase, une procédure d'enrobage des soudures et de réparation du revêtement endommagé doit être approuvée par le Maître d'ouvrage.

Avant l'application du revêtement des soudures ou toute surface de tube, la zone à enrober doit être sablée et nettoyée. Le respect des recommandations d'application du fournisseur des produits est obligatoire.

Toutes les zones sablées doivent être enrobées dans la même journée.



Figure III.6 : Revêtement (Gazoduc Djamaa-Touggourt)

III.2.13. Mise en fouille

III.2.13.1. Aménagement du fond de fouille

Le fond de fouille doit être systématiquement nettoyé, suivi de la mise en place d'un lit de pose en terre meuble ou en sable.

L'épaisseur de ce dernier est de 10cm en terrain meuble et 20 cm en terrain rocheux.

III.2.13.2. Apport de terre

En terrain rocheux, dur ou semi dur; l'entreprise est tenue à s'approvisionner en terre ou en sable en quantité suffisante bien avant la mise en fouille des tronçons.

Le représentant du Mètre de l'ouvrage peut exiger une analyse chimique du sable ou de son substitut destiné pour le pré remblai.

III.2.13.3. Passage du balai électrique

- Réglage de la tension du balai selon la procédure de revêtement et les recommandations du fabricant du produit utilisé (exemple 25KV pour le polyéthylène tri-couches).
- Vérification de la mise à la terre du tronçon et celle du balai électrique.
- Le respect de la vitesse requise d'avancement lors du passage du balai. Toute réparation du revêtement doit subir le repassage du balai électrique.

III.2.13.4. Pose des tronçons

- Le tronçon doit être posé dans l'axe de la tranchée, de telle façon que la distance entre les deux génératrices latérales et les parois de la tranchée soit au moins égale à 20cm.
- Les hauteurs de recouvrement doivent être levées toutes les deux soudures en tracé courant et au niveau de toutes les soudures pour les points particuliers, points spéciaux et terrains accidentés. Concernant les hauteurs de recouvrement minimales, il faut se référer aux cahiers des prescriptions techniques et à la réglementation des canalisations de transport des hydrocarbures et produits combustibles.



Figure III.7 : Mise en fouille (Gazoduc Djamaa-Touggourt)

III.2.13.5. Pré remblai

- Le pré remblai sera constitué de sable ou de terre ne contenant aucune pierre, motte dure ou corps étranger qui pourra endommager le revêtement, avec une hauteur du pré remblai est de 0,30m pour les terrains durs et de 0,40m en terrains rocheux.

III.2.13.6. Remblai définitif

- Le remblai définitif est constitué de déblai exempt de blocs rocheux. En zone agricole, la hauteur du cordon ne doit pas dépasser les 60 cm environ. Les pistes, les accès, Oueds et chaabat devront être ouverts.



Figure III.8 : Mise en fouille et Remblai (Gazoduc Djamaa-Touggourt)

III.2.14. Raccordements

- Afin de permettre la réalisation des travaux de raccordement dans de bonnes conditions, il faut préparer convenablement les niches avant la mise en fouille des tronçons.
- une fois les tronçons posés, l'entreprise procède au raccordement des tronçons, par soudage.
- faire le remblai de ce dernier.



Figure III.9 : Raccordements (Gazoduc Djamaa-Touggourt)

III.2.15. Protection cathodique

La protection cathodique c'est une méthode qui protège la conduite de la corrosion, par injection du courant imposé environ de 12V.

Afin de mettre en service la protection définitive à temps, la construction du poste de soutirage et l'installation de l'anode, doivent être entamées dès le démarrage du chantier.

III.2.16. Bornage

- Les bornes doivent être peintes en bandes de 10 cm rouges et blanches; leur plaques indicatrices (chapeaux) en rouge. Les bornes seront placées comme suit :
 - En tracé rectiligne situé en terrain plat, l'espacement maximal sera de 300 à 350 ml.
 - A chaque changement de direction.
 - A chaque sommet de cote.
- Les bornes seront placées à gauche du gazoduc sens gaz.
- le report des inscriptions sur les plaques indicatrices, il faut se référer aux spécifications techniques générales **SONELGAZ** et les suggestions du représentant du Maître de l'ouvrage.



Figure III.10 : Bornage (biskra)

III.3. Travaux des Ouvrages Concentrés

III.3.1. Travaux de préfabrication et montage

L'exécution des travaux de soudage se fait conformément aux plans, aux procédures de soudage et aux recommandations du Maître de l'ouvrage.

- Avant d'entamer ces travaux, les plans doivent être contrôlés et toute omission, erreur, ou anomalie doit être signalée à la direction de **SONELGAZ**.
- Les travaux de préfabrication et de montage devront être exécutés par un personnel hautement qualifié (tuyauteurs, mouleurs, instrumentistes etc.).

III.3.2. Clôture barreaudée

La clôture du poste est construite par barreaudage d'une hauteur de 3 m, avec un portail et un portillon pour sécuriser le matériel qui existe dans le poste.

III.3.3. Protection cathodique

Ces travaux seront réalisés conformément à l'étude de la protection cathodique.

Il faut procéder à la vérification de la qualité des câbles, au choix des endroits des mises à la terre et ceux des anodes en magnésium prévues pour la protection des parties enterrées de certains postes.



Figure III.11 : Poste de comptage (Hassi Messaoud-El oued)

III.4. Essais Hydrostatiques

Une fois les travaux terminés, la ligne et les postes seront soumis à des épreuves hydrostatiques réglementaires, selon une procédure établie par l'entreprise, visée par **le Maître d'ouvrage** et approuvée par la DPEM, l'utilisation de l'inhibiteur de corrosion est à prendre en considération. [10]

III.4.1. Essais ligne

Avant l'entame du remplissage, tous les tronçons doivent être ramonés.

Cette opération est effectuée par remplissage de toute la conduite par l'eau jusqu'à 105 bar pendant 72 heures, avec un diagramme pour vérifier on cas de chute de pression. [10]

- 1^{er} 24 heures pour la stabilisation.
- 2^{eme} 24 heures pour l'étanchéité.
- 3^{eme} 24 heures pour les calculs de soutirage.

III.4.2. Essais postes

Cette phase est effectuée par remplissage de poste avec l'eau jusqu'à une pression de 105 bar, laissé la stabilisation 2 heures, en suite la vidange de ce dernier. [10]

III.5. Essuyage & Séchage

III.5.1. Ligne

III.5.1.1. Vidange et essuyage

- Une fois les essais sont déclarés concluants, il sera procédé à la vidange par l'envoi de plusieurs pistons à coupelles dans la conduite poussé par compresseur.

III.5.1.2. Séchage

On a deux types de séchage des gazoducs sont généralement utilisés:

- Séchage à l'air sec.
- Séchage au méthanol.

III.5.2. Postes Après l'exécution des essais hydrostatiques des ouvrages concentrés, l'entreprise procédera au séchage par vidange et soufflage de toute la tuyauterie jusqu'à la disparition des traces d'eau.

III.6. Mise en Gaz

Cette opération est conditionnée par les dispositions et mesures suivantes:

- En commun accord de **SONELGAZ** et l'entreprise, la date de cette opération sera fixée. En cas de raccordement sur un gazoduc de SONATRACH, ses services concernés devront être informés.
- **SONELGAZ** devra être en possession d'une autorisation délivrée par la DMI concernée.
- Dans le cas d'une ligne séchée à l'air sec ou par essuyage, l'entreprise doit ravitailler le chantier par la quantité d'azote nécessaire.
- Informer les autorités locales.
- Avant la mise en gaz, une visite de l'antenne et ses annexes sera faite par les représentants de **SONELGAZ** et l'entreprise.
- Mise en place des plaques réglementaires de signalisation du danger d'explosion au niveau des ouvrages concentrés.
- Délimiter la zone de risque au niveau du terminal départ et celui d'arrivée.
- Tout l'outillage (clés, écarteur, marteaux et autres) prévu pour cette opération doit être du type ADF (bronze).
- La queue de poêle se trouvant à l'aval de la vanne du piquage ne sera dégagée que le jour de la mise en gaz, et cela en présence du représentant de **SONELGAZ** ou de **SONATRACH**.
- Afin d'éviter d'éventuelle mise en gaz accidentelle du réseau de distribution gaz, ce dernier sera isolé par l'insertion d'une queue de poêle au niveau de la dernière paire de brides du côté aval du poste de détente.
- A la fin de cette opération, un Procès-Verbal de mise en gaz doit être établi et signé par les deux parties le maître d'ouvrage et l'entreprise réalisatrice. [11]

Conclusion

Le transport du gaz naturel est effectuée par plusieurs modes ; Routier, ferroviaire, Maritime et Transport par canalisation, mais le mode plus efficace dans les grands distances c'est le transport par canalisation.

Chapitre IV : Système de compression

Introduction

Les pipelines sont généralement utilisés pour transporter du gaz naturel. Le gaz naturel est introduit dans le pipeline avec une pression importante (jusqu'à 70 bars). En raison de la perte de débit, la pression dans la canalisation est réduite lorsque la distance augmente. Pour cette raison, il est essentiel d'installer des stations de compression de gaz naturel dans certaines zones.

La compression du gaz naturel permet le transport continu de la production à la transformation du gaz naturel pour son utilisation.

IV.1. Définition des stations de compression

Les stations de compression servent à compenser les pertes de pression dues au déplacement du gaz naturel, situées à des intervalles réguliers sur les gazoducs (tous les 120 à 150 km en général). En effet, en circulant dans les canalisations, le gaz naturel est ralenti par le frottement sur les parois, entraînant une baisse de pression. [12]

Les stations de compression permettent de redonner de la pression au gaz naturel afin que celui-ci soit transporté sur de grandes distances et dispose d'une pression suffisante pour être livré aux points de cession (poste de livraison du gaz). [12]

Elles rassemblent plusieurs compresseurs qui aspirent le gaz à moyenne pression pour le rejeter à une pression plus importante.

Une station de compression est constituée principalement de :

Plusieurs turbocompresseurs (un compresseur entraîné par une turbine à gaz).

- Des aéro-réfrigérateurs.
- Deux turbogénérateurs.
- Un bâtiment de contrôle.
- Un bâtiment de service et de logistique.
- Une base de vie.
- Un bac d'eau et une pompe d'incendie



Figure IV.1: Une station de compression avec (turbocompresseurs)

IV.2. Les compositions de station de compression

IV.2.1. Les compresseurs

➤ La compression du gaz naturel

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

La compression du gaz est un processus destiné à réaliser une augmentation de la pression d'aspiration P_{asp} à la pression de refoulement P_{ref} .

La variation de température n'est qu'une conséquence d'accroissement de la pression des circonstances dans lesquelles s'effectue la compression.

La compression peut s'effectuer dans des machines fonctionnant suivant des principes divers. Il existe deux types de compresseurs :

- **Compresseurs à piston.**
- **Compresseurs centrifuges.**

Le plus important dans les stations de compression c'est compresseurs centrifuges.

IV.2.1.1. 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.

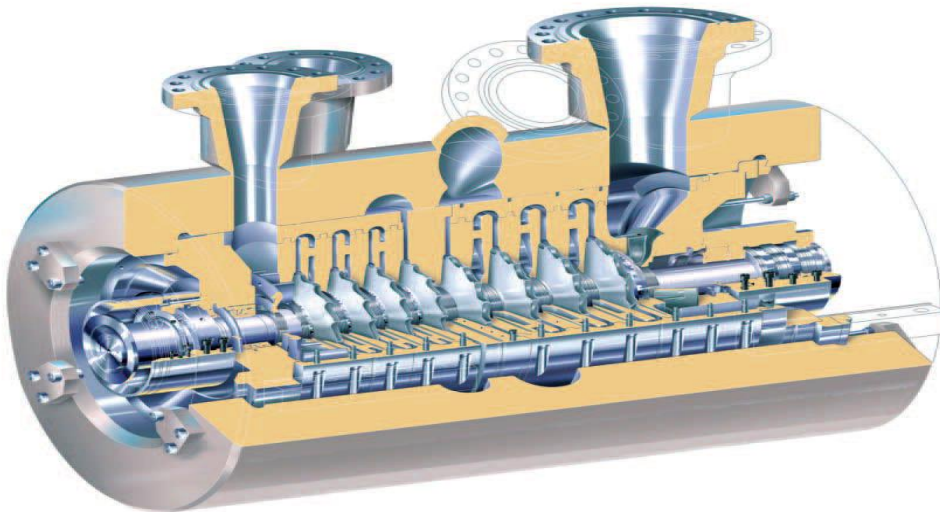


Figure IV.2 : Un compresseur centrifuge

➤ Principe de 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.

➤ Applications

Le compresseur centrifuge est utilisé :

- Dans les gazoducs (pour déplacer le gaz naturel du gisement au consommateur).
- Pour le stockage souterrain du gaz naturel mais aussi du dioxyde de carbone.
- Dans les raffineries de pétrole et sur les sites de traitement de gaz naturel, pétrochimiques et chimiques.
- Sur les sites de séparation de l'air (pour fabriquer des produits gaziers).
- Dans les appareils de réfrigération de climatisation.
- Dans les appareils fournissant de l'air comprimé.
- Dans les turbines à gaz et les unités auxiliaires de puissance.
- Dans les systèmes de pressurisation à bord des avions (dans le but de maintenir une pression sécuritaire et confortable aux personnes)

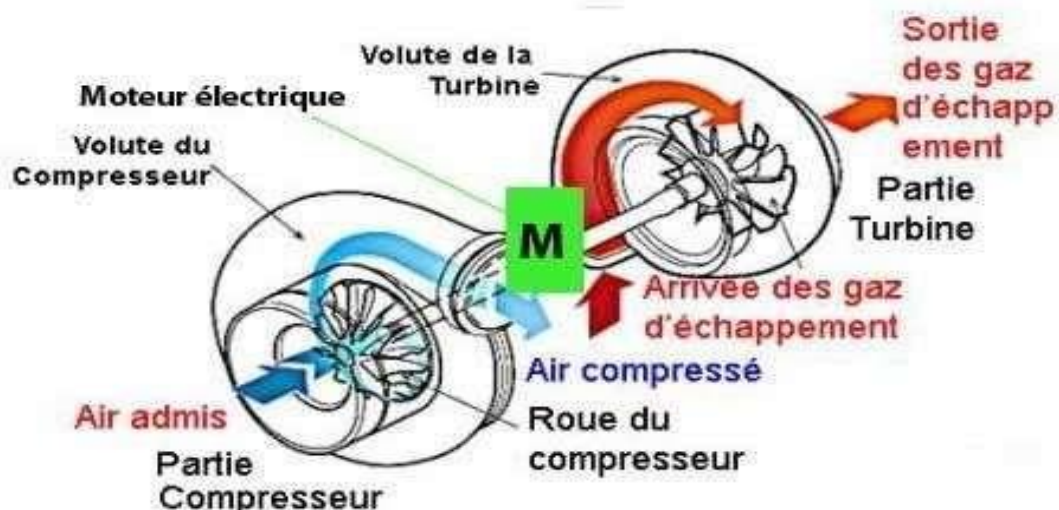


Figure IV.3 : Schéma synoptique d'un Turbocompresseur

IV.2.2. Les turbines à gaz

Une turbine à gaz est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire :

- Soit de l'énergie mécanique par l'entraînement en rotation d'un arbre lui-même couplé à une machine industrielle ou à une hélice, Ou bien de l'énergie cinétique par détente des gaz en sortie de turbine dans une tuyère ;

La plupart des moteurs thermiques utilisent l'oxygène de l'air ambiant comme comburant et lui font subir des transformations suivant trois phases principales qui se succèdent dans l'ordre Compression, afin d'élever sa pression et sa température, Avant de pénétrer dans la chambre de combustion où il est mélangé au carburant pour créer le mélange carburé qui sera enflammé, Et fournira l'énergie thermique nécessaire à l'entraînement du compresseur par détente dans la turbine puis l'énergie cinétique ou mécanique demandée par l'application.

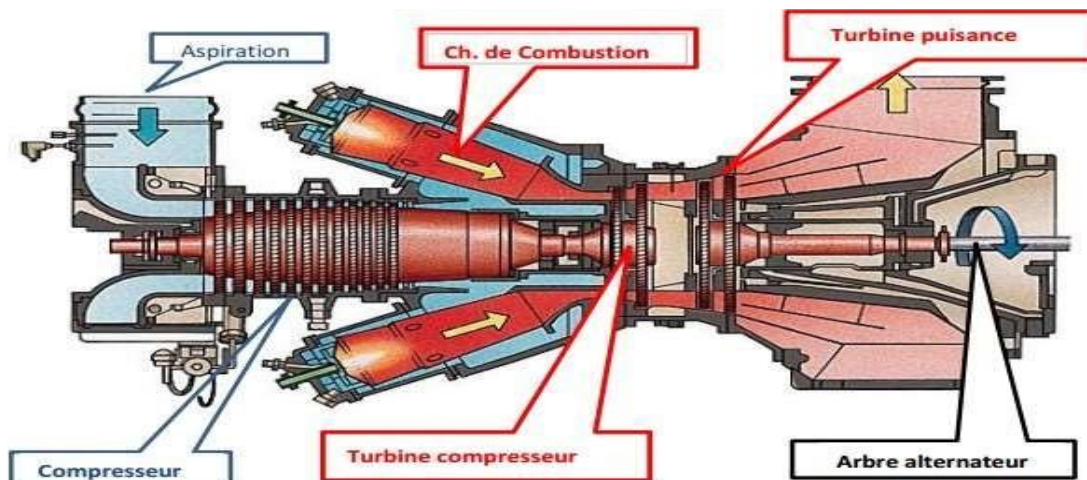


Figure IV.4 : Turbine à gaz General Electric

IV.2.3. Les aéro-réfrigérants

Les aéro-réfrigérants sont des échangeurs de chaleur servant à baisser la température du gaz à la sortie des compresseurs, afin de prévenir la détérioration du gazoduc. Il est prévu un nombre de deux aéro-réfrigérants par compresseurs.

IV.2.4. Contrôle à distance

Les stations de compressions sont entièrement télécommandées, leur gestion est assurée par le SMG (service mouvement du gaz).

➤ L'emplacement de la station de compression

Dans notre cas de figure Pour trouver l'emplacement parfait de l'implantation d'une ou de plusieurs stations de compression sur le réseau, une analyse a été porté sur les niveaux de pression enregistré à l'horizon 2023 tout en considérant les paramètres suivants :

- Pression minimale d'aspiration : 40 bars
- Pression maximale de refoulement : 70 bars
- Température sortie compression : < 60°C

Conclusion

L'écoulement du gaz naturel dans les conduites crier un frottement qui ralentit la vitesse d'écoulement, avec les soutirages pour la distribution qui diminue la pression de service, alors pour éviter ce problème il devrait installer les stations de compression dans chaque (120 à 150 km) pour assurer bons continuité du gaz naturel dans la conduite jusqu'à le consommateur.

**Chapitre V : Distribution de réseau
transport gaz dans la wilaya d'El
oued**

Introduction

Dans ce chapitre nous présentons une étude relative à l'analyse du comportement du réseau de transport du gaz au niveau de la wilaya d'EL OUED sur la période 2022 – 2023.

V.1. Le réseau Transport gaz au niveau de la wilaya d'el oued

La considération du réseau transport gaz Djamaa – Touggourt – El Oued avec Hassi messaoud –El oued exploité à haute pression composé essentiellement des ouvrages principaux suivants :

- Ø16'' Oumèche - Djamaa, d'une longueur de 120 km.
- Ø20'' Djamaa - Touggourt, d'une longueur de 73,5 km.
- Ø16'' Touggourt - El Oued, d'une longueur de 96,0 km.
- Ø28'' Hassi Messaoud – El oued d'une longueur de 240 km.
- Ø16'' El Oued – Taleb el arbi d'une longueur de 90 km.
- Ø8'' El Oued – Reguib - Ghamra d'une longueur de 35 km.
- Ø8'' Nakhla, d'une longueur de 19,4 km.
- Ø8'' Debila et Hassani Abdelkrim d'une longueur de 24 km.
- Ø8'' Hamraia d'une longueur de 48 km.

V.2. Les utilisateurs du réseau

Le réseau de transport du gaz Ø16''/20''/28'' Djamaa– Touggourt – El Oued et Hassi Messaoud – El oued alimente les utilisateurs suivants :

- **Des postes de Distributions Publiques** : ce sont des postes de livraison du gaz destinés à la clientèle alimentée en moyenne et basse pressions utilisée pour les besoins du domestique ;
- **Des postes pour Clients Industriels** : ce sont des postes de livraison du gaz destinés à la clientèle industrielle haute pression à savoir les briqueteries et les zones industrielles.
- **Des postes pour Centrale électrique** : ce sont des postes de livraison du gaz destinés à aux unités de production électrique ; le gaz sera nécessaire à la combustion pour passer de l'énergie calorifique à une énergie mécanique puis électrique.

Ce réseau approvisionne en gaz naturel au 2023 :

- 36 Distributions Publiques dont on cite (sous forme de tableau)
- 12 Clients industriels dont on cite (sous forme de tableau)
- 01 centrale électrique au niveau d'El Oued composée de 08 Turbines à Gaz Mobiles de 18MW chacune (la centrale a été enlevée et transféré en 2022).

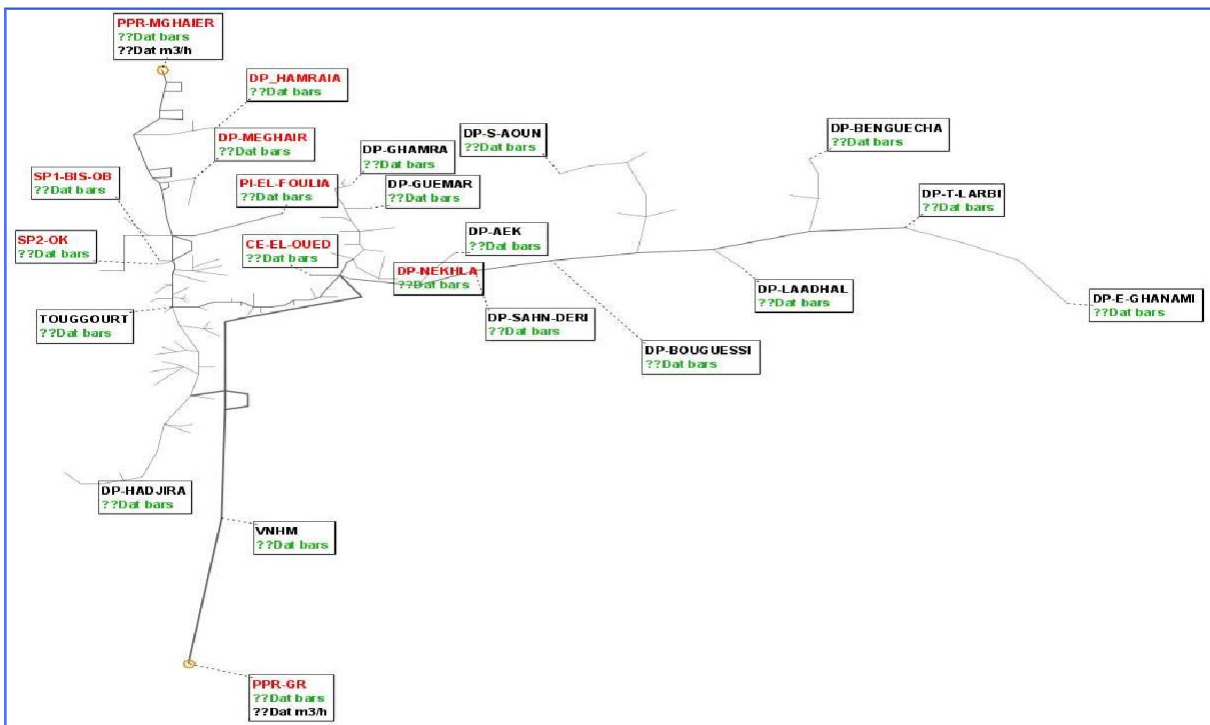


Figure V.1 : Aperçu du réseau de transport de gaz naturel de la région d'El oued modélisé

V.3. Source d'alimentation

Le réseau de transport du gaz Ø 16''/20''/16''/28'' Oumèche - Djamaa – Touggourt – El Oued et Hassi Messaoud – El oued est approvisionné par (02) deux sources d'alimentation à savoir :

- Le point de prélèvement gaz Oumèche - Djamaa, raccordé sur les gazoducs Ø48'' GEM Sonatrach/TRC provenant de Hassi R'mel et à destination de l'Europe (l'Italie via la Tunisie) ;
- Le point de prélèvement gaz Hassi Messaoud – El oued, raccordé sur les deux Gazoduc Ø48'' GR1 et GR4 SONATRACH / TRC provenant de El ghar vers Hassi Rmel. [13]

V.3.1. Conditions de pression

Les conditions de pression prises en considération sont données comme suit :

- **La pression contractuelle** entre SH/TRC et Sonelgaz est de **45 bars** à garantir aux points de prélèvement gaz.
- **Distribution publique** : pression minimale nécessaire pour les distributions publiques est prise égale à 04 bars ;
- **Clients industriels** : pression minimale de 35 bars à l'entrée des postes gaz des clients

industriels à l'exception du client industriel SP2/OK qui requière une pression minimale de 35 bars pour son bon fonctionnement.

- **Centrale électrique d'El Oued** : la pression minimale de 32 bars nécessaire pour le fonctionnement des groupes TG mobiles de la centrale électrique d'El Oued (La centrale électrique d'El oued a été enlevée et transféré en 2022).

V.4. La distribution Publiques du gaz naturel dans la wilaya d'el oued

La société SONELGAZ en collaboration avec la ministre de l'énergie proposer un planning pour alimenter la Wilaya d' El oued, avec le réseau de transport de gaz naturel qui englobe les majeurs territoires de la Wilaya, en mettant en projet sur plusieurs années, comme le montre le tableau suivant :

L'année	Nouvelles DP	Nouveaux CI
2022	- Hassani .AbdElKrim & DEBILA	/
2023	- DP Tirfaoui	- Saapr Company - Briqueterie Nejmi - Eurl Briqueterie Djabri - Sarl GBO - Haja Mama - Sekher - Big Road - Sarl Sfm - Briqueterie Souf
2024	- Sidi-aoun - Magrane - H-Khelifa - Taleb-Larbi - Benguecha - Douar-Elma - Sahn El berri - Amra+Bougssissia - Laadhal, Menchia Djedaida, Souihla2 , Sebais , Douillette , Mih Cheikh , El Ghanami	/
2027	- Zone Industrielle El foulia	/

Tableau V.1: les ouvrages attendu sur le réseau

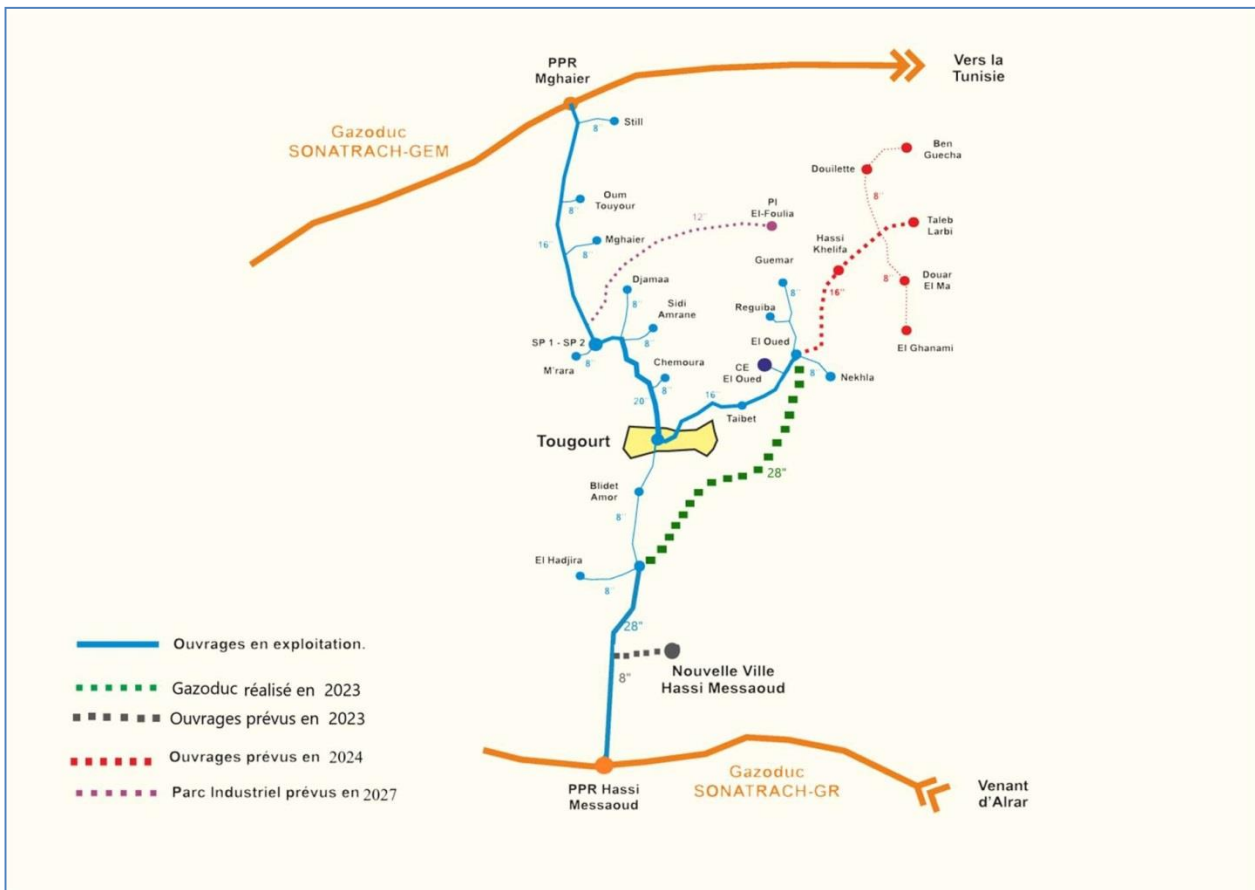


Figure V.2: Le réseau transport gaz dans la wilaya d'el oued. [13]

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présentés la source et la distribution de gaz naturel dans le territoire de la Wilaya d'EL oued actuelle, et de même les nouveaux localités jus 'qua 2027.

Chapitre VI : Simulation par logiciel HYSYS

Introduction

Le développement de l'informatique dans le domaine de simulation, nous permet de résoudre le problème de calcul manuel long, en utilisant comme outil des logiciels de simulation. Les simulateurs existants tels que **Aspen Plus**, **ChemCAD**, **Hysim**, **Hysys**, **Pro-II** sont les plus vendus et qui deviennent de plus en plus indispensables pour concevoir de nouvelles unités et pour optimiser les procédés industriels qui fonctionnent parfois loin de leur optimum.

- Le simulateur HYSYS est l'un des plus performants logiciels de simulation.

L'objectif de ce chapitre consiste à établir un schéma de simulation du fonctionnement de l'unité de traitement de gaz TFT pour les cas design et actuel. Ce schéma sera, par la suite, utilisé pour prédire le fonctionnement futur de l'unité lorsque la pression sera chutée.

VI.1. Définition de simulation

La simulation est définie comme étant la représentation d'un phénomène physique à l'aide de modèles mathématiques simples permettant de décrire son comportement. Autrement dit La simulation permet de représenter par des modèles mathématiques les différents phénomènes de transfert de masse, d'énergie et de quantité de mouvement qui se produisent dans les différentes opérations unitaires. [15]

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général. Elle est principalement utilisée pour la conception de nouveaux procédés (dimensionnement des équipements, analyse du fonctionnement, etc.) l'optimisation du fonctionnement des procédés existants et l'évaluation de l'effet du changement des conditions opératoires, comme le cas du présent travail. [15]

Ces simulations disposent tous d'une base de données thermodynamiques contenant les propriétés des corps purs (masse molaire, température d'ébullition sous conditions normales, paramètres des lois de tension de vapeur, ...). Cette base de données est enrichie d'un ensemble de modèles thermodynamiques permettant d'estimer les propriétés des mélanges.

VI.2. choix du modèle thermodynamique

Les logiciels de simulation donnent accès à plusieurs modèles thermodynamiques pour la prédiction de l'équilibre liquide-vapeur, d'enthalpie et d'entropie ainsi que les propriétés de transport.

La réussite de la simulation dépend du choix du modèle thermodynamique, parce que ce

dernier est établi pour une classe de fluide et un domaine de conditions P et T recommandées.

Parmi les équations d'état usuel on distingue l'équation de **Peng-Rabinson**

Cette équation est considérée adéquate pour le calcul d'équilibre liquide-vapeur des systèmes composés d'hydrocarbures.

Les améliorations apportées par Hyprotech a cette équation d'état lui permettent d'être **très fiable pour une variété de système** sur un large domaine de conditions .elle résout trois phases avec haut degré d'efficacité et de précision, elle est applicable sur une grande gamme de condition, cette équation est donnée par :

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V-b)+b(V-b)} \quad (\text{VI.1})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{b} = \sum_{i=1}^N \mathbf{x}_i \mathbf{b}_i \quad ; \quad \mathbf{b}_i = 0.0778 \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} \\ \mathbf{a} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \mathbf{x}_i \mathbf{x}_j (\mathbf{a}_i \mathbf{a}_j)^{0.5} (1 - \mathbf{k}_{ij}) \quad ; \quad \mathbf{a}_i = \mathbf{a}_{ci} \alpha_i \end{array} \right. \quad (\text{VI.2})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{a}_{ci} = 0.457235 \frac{(RT_{ci})^2}{P_{ci}} \\ \alpha_i^{0.5} = 1 + \mathbf{m}_i (1 - T_{ri}^{0.5}) \\ \mathbf{m}_i = 0.37646 + 1.54226 \omega_i - 0.2699 \omega_i^2 \end{array} \right. \quad (\text{VI.3})$$

A,B :constantes liées à la température et pression , avec :

$$\mathbf{A} = \frac{aP}{(RT)^2} \quad \text{et} \quad \mathbf{B} = \frac{bP}{RT}$$

A,b :constantes liées à la température et pression critiques.

Z : coefficient de compressibilité.

n_i : nombre de moles du constituant i.

R : constante des gaz parfaits.

T_{ci} : température critique du constituant i.

P_{ci} : pression critique du constituant i.

K_{ij} : coefficient d'interaction binaire.

X_i,X_j : fractions molaires des constituant i et j .

T_{ri} : température réduite.

VI.3. Etablissement du schéma de simulateur HYSYS

Le procédé de traitement du gaz de l'unité de groupement TFT comporte plusieurs sections de traitement .Les sections concernées par la simulation sont celles qui constituent les étapes principales dans l'opération du traitement et de séparation de gaz naturel.

Chaque section comporte un nombre important d'équipements (ballons de séparation, échangeurs de chaleur, colonnes de distillation ... etc.) pour chaque équipement un nombre de paramètres a été fixé.

Les figures Ci-dessous représentent les schémas PFD de simulation de l'unité de traitement du groupement TFT. [16]

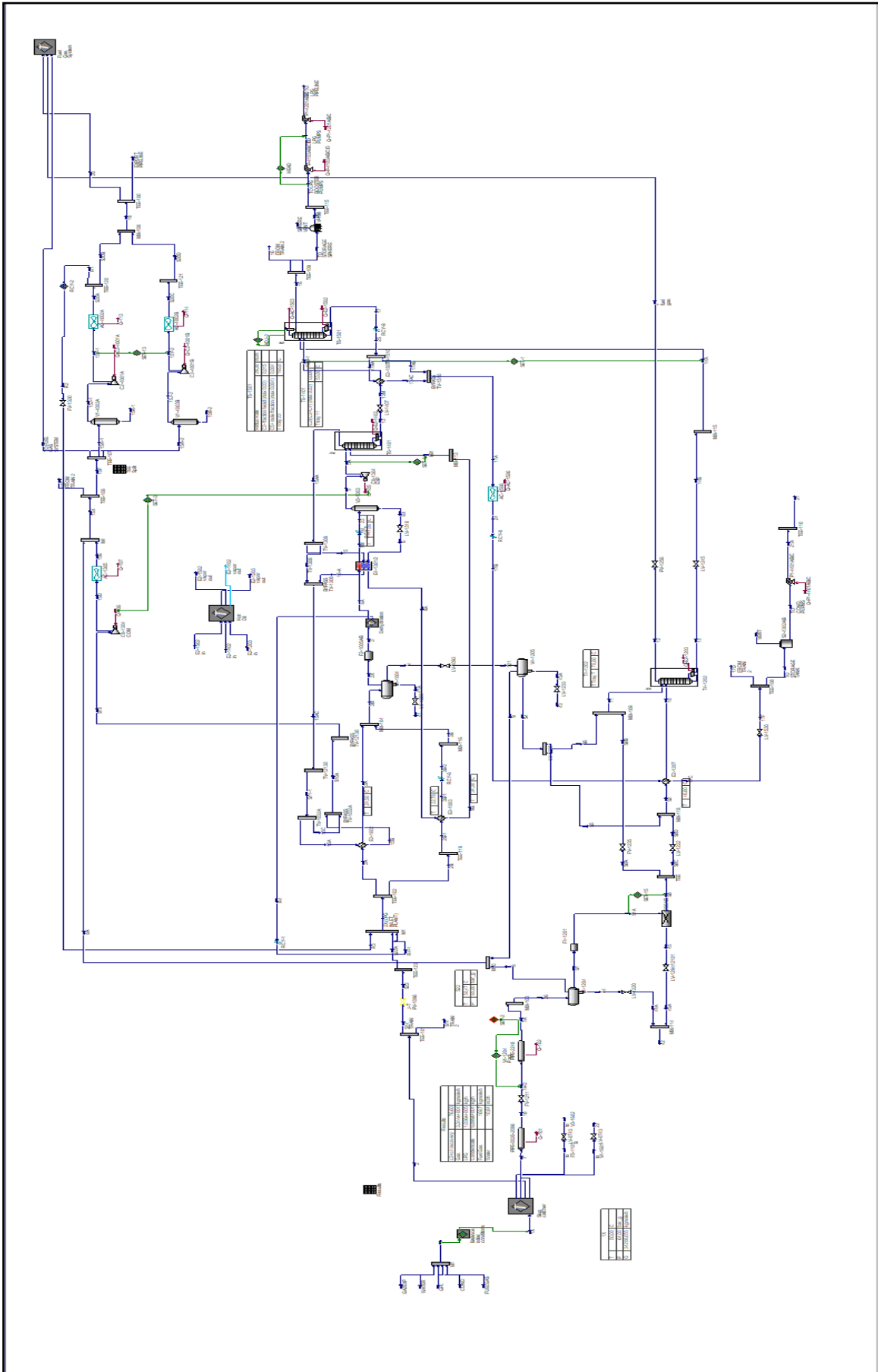


Figure (VI.1) : schéma de l'installation de l'usine de GTFT

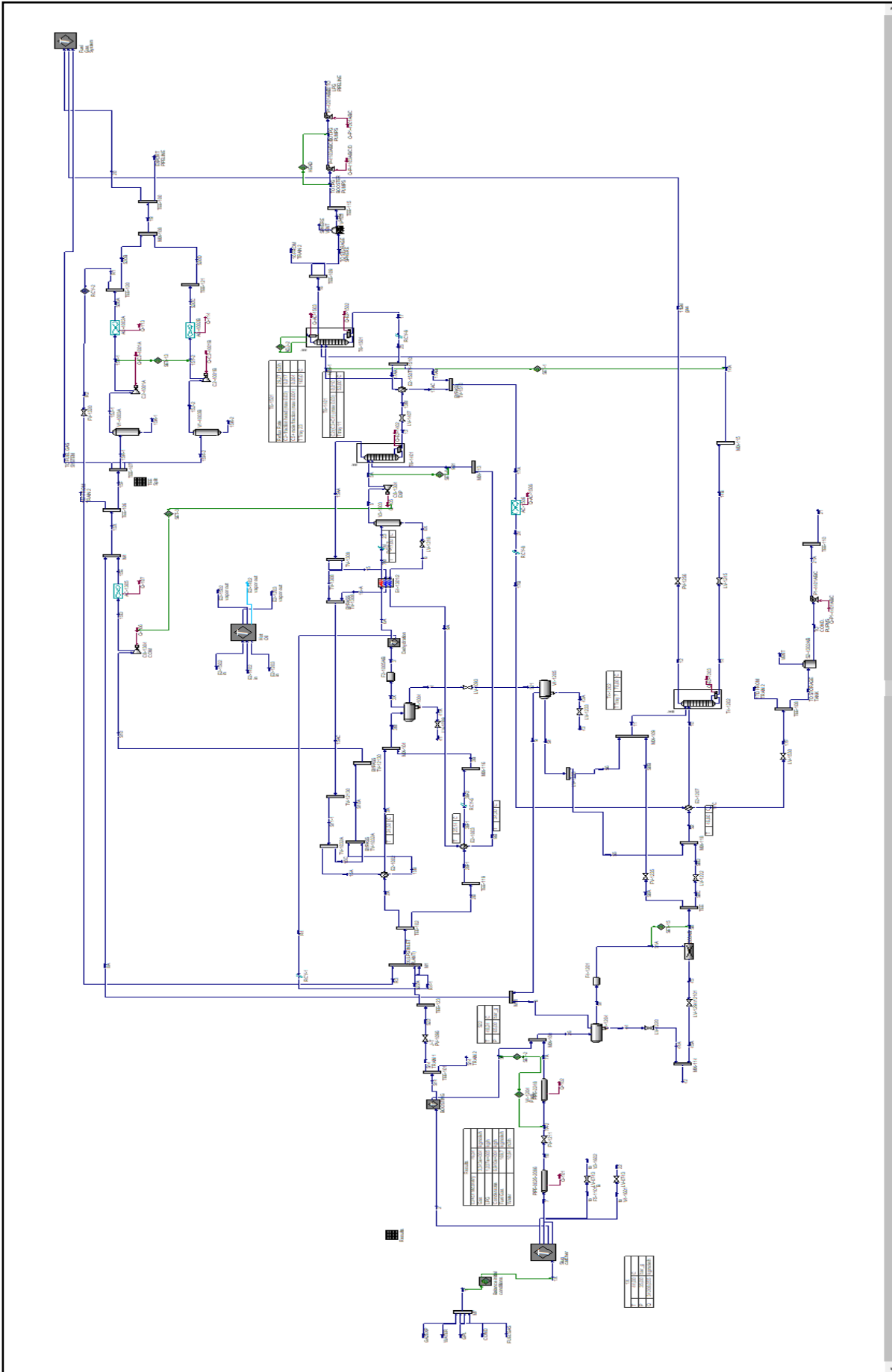


Figure (VI.2) : schéma de l'installation de l'usine de GTFF dans le cas actuel (avec boosting)

VI.4. Méthodes de calcul de rendement isentropique

VI.4.1. Evolution isentropique d'un gaz réel

Lors de la compression ou de la détente dans les machines, les hypothèses prises en compte pour l'évolution isentropique (pas d'échange avec l'extérieur, pas de pertes internes à la machine par frottement) ne sont pas vérifiées.

L'évolution réelle doit en effet tenir compte :

- d'un échange de chaleur avec l'extérieur soit par refroidissement, soit par réchauffage, pratiquement il est considéré négligeable.
- Des pertes internes :
 - frottements aérodynamiques dus aux imperfections des surfaces de la machine et à la viscosité du gaz
 - pertes par choc du gaz contre les parois de la machine de décollement divers dont l'origine est le tracé plus ou moins bien adapté des profils aérodynamiques au trajet réel du gaz .
 - pertes de charge localisées.
 - Réchauffage dû aux fuites internes rendues inévitables par les jeux mécaniques nécessaire entre pièces fixes et mobile.

On a donc :

$$T_2 \text{ réelle} > T_{2\text{isentropique}}$$

VI.4.2. Loi de rendement isentropique

La nature non isentropique de l'écoulement suggère l'utilisation d'un rendement pour prendre en compte les irréversibilités de façon globale. En général, le rendement est défini comme une relation entre le travail spécifique idéal (possible) et le travail spécifique réel (efficace) .La définition dépend s'il s'agit d'une machine qui consomme de l'énergie ou bien une machine qui fournit de l'énergie.

➤ Rendement de la détente

Dans la roue expander, il y a une conversion de l'énergie disponible dans le fluide en énergie mécanique .Puisque les pertes diminuent le travail possible, voici son expression :

$$\eta_{is} = \frac{W_{d.\text{réel}}}{W_{d.\text{isentropique}}} = \frac{(H'_2 - H_1)}{(H_2 - H_1)} \quad (\text{VI.4})$$

D'où :

$H'_2 - H_1$: Représente le travail réel de la détente.

$H_2 - H_1$: Représente le travail isentropique de la détente.

VI.5. Calcul de rendement de turbo-expander dans le cas design

Les paramètres design de fonctionnement de turbo-expander ont été collectés à partir de datasheet (fiche technique) de l'unité GTFT, ces paramètres sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

Tableau (VI.1) : les composants du gaz dans le turbo-expander

compositions	position d'intallation	
	EXPANDER	COMP
N2	1.7412	1.7133
CO2	1.5092	1.6165
C1	83.2754	84.5223
C2	9.1213	10.5044
C3	3.3067	1.5397
I-C4	0.2808	0.0438
N-C4	0.5858	0.0563
I-C5	0.0761	0.0022
N-C5	0.0781	0.0014
C6	0.0211	0.0001
C7	0.0043	0
PM(kmoles)	19.3502	18.6497

Tableau (VI.2) : les paramètres design de fonctionnement de turbo-expander

	EXPANDER		COMPRESSEUR	
	Entrée	Sortie	Entrée	Sortie
Qm	308138		308185	
P(bar)	63,48	20,34	18,94	28,19
T (°C)	-17,78	-63,3	45,8	80,6

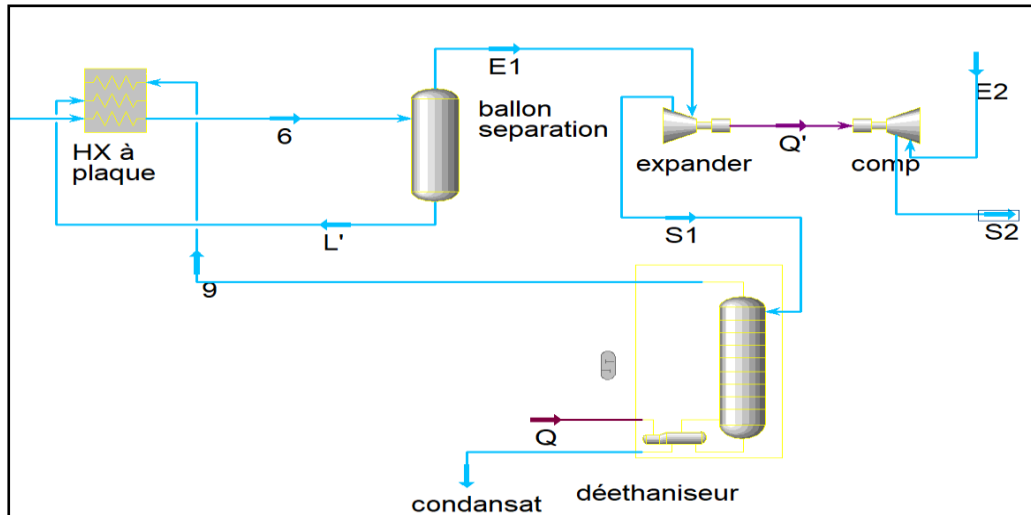


Figure (VI.5) : schéma design de la section de refroidissement et de la détente

D'après data sheet de l'unité GTFT, on trouve le rendement isentropique de l'expander est de : 87% et celui de compresseur est de : 85%

VI.5.1. simulation design de l'unité GTFT par HYSYS

L'objectif de cette étape est de simuler le fonctionnement de turbo-expander du l'unité GTFT avec les paramètres du design afin de tester la performance du modèle de simulation choisi, basée sur la section de refroidissement et de détente.

D'après les résultats de la simulation (à partir du simulateur HYSYS) on a obtenu les conditions de fonctionnement de turbo-expander dans cas design qui sont représentées ci-dessous : [16]

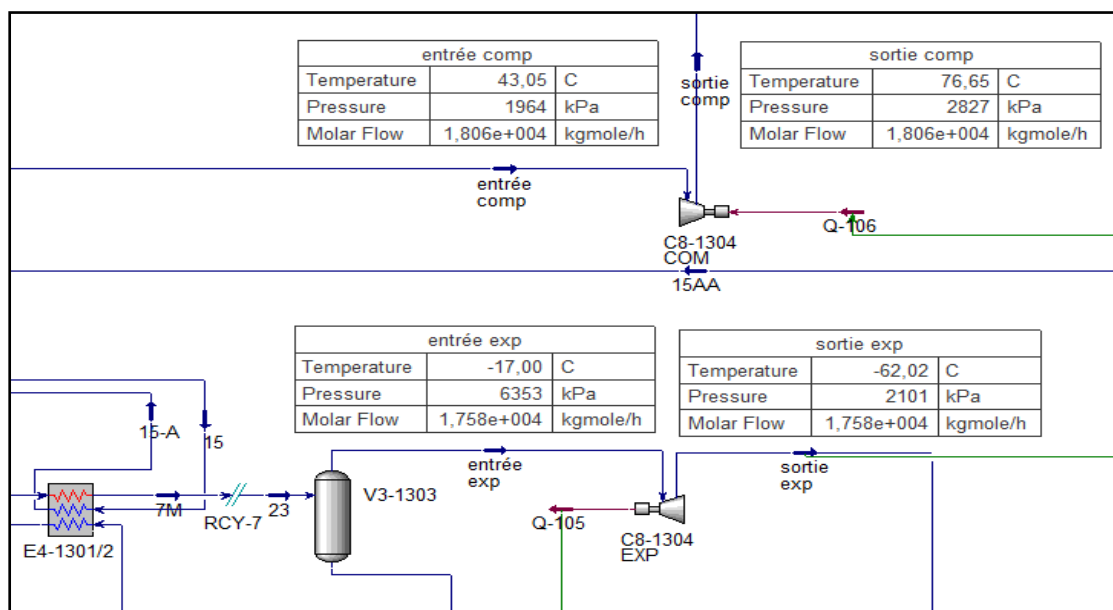


Figure (VI.6) : résultats de simulation dans le cas design

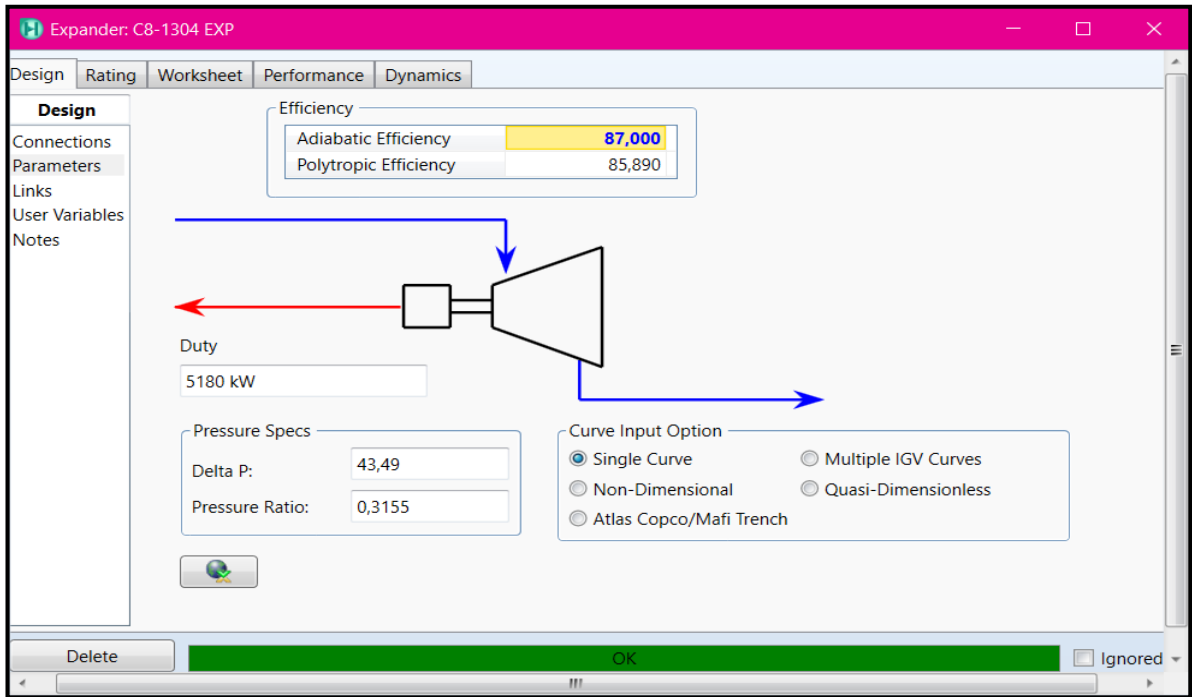


Figure (VI.7) : le rendement dans le cas design obtenu par HYSYS

Material Stream: 15J-2

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet		Mole Fractions
Conditions	H2O	0,0000
Properties	Nitrogen	0,0179
Composition	CO2	0,0155
Oil & Gas Feed	Methane	0,8372
Petroleum Assay	Ethane	0,1120
K Value	Propane	0,0161
User Variables	i-Butane	0,0005
Notes	n-Butane	0,0007
Cost Parameters	i-Pentane	0,0000
Normalized Yields	n-Pentane	0,0000
Emissions	n-Hexane	0,0000
	n-Heptane	0,0000
	2-Mheptane	0,0000
	n-Octane	0,0000
	2-Moctane	0,0000
	n-Nonane	0,0000
	2-Mnonane	0,0000
	n-Decane	0,0000
	n-C11	0,0000
	Total	1,00000

Edit... View Properties... Basis...

Figure (VI.8) : la composition de gaz obtenu par HYSYS.

VI.5.2. Calcul de rendement du cas design manuellement à partir des abaques d'enthalpie

a. Loi de calcul de l'enthalpie

Après la connaissance de la température T et la pression P. à l'aide de logiciel de calcul de flash

« HYSYS » au laboratoire, et les diagrammes d'équilibre de chaque composant on tire la valeur de H_i a l'état correspondant.

$$H_1 = \sum_{i=1}^n (X_i \times H_i). \quad i = 1,2,3 \dots, n \quad (\text{VI.6})$$

Ou X_i : est la fraction molaire de chaque composant dans le mélange .

b. Loi de calcul de l'enthalpie dans le cas d'un mélange

Dans le cas d'un turbo-expander, la détente dans expander s'accompagne avec un changement d'état du gaz.

Après le décharge à une température plus basse ; on a un mélange bi-phasique (liquide-vapeur) ; donc l'enthalpie à la sortie de l'expander est la somme des enthalpies liquides et vapeur.

$$H_{\text{mélange}} = (1 - x). H_L + x. H_v \quad (\text{VI.7})$$

D'où :

x: titre massique de vapeur (représente le pourcentage de vapeur à la sortie de la machine).

H_v : enthalpie de la phase gazeuse à la sortie.

H_L : enthalpie de la phase liquide à la sortie.

D'où :

$$H_v = \sum H_{v_i} \cdot X_i ; i = 1,2,3,4 \dots n \quad (\text{VI.8})$$

$$H_L = \sum H_{L_i} \cdot Y_i ; i = 1,2,3,4 \dots n \quad (\text{VI.9})$$

A partir des données de bases ci-dessous on calcul manuellement l'enthalpie de chaque composant à l'aide des abaques d'enthalpie (annexe)

- Pour l'expander :
 - $P_{\text{entrée}} : 63.53 \text{ bar}$ $T_{\text{entrée}} : -17^{\circ}\text{C}$
 - $P_{\text{sortie}} : 21.01 \text{ bar}$ $T_{\text{sortie}} : -62.02^{\circ}\text{C}$
- Pour le compresseur :
 - $P_{\text{entrée}} : 19.64 \text{ bar}$ $T_{\text{entrée}} : 43.05$
 - $P_{\text{sortie}} : 28.27 \text{ bar}$ $T_{\text{sortie}} : 76.65$

➤ Pour un titre de vapeur $x=0.92$:

Tableau (VI.3): Caractéristique du gaz dans l'expander

	Entrée expander			Sortie expander			$X_i \cdot H_i$	$Y_i \cdot H_i$
	fraction molaire	enthalpie (kj/kg)		phase vapeur	enthalpie (kj/kg)	phase liquide		
compositions	X_i	H_i	$X_i \cdot H_i$	X_i	H_i	Y_i		
N2	0.0182	247	4.495	0.0198	208	0.0013	4.168	0.270
CO2	0.0146	160	2.336	0.0143	64	0.0182	0.9152	1.164
C1	0.8259	732	604.558	0.8756	655.225	0.2744	585.71	179.79
C2	0.0976	189.51	18.496	0.0784	64.520	0.3101	5.058	20.007
C3	0.0332	164.5	5.461	0.0111	37.030	0.2781	0.411	10.29
I-C4	0.0026	173.88	0.452	0.0003	80.64	0.0284	0.024	2.290
N-C4	0.0061	167.53	1.0386	0.0005	60.38	0.0693	0.030	4.184
I-C5	0.0007	-89.28	-0.06249	0.000	-207.140	0.0079	0.000	-1.636
N-C5	0.0007	-50	-0.035	0.000	-181.480	0.0085	-0.000	-1.542
		$H_{e1} = \sum X_i \cdot H_i$				$H_v = 584,3162 \text{ (kj/kg)}$		
		$H_{e1} = 636,7 \text{ (kj/kg)}$				$H_l = 214,817 \text{ (kj/kg)}$		
						$H_{s1 \text{ is}} = 562,339 \text{ (kj/kg)}$		

Tableau (VI.4): Caractéristique du gaz dans le compresseur

	Entrée compresseur		X _i , H _i	Sortie compresseur		X _i , H _i
	fraction molaire	enthalpie kj/kg		fraction molaire	enthalpie kj/kg	
Compositions	X _i	H _i	X _i , H _i	X _i	H _i	X _i , H _i
N2	0.0180	326	5.868	0.0180	360	6.48
CO2	0.0155	517	8.0135	0.0155	540	8.37
C1	0.8375	927.42	776.714	0.8375	981.85	822.299
C2	0.1119	645.16	72.193	0.1119	721.77	80.766
C3	0.0160	314.5	5.032	0.0160	642	10.272
I-C4	0.0005	228.22	0.11411	0.0005	395.16	0.19758
N-C4	0.0007	303.89	0.2127	0.0007	393.5	0.27545
I-C5	0.0000	40	0	0.0000	120	0
N-C5	0.0000	62.96	0	0.0000	162.96	0
		H ₀ =∑X _i .H _i H _{e2} =868,1473 kj/kg				H _s =∑X _i .H _i H _{s2} =928.660 kj/kg

- Le calcul de H_{s1}

On ne peut pas lire la valeur de l'enthalpie H₁₉ à partir des abaques comme les enthalpies précédents car on obtient un mélange (liquide + vapeur) à la sortie d'expander, dans ce cas on utilise le principe de la conservation d'énergie entre le compresseur et l'expander.

$$W_{\text{comp}} = Q_{\text{m(comp)}}(H_{s2} - H_{e2}) = 72.777 \cdot (928.66 - 868,1473) \quad (\text{VI.10})$$

$$W_{\text{comp}} = 4403.93 \text{ KW}$$

L'expander est un turbomoteur c'est à dire que d'enthalpie (P et T) qui transforme l'énergie disponible dans le fluide actif en énergie mécanique, cette énergie est recueillie au bout de l'arbre pour entrainer le compresseur, ce qui implique une minimisation des pertes de charge donc on peut dire que le travail de l'expander est sensiblement égal au travail du compresseur.

• $\dot{W}_{(comp)} = \dot{W}_{(exp)}$ (VI.11)

• $\dot{W}_{(exp)} = Q_{m(exp)} \cdot (H_{e1} - H_{s1})$ (VI.12)

• $\dot{W}_{(comp)} = Q_{m(comp)} \cdot (H_{e2} - H_{s2})$ (VI.13)

On sait que :

$Q_{m(exp)} = Q_{m(e1)} = 261914,363 \text{ kg/h}$ et $Q_{m(comp)} = Q_{m(e2)} = 261998,852 \text{ Kg/h}$

$Q_{m(e1)} = 72.75 \text{ Kg/s}$

$Q_{m(e2)} = 72.777 \text{ Kg/s}$

$H_{(s1)} = H_{e1} - \frac{Q_{m(e2)} (H_{s2} - H_{e2})}{Q_{m(e1)}} = \frac{72,777 \cdot (928,66 - 868,1473)}{72,75} \rightarrow H_{(s1)} = 576.097 \text{ KJ/kg}$

$\eta = \frac{H_{e1} - H_{s1}}{H_{e1} - H_{s1is}} = \frac{636,7 - 576.097}{636,7 - 562,339} \rightarrow \eta = 81.49 \%$ (VI.14)

➤ **Comparaison**

Tableau (VI.5) : comparaison entre les méthodes

méthode de calcul de η	
par constructeur	87%
par HYSYS	85%

Lorsqu'en comparant les résultats obtenus (compositions, condition, rendement) par la simulation du cas design avec HYSYS par rapport à ceux donnés par le constructeur on Remarque que l'écart ne dépasse pas 3.5%.

Donc on peut simuler le cas réel avec ce simulateur (HYSYS).

VI.6. Calcul du rendement de turbo-expander dans le cas réel

Les paramètres réels de fonctionnement de turbo-expander ont été collectés au niveau de la salle de contrôle de l'unité du GTFT, les composants d'alimentation de l'expander ont été tiré à l'aide de simulateur HYSYS :

- Pour l'expander :

$P_{\text{entrée}} : 62.49 \text{ bar}$ $T_{\text{entrée}} : -18.58^{\circ}\text{C}$

$P_{\text{sortie}} : 20.28 \text{ bar}$ $T_{\text{sortie}} : -60.02^{\circ}\text{C}$

- Pour le compresseur :

$P_{\text{entrée}} : 19 \text{ bars}$ $T_{\text{entrée}} : 19^{\circ}\text{C}$

$P_{\text{sortie}} : 26.37 \text{ bars}$ $T_{\text{sortie}} : 67.75^{\circ}\text{C}$

Nous communiquons les résultats des analyses chromatographique au niveau de laboratoire de l'unité GTFT des échantillons des effluents (GPL, condensat , gaz expd).

Tableau (VI.6) : les composants du gaz dans le turbo-expander dans le cas réel

Compositions	Entrée EXP	Sortie EXP		Compresseur	
	phase vapeur	phase liquide	phase vapeur	Entrée	sortie
H2O	0	0	0	0	0
N2	0,0188	0,0203	0,0013	0,0182	0,0182
CO2	0,0145	0,0142	0,0185	0,0156	0,0156
C1	0,8311	0,8782	0,2806	0,8348	0,8348
C2	0,094	0,0758	0,3063	0,1112	0,1112
C3	0,0317	0,0108	0,2761	0,0191	0,0191
I-C4	0,0023	0,0003	0,0256	0,0005	0,0005
n-C4	0,0052	0,0004	0,0613	0,0006	0,0006
I-C5	0,0016	0	0,0196	0,0001	0,0001
n-C5	0,0007	0	0,0084	0	0
C6	0,0002	0	0	0	0
C7	0	0,0203	0,0013	0,0182	0,0182
PM(kg/kmoles)	0	0,0142	0,0185	0,0156	0,0156

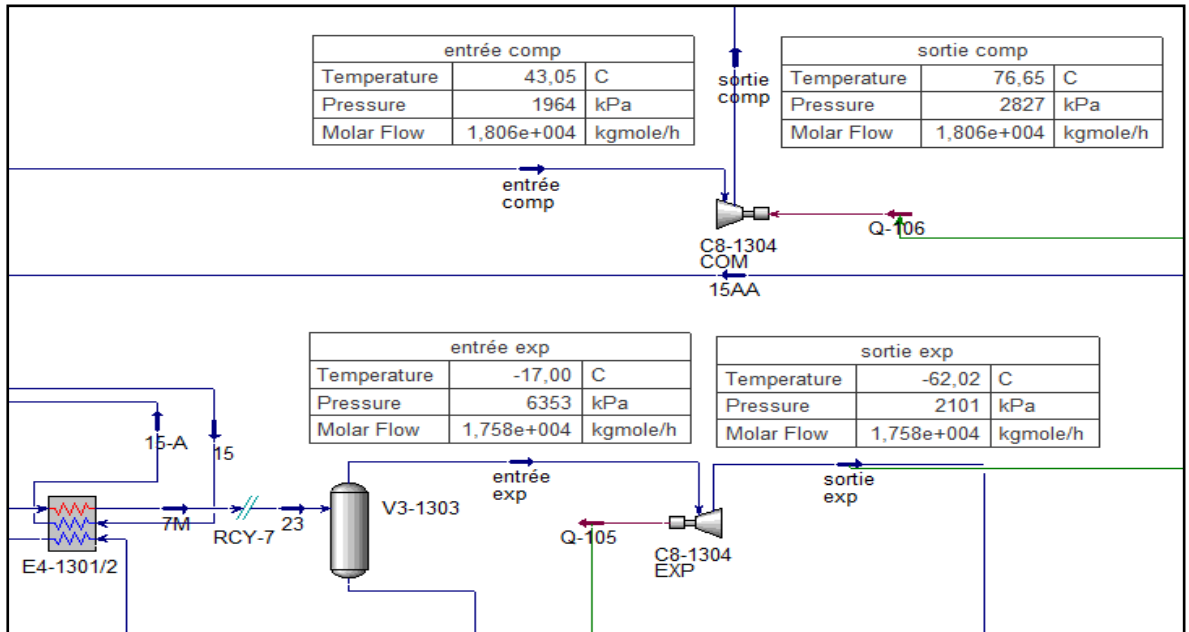


Figure (VI.9) : les paramètres réels de turbo-expander (changer les paramètres)

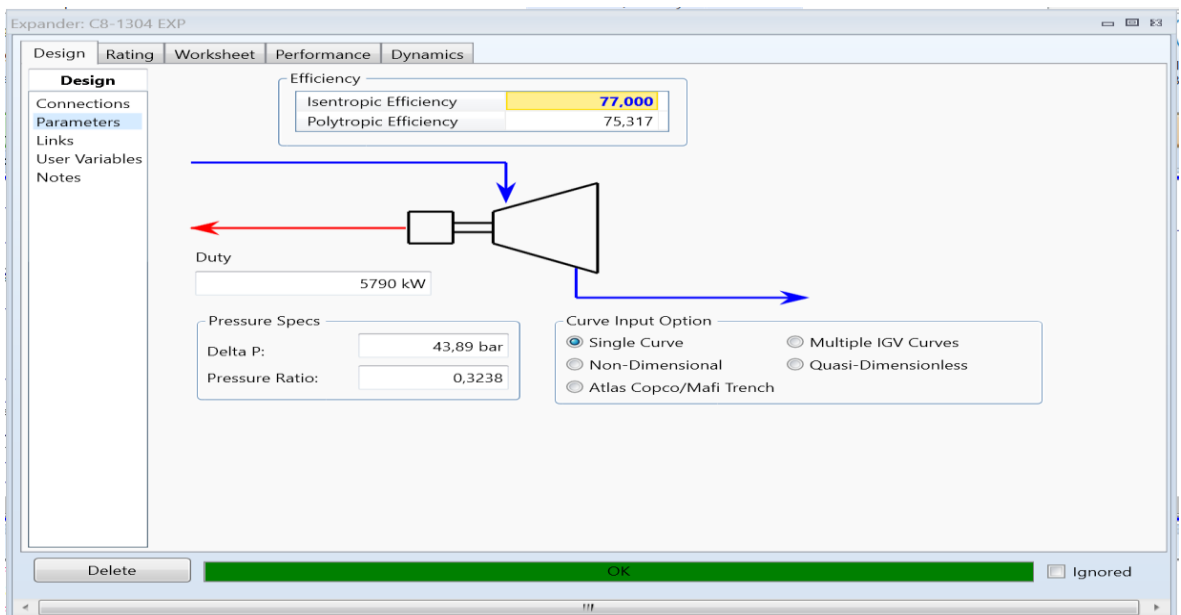


Figure (VI.10) : le rendement dans le cas design obtenu par HYSYS

➤ **interprétation des résultats**

Nous remarquons que les valeurs obtenues dans les deux cas design et réel par la méthode de calcul manuel sont proches (écart de 3.5%) de celles obtenues à l'aide de la simulation par le logiciel HYSYS ce qui valide cette dernière.

Un écart de 3.5% est tout à fait acceptable, compte tenu des erreurs de mesure par abaques.

Le rendement du turbo-expander dans le cas réel est de 77 %, ce qui est nettement inférieur à celui design, 81.49%, cet écart influe énormément sur la production.

VI.7. bilan de matière autour de la section de détente

Afin d'évaluer les pertes causées par le dysfonctionnement de l'expander un bilan de matière sera réalisé au niveau de ce dernier, les données de calcul sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

Dans les conditions normales de pression et de température ($0^{\circ}\text{C}=273.15 \text{ K}$) et ($1 \text{ atm} = 1 \text{ KG/cm}^2$)

- une mole de gaz occupe 22.4 litres.
- Le poids moléculaire de propane est égal à 44.10 kg/kmole.
- Le poids moléculaire de butane est égal à 58.124 kg/kmole.

a. Calcul du débit massique

On calcule le débit massique selon la formule suivante : $Q_m = Q_v \times \rho$ (VI.15)

Avec : $\rho = \frac{m}{v}$ et $m = x_i \times M$

Donc on obtient : $Q_m = \frac{Q_v}{22.4} \times x_i \times M$ (VI.16)

D'où :

Q_v : débit volumique en Nm^3/jour .

m : la masse en kg.

M : la masse molaire en kg/mole.

x_i : la fraction molaire.

v : volume molaire en m^3/mole .

Tableau (VI.7) : Données de calcul de l'expander

composition:	Qm gaz d'alimentation (Nm ³ /j) :		Qm gaz d'alimentation (Nm ³ /j)	Qm gaz résiduel (Nm ³ /j)
	entrée expander	entrée deeth		
c3	512,932	348,724	861,656	320,705
i-c4	48,782	66,540	115,323	10,424
n-c4	111,829	203,706	315,537	15,011
debit (Nm3/j)	7 999 048	989 195		8 439 151

•Le débit de GPL dans le gaz d'alimentation et dans le gaz résiduel (pertes)

On sait que le GPL est un mélange gazeux constitué essentiellement de C3 et C4 (i-C4 + n-C4) donc le débit de GPL est égal à la somme des débits de ces deux composants.

Donc :
$$Q_m \text{ GPL (GA)} = Q_m \text{ C3 (GA)} + Q_m \text{ C4 (GA)} \quad (\text{VI.17})$$

Et :
$$Q_m \text{ GPL (RES)} = Q_m \text{ C3 (RES)} + Q_m \text{ C4 (RES)} \quad (\text{VI.18})$$

A.N :

➤ Quantité de GPL dans le gaz d'alimentation

• $Q_m \text{ GPL (GA)} = 861,656 + 115,323 + 315,537 \rightarrow Q_m \text{ GPL (GA)} = 1292,516 \text{ tonne/jour}$

➤ Les pertes GPL

• $Q_m \text{ GPL (RES)} = 320,705 + 10,424 + 15,011 \rightarrow Q_m \text{ GPL (RES)} = 346,14 \text{ tonne/jour}$

b. Calcul du taux de récupération au niveau de section de refroidissement

Le Taux réel de récupération du GPL c'est le Quantité de GPL récupérée (QR) sur la Quantité de GPL dans le gaz d'alimentation (QA). Il est donné par la formule suivante :

$$\text{Taux de récupération} = \frac{QR_{GPL}}{Q_m \text{ GPL (GA)}} \quad (\text{VI.19})$$

- Calcul de quantité de GPL récupérée :

$QR_{GPL} = Q_m \text{ GPL (GA)} - Q_m \text{ GPL (RES)} \rightarrow QR_{GPL} = 946.376 \text{ Tonne/jour}$

Donc : Taux de récupération = $\frac{946,376}{1292,516} \rightarrow \text{Taux de récupération} = 0.7321 = 73\%$

❖ Résultats

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

Tableau(VI.8): Résultats de calcul du bilan de matière de l'expander.

Quantité de propane dans le gaz d'alimentation (Tonne/J)	861.656
Quantité de butane dans le gaz d'alimentation (Tonne/J)	430.859
Quantité de GPL dans le gaz d'alimentation (Tonne/J)	1292.516
Quantité de GPL dans le gaz résiduel (Tonne/J)	320,705
Quantité de GPL récupérée (Tonne/J)	946.375
Taux de récupération du GPL actuel (rendement en GPL) (%)	73

• Interprétation des résultats

Le bilan de matière autour de la section de refroidissement (Tableau IV.8) nous a permis de constater la présence des pertes en GPL. Ces pertes qui sont estimées à environ 320,705Tonnes par jour. Ce manque à produire a motivé l'étude de l'influence de la variation des paramètres thermodynamiques sur le taux de récupération du GPL. Afin d'optimiser et améliorer les performances de l'expander, ses conditions de fonctionnement doivent être adaptées.

VI.8. Etude d'influence des paramètres de l'expander (T, P et Q_m) sur la récupération du GPL

Les paramètres opératoires qui déterminent le bon fonctionnement du turbo-expander sont la pression, la température et le débit. Le but de cette étude est de chercher les meilleurs paramètres de fonctionnement afin de maximiser la récupération des hydrocarbures à l'état liquide. Les résultats obtenus (le rendement et la composition molaire de la phase liquide au fond du ballon de séparation point 21 et la quantité de GPL produite) sont représentés dans les tableaux ci-dessous.

Le constructeur du turbo-expandeur a prévu qu'il travaille à des conditions d'entrée et de sortie, comme suit :

- La température d'entrée varie entre $T_{min} = -17.21^{\circ}\text{C}$ et $T_{max} = -5^{\circ}\text{C}$.
- La pression d'entrée varie entre $P_{min} = 61.03 \text{ bar}$ et $P_{max} = 67.14 \text{ bar}$.
- La température de sortie varie entre $T_{min} = -60.30^{\circ}\text{C}$ et $T_{max} = -54.30^{\circ}\text{C}$.
- La pression de sortie varie entre $P_{min} = 20.60 \text{ bar}$ et $P_{max} = 19.34 \text{ bar}$.

1er cas : variation de la température d'entrée :

Dans ce cas, on va varier la température d'entrée de l'expander toute en fixant : les pressions d'entrée et de sortie ainsi que le débit. Par logiciel HYSYS afin de déterminer la température de sortie T_s , le débit de fond du dééthaniseur, composition chimique et le rendement.

Les résultats obtenus dans le tableau ci-dessous :

• **Tableau (VII.9) : résultats de la variation de température d'entrée**

Te (°C)	-5	-9	-13	-17	-18	-18,5	-19	-20
Ts (°C)	-46,086	-50,646	-55,236	-59,83	-60,985	-61,561	-62,146	-63,309
η (%)	64,855	67,799	71,12	74,993	76,094	76,653	77,144	78,3288
Qm GPL récup (T/J)	1212,336	1264,731	1304,145	1335,341	143,692	1347,651	1347,349	1354,755
C1	0	0	0	0	0	0	0	0
C2	0,0119	0,0128	0,0130	0,0126	0,0125	0,0124	0,0144	0,0173
C3	0,0468	0,4832	0,4933	0,4984	0,4994	0,4993	0,4996	0,4999
I-C4	0,0755	0,0745	0,0738	0,0735	0,0730	0,0733	0,0734	0,0734
N-C4	0,2225	0,2166	0,2127	0,2104	0,2100	0,2099	0,2097	0,2095
I-C5	0,1189	0,1140	0,1108	0,2104	0,1087	0,1089	0,1087	0,1085
N-C5	0,0626	0,0599	0,0582	0,1091	0,0571	0,0573	0,0572	0,0571
Qm C3 (t/j)	453,222	495,032	520,42	539,353	543,95	545,964	547,793	548,449
Qm I-C4 (t/j)	96,421	100,345	102,754	104,782	105,497	105,842	106,18	106,108
Qm N-C4 (t/j)	284,164	291,688	296,266	300,208	301,588	302,262	302,93	302,992
C2/(C3+C4)	0,0346	0,0165	0,0166	0,0161	0,0160	0,0158	0,0184	0,0221

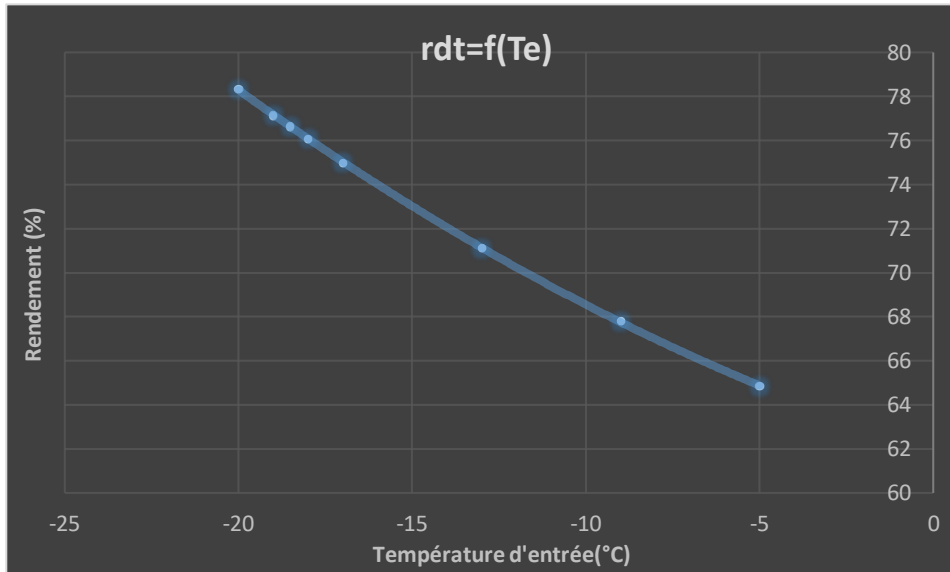


Figure (VI.11) : variation de rendement de l'expander en fonction de la température d'entrée

Tableau (VI.10) : évaluation des pertes en cas de variation de la température d'entrée

Te (°C)	-5	-9	-13	-17	-18	-18,5	-19	-20
Qm (T/j)	7244,73	7244,73	7244,73	7098,827	7092,811	7090,391	7088	7084,978
C3	0,0273	0,0273	0,0273	0,0195	0,0192	0,0191	0,019	0,0188
I-C4	0,0011	0,0011	0,0011	0,0005	0,0005	0,0005	0,0004	0,0004
N-C4	0,0018	0,0018	0,0018	0,0007	0,0007	0,0006	0,0006	0,0006
Qm C3 (T/j)	455,7353	455,7353	455,7353	323,9500	319,7340	310,9173	316,3024	309,5864
Qm i-c4 (T/j)	23,5172	23,5172	23,5172	10,7692	10,1440	9,8485	9,5639	8,9529
Qm n-c4 (T/j)	38,6926	38,6926	38,6926	15,5745	14,7102	10,0118	13,5347	12,5797
Qm GPL (T/j)	517,9451	517,9451	517,9451	350,2937	344,5882	330,7776	339,4010	331,1190
Qm RGPL (T/J)	835,3907	879,8633	920,8352	945,4027	951,1173	964,9281	949,8392	959,3183
Qm de gaz d'alimentation	1353,371	1329,281	1311,840	1295,706	1295,706	1295,706	1295,706	1290,437
Taux de recuperation (%)	61.73	66.19	70.19	72.96	73.41	74.47	73.31	74.34

Quantité récupéré de GPL QR_{GPL} (produit) fond de dééthaniseur :

$$\sum_{fond} Q_m C_3 + Q_m I C_4 + Q_m N C_4$$

Quantité de GPL dans le gaz résiduel Q_{GPLR} (pertes) en tête de dééthaniseur :

$$\sum_{tete} Q_m C_3 + Q_m IC_4 + Q_m NC_4$$

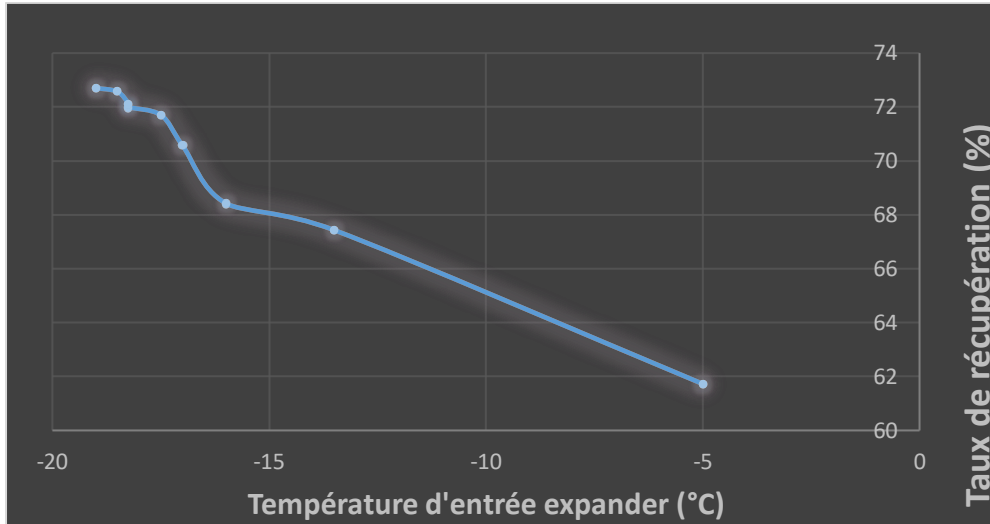


Figure (VI.12) : variation de taux de récupération en fonction de température d'entrée

Commentaire

L'augmentation du rendement est liée directement à la température de sortie, donc plus cette température n'est basse et plus la récupération des hydrocarbures liquides seront bonne. Afin d'atteindre une basse T_s il faut qu'on abaisse la température d'entrée.

2ème cas : variation de la pression d'entrée :

Dans ce cas, on va varier la pression d'entrée tout en fixant : la température d'entrée, la pression de sortie et le débit. En utilisant la méthode citée dans le cas précédant afin de déterminer T_s on fonction de P_e , les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

Tableau (VI.11) : résultats de la variation de la pression d'entrée

Pe (barg)	60,02	61,02	62,02	63,12	64,92	65,42	66,72	67,52
Ts (°C)	-59,14	-59,65	-60,16	-60,73	-61,64	-61,9	-62,54	-62,91
η (%)	77	76,5	76	75	74,5	74	74	73
Qm (T/J) GPL récup	928,195	936,128	944,124	953,007	963,51	963,829	974,654	977,537
C1	0	0	0	0	0	0	0	0
C2	0,0072	0,0071	0,0069	0,0067	0,0065	0,0064	0,0063	0,0062
C3	0,3975	0,4003	0,4030	0,4052	0,4098	0,4099	0,4133	0,4133
I-C4	0,0789	0,0787	0,0785	0,0781	0,0777	0,0776	0,0772	0,0772
N-C4	0,2269	0,2259	0,2248	0,2238	0,2221	0,2219	0,2205	0,2204
I-C5	0,1465	0,1460	0,1448	0,1443	0,1430	0,1430	0,1419	0,142
N-C5	0,077	0,0765	0,0761	0,0759	0,0752	0,0752	0,0747	0,0747
Qm C3	524,599	531,606	538,684	544,263	556,407	556,815	566,444	(566,839
Qm I-C4	104,207	104,564	104,915	104,98	105,513	105,464	105,897	105,865
Qm N-C4	299,395	299,963	300,531	300,692	301,566	301,538	302,302	302,31
C2/(C3+C4)	0,0102	0,0101	0,0098	0,0095	0,0092	0,0090	0,0089	0,0087

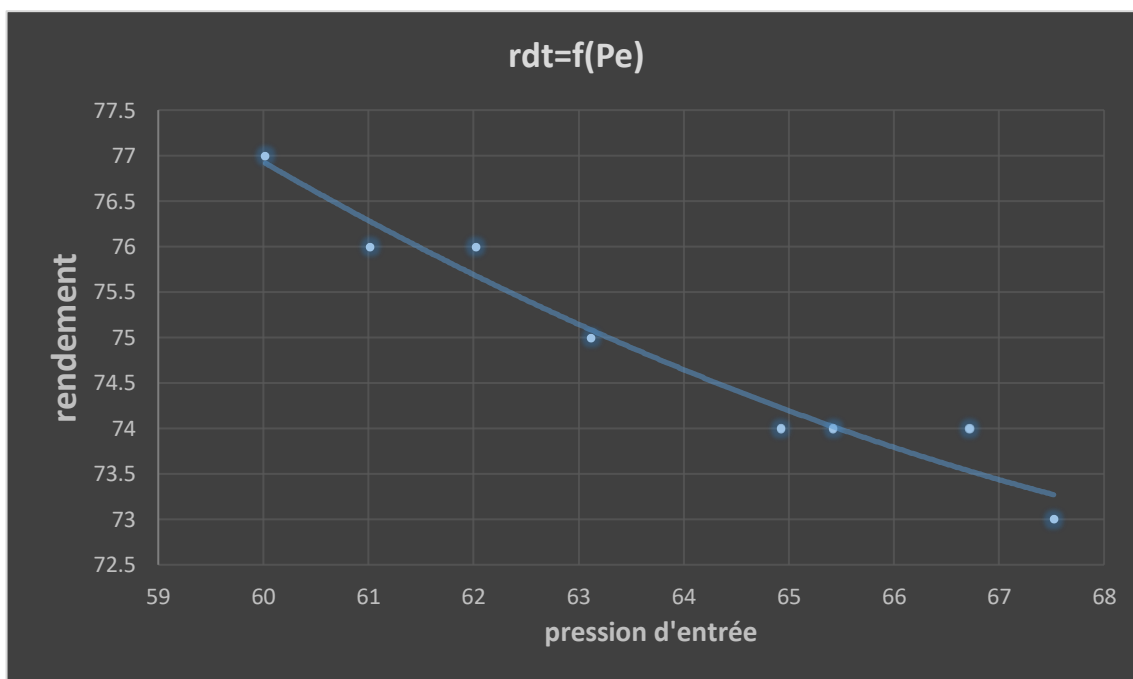
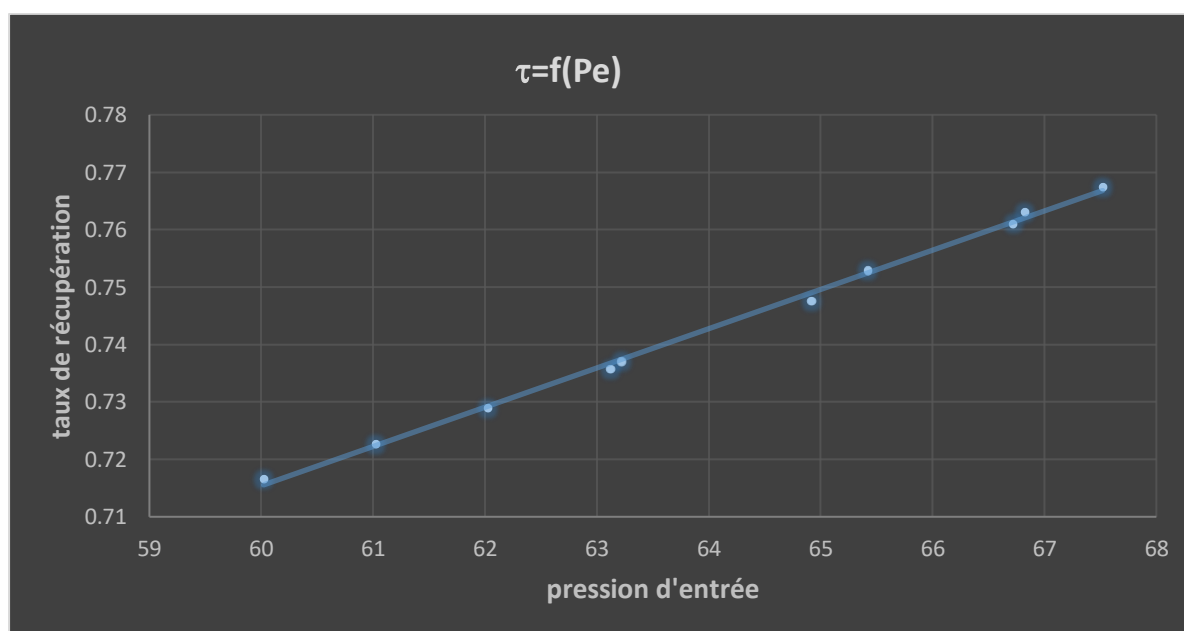


Figure (VI.13) : la variation du rendement en fonction de la pression d'entrée

Tableau (VI.12) : évolution des pertes dans le cas de la variation de pression d'entrée

p	60,02	61,022	62,02	63,12	64,92	65,42	66,72	67,22
Qm la sorite de deeth (T/j)	1319,479	1327,860	1336,395	1339,855	1357,665	1358,316	1370,410	13710,207
C3	0,3976	0,4003	0,4031	0,4042	0,4098	0,4099	0,4133	0,4134
I-C4	0,0790	0,0787	0,0785	0,0784	0,0777	0,0776	0,0773	0,2205
N-C4	0,2269	0,2259	0,2249	0,2245	0,2221	0,2220	0,2206	0,0772
Qm C3 (T/j)	524,600	531,607	538,684	541,536	556,407	556,816	566,445	566,839
Qm i-c4 (T/j)	104,207	104,565	104,916	105,055	105,513	105,464	105,897	105,865
Qm n-c4 (T/j)	299,395	299,964	300,531	300,758	301,567	301,538	302,303	302,311
Qm GPL (T/j)	928,194	937,721	944,124	953,000	963,501	963,825	974,650	977,386
Qm RGPL (T/J)	366,890	357,530	351,278	342,666	324,334	316,412	306,153	295,941
Qm de gaz d'alimentation	1295,084	1295,251	1295,402	1295,666	1287,835	1280,237	1280,802	1273,327
Taux de recuperation (%)	71,67	72,40	72,88	73,55	74,82	75,28	76,10	76,76

**Figure (VI.14) : taux de récupération du GPL en fonction de pression d'entrée**

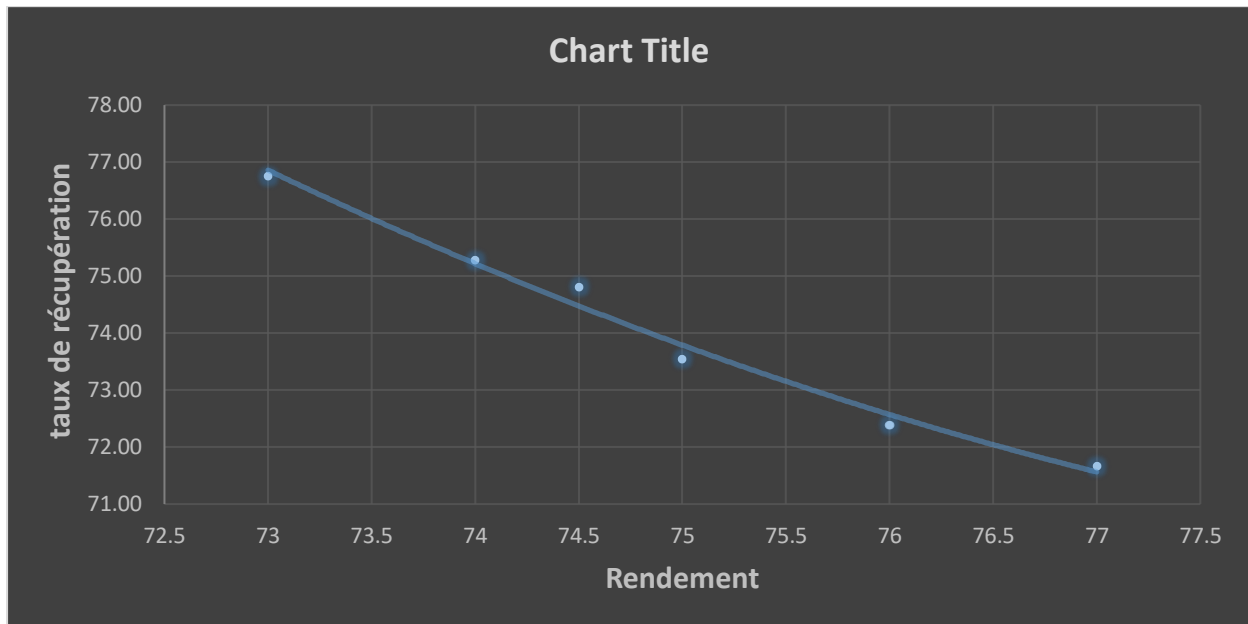


Figure (VI.15) : Taux de récupération du GPL en fonction du rendement issu de la variation de pression.

Commentaire

Le rendement d'un turbo-expander est le rapport entre l'énergie échangée avec la roue à celle contenue dans le gaz $\Delta H_a / \Delta H_{is}$, en augmentant la pression d'aspiration, le rendement diminue (Figure VI.15) indiquant une chute d'énergie transformée de manière que ΔH_a baisse.

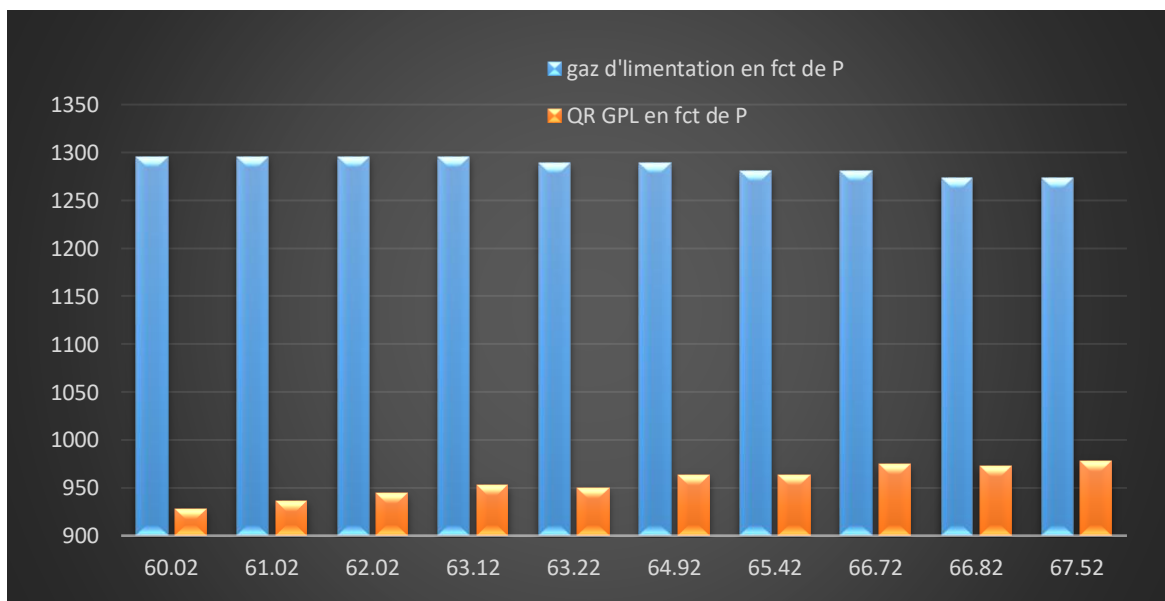


Figure (VI.16) : Variation de gaz d'alimentation para-port QR GPL

Commentaire :

Le rendement d'un turbo-expander est le rapport entre l'énergie échangée avec la roue à celle contenue dans le gaz $\Delta H_a/\Delta H_{is}$, en augmentant la pression d'aspiration, le rendement diminue (Figure VI.13) indiquant une chute d'énergie transformée de manière que ΔH_a baisse en faveur de ΔH_{is} .

Par contre, en augmentant la pression d'aspiration la chute de la pression à travers la machine et celle de la température qui lui est liée sera plus importante, ce qui permet d'atteindre de basses températures cryogéniques (proportionnalité entre la température et la pression) favorisant une meilleure récupération du liquide dans ces conditions (Figure VI.15). Donc on peut atteindre des températures basses avec l'expander à rendement réduit tout en augmentant la pression d'aspiration.

IV.9. Etude économique

L'étude économique de la faisabilité d'un investissement est une démarche essentielle après chaque étude technique car elle apporte des informations particulières permettant de recenser les défis et les enjeux. L'objectif assigné à cette étude, d'une façon générale est de déterminer les coûts, et la bonne utilisation des ressources engagées et particulièrement la rentabilité financière et économique de ces différentes variantes.

Les pertes en GPL de l'unité GTFT sont estimées à environ 380 Tonne/J.

Conclusion général

Dans ce travail, nous avons présenté une synthèse de gaz naturel, qui comprend comment traité le gaz, comment le transporter et le distribuer au niveau national, et nous avons également expliqué sa distribution au niveau de territoire de la wilaya d'el oued.

Nous avons également réalisé une étude de performance de turbo-expander, par utilisation de logiciel HYSYS et calcul manuel.

Vu l'importance que présente l'expander dans le système cryogénique de réfrigération et de séparation de l'unité GTFT, il est nécessaire qu'il ait une efficacité thermodynamique élevée, une fiabilité élevée et une intégration plus facile avec les autres systèmes.

A cet effet nous avons réalisé une étude de performance de turbo-expander, par utilisation de logiciel HYSYS et calcul manuel.

Après avoir utilisé de logiciel HYSYS sur les données de fournisseur nous avons trouvé le rendement de turbo-expander 85% au lieu de 87%, mais également nous avons trouvé le rendement égal à 81.49%.

Nous avons également changé les paramètres (T, P, Qm), et obtenu ce qui suit :

La diminution de température et pression sa donne une augmentation de rendement de turbo-expande, mais l'augmentation de rendement provoque une diminution de taux de récupération de GPL.

On a conclu que la performance d'un usine de traitement du gaz naturel c'est la récupération de GPL.

Références Bibliographiques

- [1]: Bulletin signalétique : Combustibles, énergie, Volume 38, Numéros 8938 à 16440.
- [2]: Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz naturel 2020 – 2029
(Données disponibles au niveau de sonelgaz)
- [3]: Opérateur D'exploitation GTFT, (livre 1: Description des installations).
- [4]: S.MOKHATAB, A.POE, G.SPEIGHT, Handbook of natural gas transmission and processing. pp : 365-372. Ed GPG Gulf Publications.2006.
- [5]: ATG, Le traitement du gaz naturel sur gisement, Association technique de l'industrie du gaz en France .p :112.1988.
- [6]: GPSA. Engineering data book, Vol.2, section: 19,21.13^{ème} édition .Ed Gas processors association.2004.
- [7] : Document (cours transport des énergies – université d'el oud)
- [8] : Document sonelgaz (Cahier de charge)
- [9] : Document sonelgaz (guide de contrôleur, code API 1104)
- [10] : Document sonelgaz (procédure des essais hydrostatique)
- [11] : Document sonelgaz (procédure de mise en gaz)
- [12] : Station de compression.org.fr
- [13] : Carte de distribution transport gaz - sonelgaz
- [14] : Document « plan de développement » élaboré par Sonelgaz
- [15] Zehri, k et Souda, M (2016). Optimisation de récupération de GPL par recyclage du gaz au niveau de l'usine de traitement du gaz de GTFT.
- [16] : Manuel opératoire de l'Unité GTFT

ANNEXES

ANNEXES



Brown & Root

EXPANDER / COMPRESSOR
DATA SHEET
St UNIT9

JOB NO. BF-4749

PURCHASE ORDER NO. _____

REVISION NO. 0 DATE 4-25-96

PAGE 1 OF 6 BY D SHAH

1 APPLICABLE TO: neor'asAL PURCHASE AS BUILT
 2 FOR SONATRACH TGT GA3 FIELD DEVELDPNIENT PROJECT UNIT GAS PLANTLPO RECOVERY PLANT
 3 SITE T3N FOUYE TABANXORT ALOERtA SERIAL NO. _____
 4 sERvlcE EXPANDER/COMPRESSOR NO. REQUIRED TWO (2)
 5 @ CONTINUOUS INTERMITYEMT STAND BY _____
 8 MANUFACTURER MAFI-TRENCH MODEL FRAME EC-5.0
 7 NOTE: INFORMATION TO BE ODMPLETED: w PURCHASER aY MANUFxcTuREn

OPERATING CONDITIONS

oFF&ESIGN CONDITIONS

(ALLDATAONPENUNJBA [S)	MPA*D*R	"	EXP	COlyt	EXP	COM	EXP	COM
RATED	RATED	1059t	105%	70%	7096	e9.4%*	100.4%	
PERFORMANCE CURVE NUMBER								
13 GAS HANDLED (ALSO SEE PAGE 2)	HC	HC	HC	HC	HC	HC	NC	HC
	308136	3081B5	323545	323594	215697	215730	306285	309S20
INLET CONDITIONS								
17 PRESSURE {BARA} (k' a•eb•§•	63.48	18.94	68.14	16.94	B6.14	18.94	62.03	19.16
18 TEfdPERAT\J6tE (°C)	-17.18	45.80	-5.00	48,63	- 5.00	48.63	- 17.21	44.44
19 RELATiVE HUMIDITY %								
20 MOLECULAR WEIGMT (kg/NTOL)	19.05	18.65	19.91	18.83	19.91	18.83	19.29	16.67
21 O Cp/CV(K1) OR (Kavg)								
22 COMPRESSIBILITY {Z1} OR (dase}••	0.6635	a.efiaJ						
23 INLET VOLLIME, (m*/h) {UdE /DRYj		22500						
24 DISCHARGE CONDITIONS								
25 PRESSURE (BAR abs) (4	20.M	28.19	20.M	29.42	TO.34	28.32	21.60	27.63
26 TEMPEMTURE { °C)	-63.3	80.6	-54.3	87.2	-53.2	84.4	-60.3	77.0
27 Cp / Cv (KI) OR (Kavg)								
28 CCydPRESSIBILITY {Z1} OR {Zavg}		0.9588						
29								
30 GAS POWER DEVLp'D J REQ'D (ALL LOSSES INCL).(WV}	6232	6164	7z1e	7165	4536	4491	5871	5826
31 SPEED (RPMj	13000	130fXI	13700	13700	12500	12500	12600	1Z600
32 EST\I' ATED SURGE, wf'lh UT SPEED ABC7\5j	-	146tXI	-	155IXI	-	14IXI0	-	14400
33 POLYTROPIC NEAD (M/Kg)								
34 ISENTROPIC / POLYTROPIC EFFICIENCY (96)	87	60	87	00	82	78.5	87	00
35 GUARANTEE POINT	YES	YES	-	-	-	-	-	-
36 LLOUDOUT .WvEGHTW)	1'4.9	-	15.5	-	14.9	-	13.3	

37 PROCESS CONTROL

38 METHOD suCTION THROTTLING @ EXPANDER PLANT RECYCLE DISCHARGE cofuPRESSOR

39 FROM _____(BAR){kPa abs) VARIABLE INLET FROM 96 BLOWOrF COOLED BYPASS

40 TO _____{BAR)(kPa abs) GUIDE VANES TO _____% TO _____ FROIVI _____

41 TO _____

42 EXPANDER SIGNAL @ SOURCE BOOSTER CO•IPRESSOR OUTLET PRESSURE - BY BUYER

43 TYPE ELECTRONIC @ PNEUMATIC OTHER

44 RANGE _____mA 0.21 TO 1.03 (BARG)(l•B••€ SPLIT RANGE FOR EXPANDER AND J-T VALVE

45

46 COMPRESSOR AhjTt-SURGE BYPASS @ IJANUAL AUTOivTATIC NONE PROVIDED BY BL/YER

47

43 REMARKS: _____

49



Brown & Root

EXPANDER / COMPRESGOR
DATA SHEET
GI UNITS

DESIGN NO. 0
PAGE 2 OF 8 BY DSMAH

MOL 96		EXPANDER	COMPRESSOR	OTHER CONDITIONS				REMARKS:
				n	coup	zxr	coue	
AIR	28.966	NONE	NONE					
OXYGEN	32.000	NONE	NONE					
NITROGEN	26.013	1.7412	1.7133	1.6785	1.6688	1.75	1.71	
WATER VAPOR	18.015	NONE	NONE	NONE	NONE	NONE	NONE	
CARBON MONOXIDE	28.010	NONE	NONE					
CARBON DIOXIDE	+4.010	1.5092	1.6133	1.5203	1.6136	1.51	1.62	
HYDROGEN	2.016	NONE	NONE					
METHANE	16.043	83.27M	84.5223	81.5158	83.9126	83.49	84.43	
ETHYLENE	28.05Z	NONE	NONE					
ETHANE	30.070	9.1213	10.5044	9.6766	10.5777	9.05	10.51	
PROPYLENE	42.078	NONE	NONE					
PROPANE	44.067	3.30G7	1.5397	4.0053	1.60	3.22	1.64	
ISOBUTANE	58.123	0.2B00	0.438	0.3974	0.0785	0.27	0.04	
n-BUTANE	58.123	0.58S8	0.0563	0.6963	0.135	0.55	0.05	
ISOPENTANE	72.150	0.0761	0.0612	0.1425	0.0059	0.07		
n-PENTANE	72.150	0.0381		0.1581	9.0042	0.07		
n-HEXANE	86.177	0.0211	0.0P01	0.0565	0.0004	0.02		
HEPTANE PLUS		0.0043		0.0137	—	—	—	
TOTAL								
AVG. MOL. WT.		1e.3502	18.8497	18.8281	1g.Z85	18.673		

LOCATION: <input type="checkbox"/> INDOOR <input type="checkbox"/> NEATED <input type="checkbox"/> UNDER ROOF <input type="checkbox"/> OUTDOOR <input type="checkbox"/> UNHEATED <input type="checkbox"/> PARTIAL SIDES @ GRADE <input type="checkbox"/> ABOVE <input type="checkbox"/> _____ ELEC. AREA CLASSIFICATION CL 1 GR D DIV 2 <input type="checkbox"/> WINTERIZATION REQ'D. TROPICALIZATION REQ'D.	NOISE SPECIFICATIONS: M APPLICABLE TO MACHINE: SEE SPECIFICATION SEE DATA SHEET O APPLICABLE TO NEIGHBORHOOD: SEE SPECIFICATION _____ ACOUSTIC HOUSING: <input type="checkbox"/> yes <input type="checkbox"/> NO
SITE DATA @ ELEVATION 480 m BAROMETER 0.9S (BAR abs) RANGE OF AMBIENT TEMPS: DRY BULB WET BULB SITE RATED °C _____ _____ NORMAL °C _____ _____ MAXIMUM °C 45 MINIMUM °C -5 UNUSUAL CONDITIONS: @ DUST <input type="checkbox"/> FUMES OTHER DESERT ENVIRONMENT, SANDSTORMS, LIGHTNING. REFER TO SITE DATA SPEC SD-01 FOR DETAILS	APPLICABLE SPECIFICATIONS: TEC-1.0.0 TURBOEXPANDER/COMPRESSOR PACKAGE VENDOR HAVING UNIT RESPONSIBILITY TURBOEXPANDER/COMPRESSOR @ GOVERNING SPECIFICATION FOR DYNAMIC ANALYSIS A VIBRATION REQUIRED ENTS API 617
REMARKS: _____ _____ _____ _____	PAINTING: @ MANUFACTURER'S STD. OTHER _____ SHIPMENT: <input type="checkbox"/> DOMESTIC @ EXPORT @ EXPORT BOXING REQ'D. @ OUTDOOR STORAGE MORE THAN 6 MONTHS SPARE ROTOR ASSEMBLY PER LUGED FOR @ HORIZONTAL STORAGE @ VERTICAL STORAGE



**EXPANDER / COMPRESSOR
DATA SHEET
GI UNITS**

JOB NO. BF-4749 **ITEM NO.** C8-1304/2304
REVISION NO. 0 **DATE** 4-25-96
 PAGE 3 OF 6 BY D.GMAH

CONSTRUCTION

SPEEDS:
 MAX. CONT. 13700 RPM TRIP 14500 RPM
 figAx. Tly SpEEDS: _____ m/s @ RATED SPEED
20S (5XP)/360 (Che"i m/e @ fdAx. CONT. sPEED

LATERAL. **CRITICAL SPEEDS** (DAMPED)
 FIRST CRITICAL Est. 5100 RPM Trenelationat MODE
 SECOND CRITICAL Est. 6500 RPM Conical MODE
 THIRD CRITICAL. 19800 RPM Bending MODE
 FOURTH CRITICAL _____ RPM _____ MODE
 TRAIN LATERAL ANALYSIS REQUIRED API 617(2.9.2.3)
 UNDAMPED STIFFNESS **MAP REQUIRED** API 617(2.9.2.4e)
 VIBRATIONB: (PER API 617) _____
 ALLOWABLE TEST LEVEL _____ mil
 (PEAK TO PEAK)

ROTOR BALANCING SHALL COMPLY WITH ISO 1940 Or 2.S.

ROTATION. VIEWED FROM DRIVEN END:

@ MATERIALS INSPECTION REQUIREMENTB
 SPECIAL cump'r zeStins ure. sha.
 RADIOGRAPHY REQUIRED FOR MMDL STD.
 @ MAGNETIC PARTICLE Reouired FOR MFR. STD.
 LIQUID PgNETRANT REQUIRED FOR 51FR. STD.
 CASINC: TURBOEXPANDER/COMPRESSOR
 MODEL EC 5.0
 CASING SPLIT RADIAL / RADIAL
 MATERIAL ASTM A 352 / ASTM A 216
 THICKNESS (mm) _____ / CORR. ALLOW. (mm) _____ /
 MAX. WORKING PRESS _____ J _____ BARG
 MAX DESIGN PRESS 77 / 32 BARG
 TEST PRESS (BARG): HELIUM / NYDRO US J. 48
 MAX OPER. TEMP. 93/ 93 °C MIN. OPER. TEMP. -101/-18 °C
 FVIAx NO. OF lIdPELLERS FOR CASING ONE / ONE
 MAX CASING CAPACITY (m³/h) _____
 RADIOGRAPH QUALITY O zS NO
 CASING SPLIT SEALING TEFLON+SPRING / BRING
 SYSTEM RELIEF VALVE SET PT. 76
 DIAPHRAGMS: TURBOEXPANDER / COMPRESSOR
 MATERIAL _____ / _____
 IMPELLERB: TURBOEXPANDER / COMPRESSOR
 DIAMETER 401 mm / 488 mm
 ND. VANES EA. IMPELLER _____ / _____

JOIN FEATURES

TURBOEXPANDER / COMPRESSOR
 TYPE (OPEN, ENCLOSED) OPEN / OPEN
 TYPE FABRICATION rolled FROM SOLID FORGING
 MATERIAL ALLX/TINMd / ALLXJINL0d
 MAX. YIELD STRENGTH (Nj) 2413 / _____
 BRINELL HARDNESS: MAX _____ / _____ MIN _____
 SMALLEST TIP INTERNAL WIDTH (mm) _____
 KtAx. MACN. NO. @ MPeLMR EYE _____
 XtAx. IMPELLER HEA₀ e nx cD SPD y-nvl(g) _____

SHAFT:
 MATERIAL 17-4 PH/1S H130-M
 DIA @ IMPELLERS (mm) _____ DIA @ BEARINGS (mm) _____
 SHAFT END: TAPERED CYLINDRICAL
 YtAx. YIELD GTRENGTH (BAR) 5171
 3H>FT HA>zet Ss (aNd>Rc) 2TsBNH

SHAFT SLEEVES
CLEARANCE _____ MATL _____
 AT GMAFT SEALS _____
 BYR\MT H9: _____
 TYPE _____ MATERIAL SS

9HAFT SEALG:
 @ SEAL TYPE LABYRINYIIS
 SETTLING OUT PREsSURE (BARG) _____

O SPECIAL OPERATION
 SEAL GAS SYSTEM REQLiRED
 @ TYPE SEAL OAS PROCESS GAS
 @ SEAL GAS CONTROL SYSTEM SCHEMATIC BY VENDOR
 PRESSURIZINO GAS FOR SUBATMOSPHERC SEALS
 TYPE SEAL _____
 INNER DIL LEAKAGE GUAR. (m³/DAY/SEAL) _____
 SEAL GAS REQUIRED FOR:
 AIR RUN-IN OTHER _____
 SEAL GAS FLOW (PER SEAL):
 NORM: 617 N m3/IdR @ _____ BAR ZIP
 MAX. N m3/HR I _____ MR IP

BEARING HOUSING CONSTRUCTION:
 TYPE (SEPARATE, INTEGRAL) SEP SPLIT RADfA1,
 MATERIAL ASTM A 216

NOTE:

ANNEXES

<p style="font-size: 1.2em; margin: 0;">Expander Brown & Root</p> <p style="margin: 0;">EXPANDER / COMPRESSOR DATA SHEET SI UNITS</p>				<p>REVISION NO. <u>0</u> DATE <u>4-25-96</u></p> <p>PACKAGE <u>4</u> OF <u>6</u> BY <u>D.SHAH</u></p>											
<p>EXPANDER COMPRESSOR</p>				<p>TURBINES (COUPLER)</p>											
<p>BEARING AND BEARING HOUSING</p>				<p>EXPANDER COMPRESSOR</p>											
<p>TYPE TAPERED LAND</p> <p>MANUFACTURER</p> <p>SP DIA. (mm)</p> <p>UNIT LOAD (ACT/ALLOW)</p> <p>BASE MATERIAL</p> <p>BASE MATERIAL THICKNESS (mm)</p> <p>NO. PADS</p> <p>LOAD: B/TWN/ON PAD</p> <p>PIVOT: CTR/OFFSET, %</p>				<p>TYPE TILTING PAD</p> <p>MANUFACTURER</p> <p>UNIT LOADING (MAX BAR)</p> <p>UNIT LOAD (ULT.) (BAR)</p> <p>AREA (mm²)</p> <p><input type="checkbox"/> NO. PADS</p> <p>PIVOT: CENTER / OFFSET</p> <p>PAD BASE MATERIAL</p> <p>LUBRICATION: O FLOODED</p> <p>THRUST COLLAR: INTERNAL</p> <p>MATERIAL <u>SEE ATTACHED API-67D</u></p>											
<p>TEMPERATURE DEVICES O SEE ATTACHED</p> <p>OTHER THERMISTORS</p> <p>O AMP SWITCH & INDICATOR BY: PURCH MFR</p> <p>O THERMOCOUPLES</p> <p>O SELECTOR SWITCH AND IND. BY: PURCH MFR</p> <p>@ RESISTANCE TEMP DETECTORS</p> <p>@ RESISTANCE MAT'L PLATING 100 OHMS</p> <p>@ SELECTOR SWITCH & INDICATOR BY: PURCH X MFR</p> <p>LOCATION-JOURNAL BRG</p> <p>EVERY OTHER PAD 2 PER BRG</p> <p>OTHER</p> <p>O LOCATION-THRUST BRG</p> <p>NO. EA PAD EVERY OTHER PAD PER BRG</p> <p>OTHER</p> <p>NO. (INACT) EA PAD EVERY OTHER PAD PER BRG</p> <p>OTHER</p> <p>MONITOR SUPPLIED BY <u>SELLER</u></p> <p>LOCATION <u>UCP</u> ENCLOSURE</p> <p>SCALE RANGE <u>BENTLY NEVA</u> MODEL <u>3300</u></p> <p>ALARM SET @ <u>300</u> °C</p> <p>@ SHUTDOWN SET @ "C TIME DELAY SEC</p> <p>"UNIT CONTROL PANEL</p>				<p>VIBRATION DETECTOR: DATASHEET</p> <p>TYPE <u>NONCONTACTING</u> MODEL <u>331X1</u></p> <p>G MFR <u>BENTLY NEVA</u></p> <p>@ NO. AT EACH BEARING <u>2</u> TOTAL NO. <u>4</u></p> <p>G OGCILLATOR-DETECTORS SUPPLIED BY <u>SELLEO</u></p> <p>MFR <u>BENTLY NEVA</u> MODEL <u>3300</u></p> <p>MONITOR SUPPLIED BY <u>SELLER</u></p> <p>@ LOCATION UCP * ENCLOSURE</p> <p>@ MFR. <u>BENTLY NEVA</u> MODEL <u>3300</u></p> <p>O SCALE RANGE A RANGE SET @</p> <p>SHUTDOWN: SET @ mm @ TIME DELAY</p> <p>POSITION DETECTOR: O SEE ATTACHED API-67D DATA SHEET</p> <p>O WIRE MODEL</p> <p>O MFR O NO. REQUIRE</p> <p>O OGCILLATOR-DEMOD OR SUPPLIED</p> <p>O MFR L</p> <p>MONITOR SUPPLIED BY {3.4.</p> <p>O LOCATION ENCLOSURE</p> <p>O MFR. MODEL</p> <p>SCALE RANGE O SET @ mm</p> <p>O SHUTDOWN: SET @ O TIME DELAY SEC</p>											
<p>CASING CONNECTIONS</p>															
<p>CONNECTION</p>		<p>DESIGN APPROVAL REQ'D</p>		<p>SIZE</p>		<p>FACING</p>		<p>POSITION</p>		<p>FLANGED OR STUDDED</p>		<p>MATING FLG & GASKET</p>		<p>GAS VELOCITY m/SEC</p>	
INLET (EXP)		YES		12-600#		RF		TOP		FLANGED					
		YES		18" 600#		Rr		END		FLANGED					
INLET (COMPR)		YES		24" 30D#		RF		END		FLANGED		YES			
DISCH (COMPR)		YES		24" 30D#		RF		TOP		FLANGED		YES			



ANNEXES EXPANDER / COMPRESSOR DATA SHEET SI UNITS

REVISIDN CIO. 0 DATE 4-25-96 PAGE 6 DF 6 BY DEHAH

Table with columns: SERVICE, NO., SIZE, TYPE. Rows include LUBE-OIL INLET, LUBE-O/L OUTLET, CASING DRAIN, etc.

INLET DISCHARGE FORCE MDMT FORCE NYDMT FORCE MCMT N N*m N km N fJ-m AXIAL VERTICAL HORIZ. 90 COMPREEEOR FORCE MDMT FORCE MOMT FORCE MOMT N N-m N N*m N N-m AXIAL VERYICAL HORIZ. 90 CCELEROMETER O s ACHED API-d8 DATA SHEET O wrs D MODEL O MFR NO. REQUIRE O LOCATION O OSCILLATOR-DEMODULATO UP D BY IVIFR ODEL O MONITOR SUPPLIED B O LOCATION ENCLOS O IUFR MODEL C*

*Cc£8@OfdES

GOUPLING AND CUARDS (FOR AuxiliARY couieueW)

GOUPLING FURNISHED BY SUPPLIgr MANUFACTURER TYPE GOUPLING GUARD FURNISHED BY: SUPPLIER TYPE: O FULLY ENCLOSED @ SEMI-OPEN O OTNgR COUPLING DETAILS O vENDOR MOUMT FIALF COUPLING IAX O.D. mm LUBR\GAS\DN REOUtEMENTS: NUB WEIGHT @ NON-LUBE O GREASE O CONT. OIL LUBE O OTfIER SPACER LENGTH mm QUAlfTITY PER HUB kg or m */h SPACER WEIaHT kg

MOUNTJNO PLATE9

@ BASEPLATES: FURNISHED BY SUPPLIER O SOLHPVTES: FWRH{SF1EDB¥: THICKNESS TURBOEXPANDER/COMPRESSOR ONLY OTHER TURBOEXPANDER/COMPRESSOR.LUBE-OIL SYSTEM O SUBSOLE PLATES REQ'D DRIP RIM O LEVELING PADS O rEvELING (CHDCKj BLOCKS REQD @ COLUMN MOUNTING STAIhILESS STEEL SHIM THICKNESS(mm) SUB-SOLE PLATES REQ'D STAMLESS S-REEL SHAM TI-IICfENESS O PRMER FOR EPOXY GROLfT REOD PRIMER FOR EPOXY OROUT REQD TYPE TYPE

FIG. 24-32 n-Pentane P-H Diagram

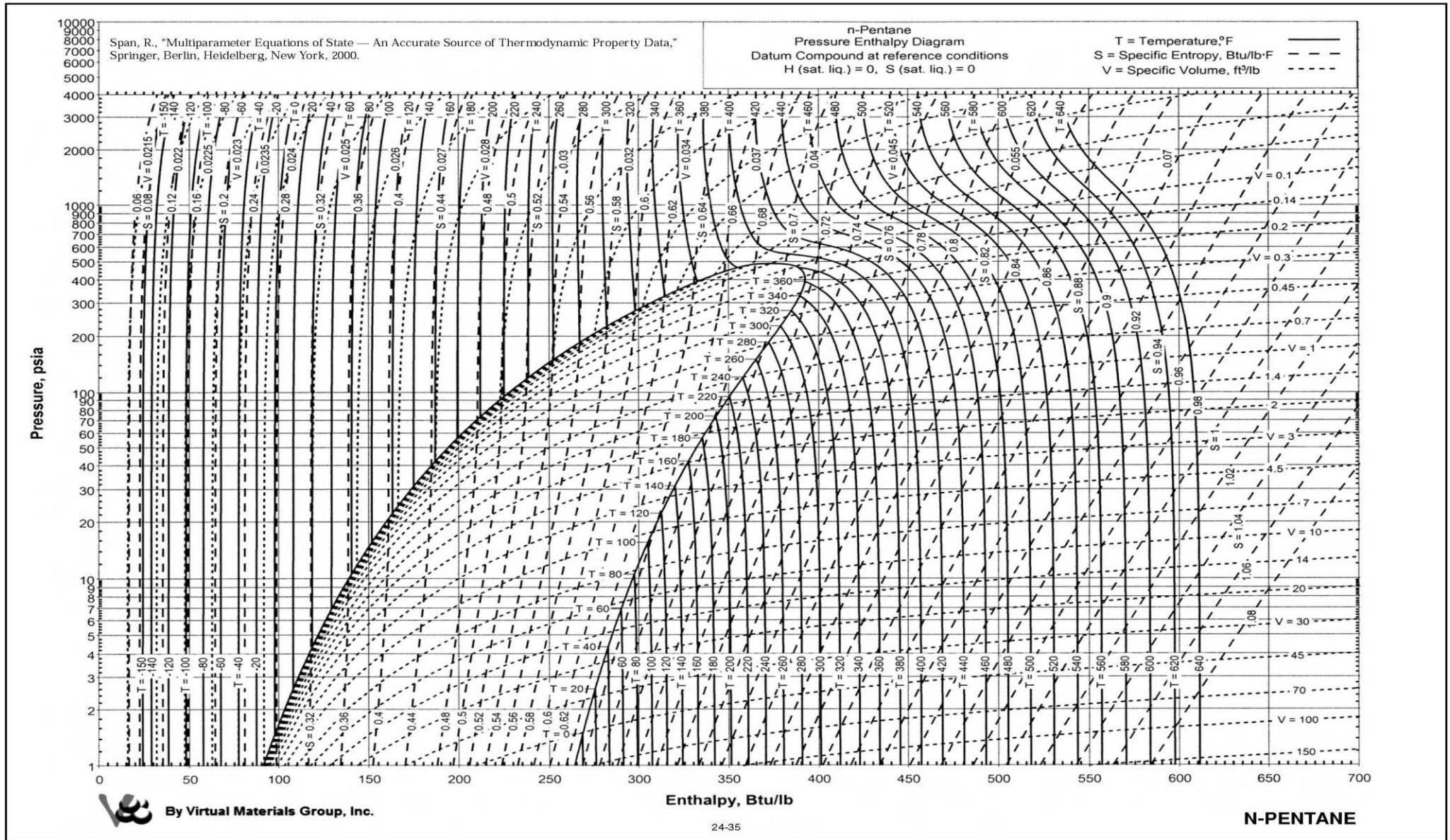


FIG. 24-22 Nitrogen P-H Diagram

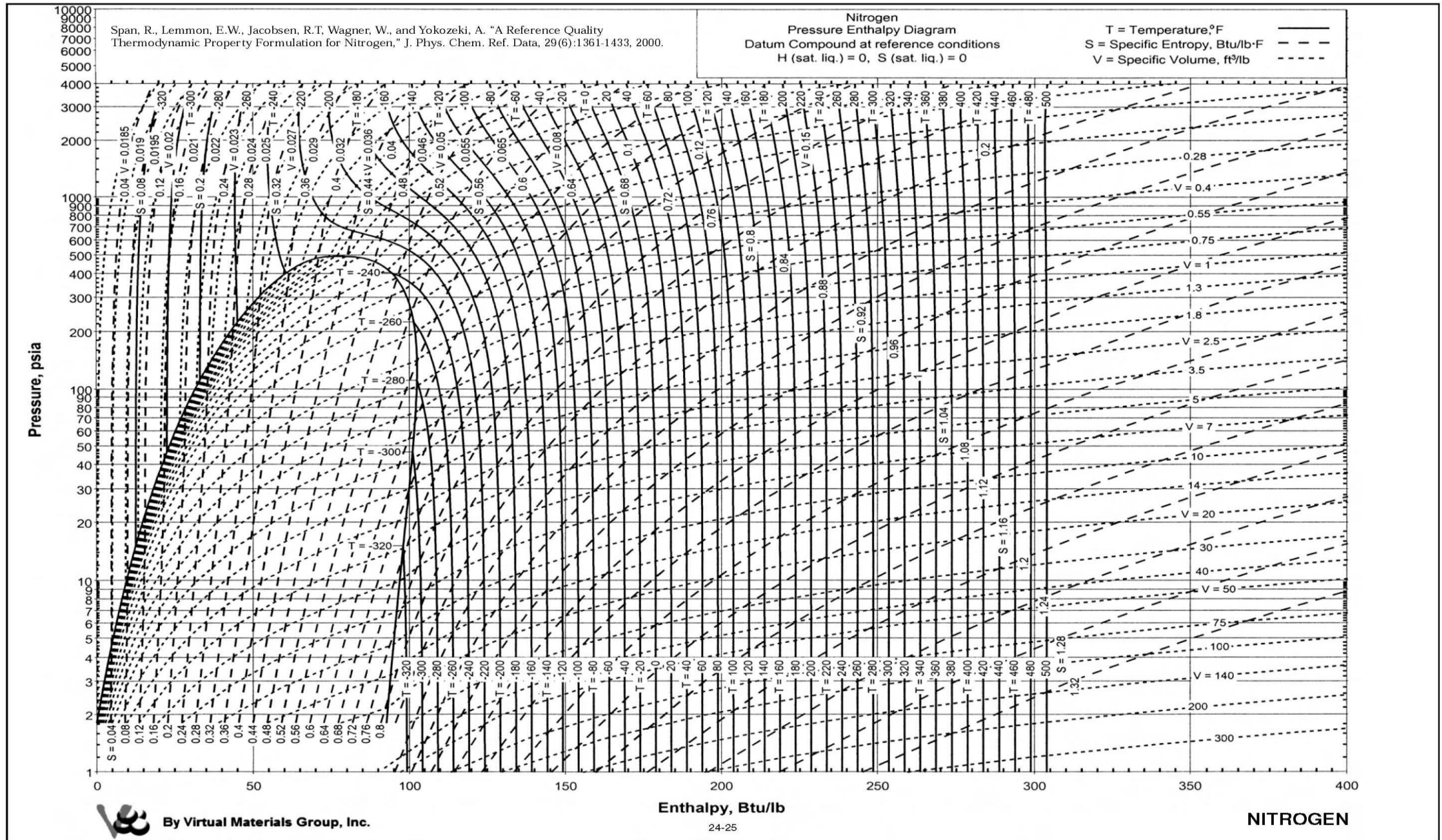


FIG. 24-23 Carbon Dioxide P-H Diagram

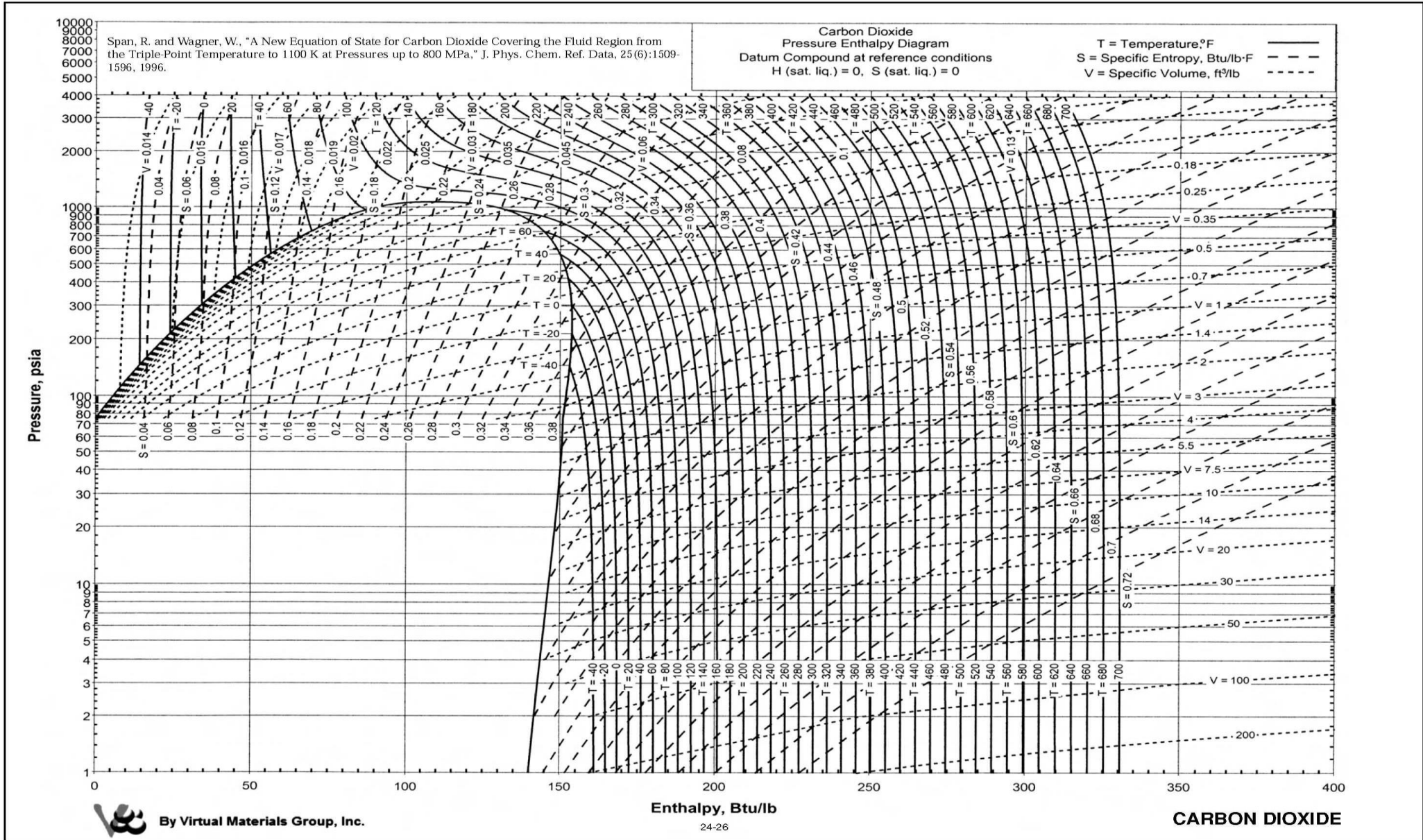


FIG. 24-24 Methane P-H Diagram

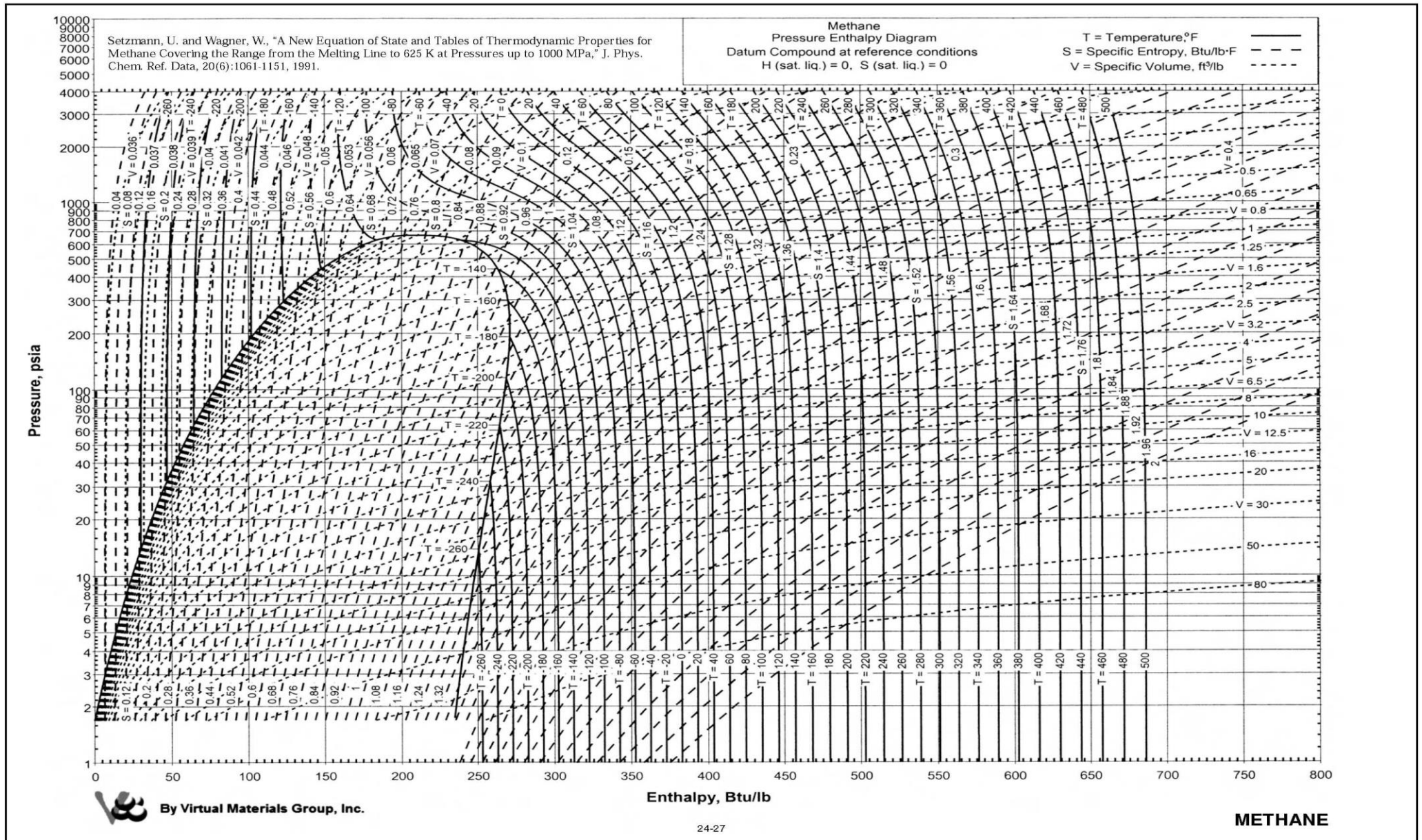


FIG. 24-25 Ethane P-H Diagram

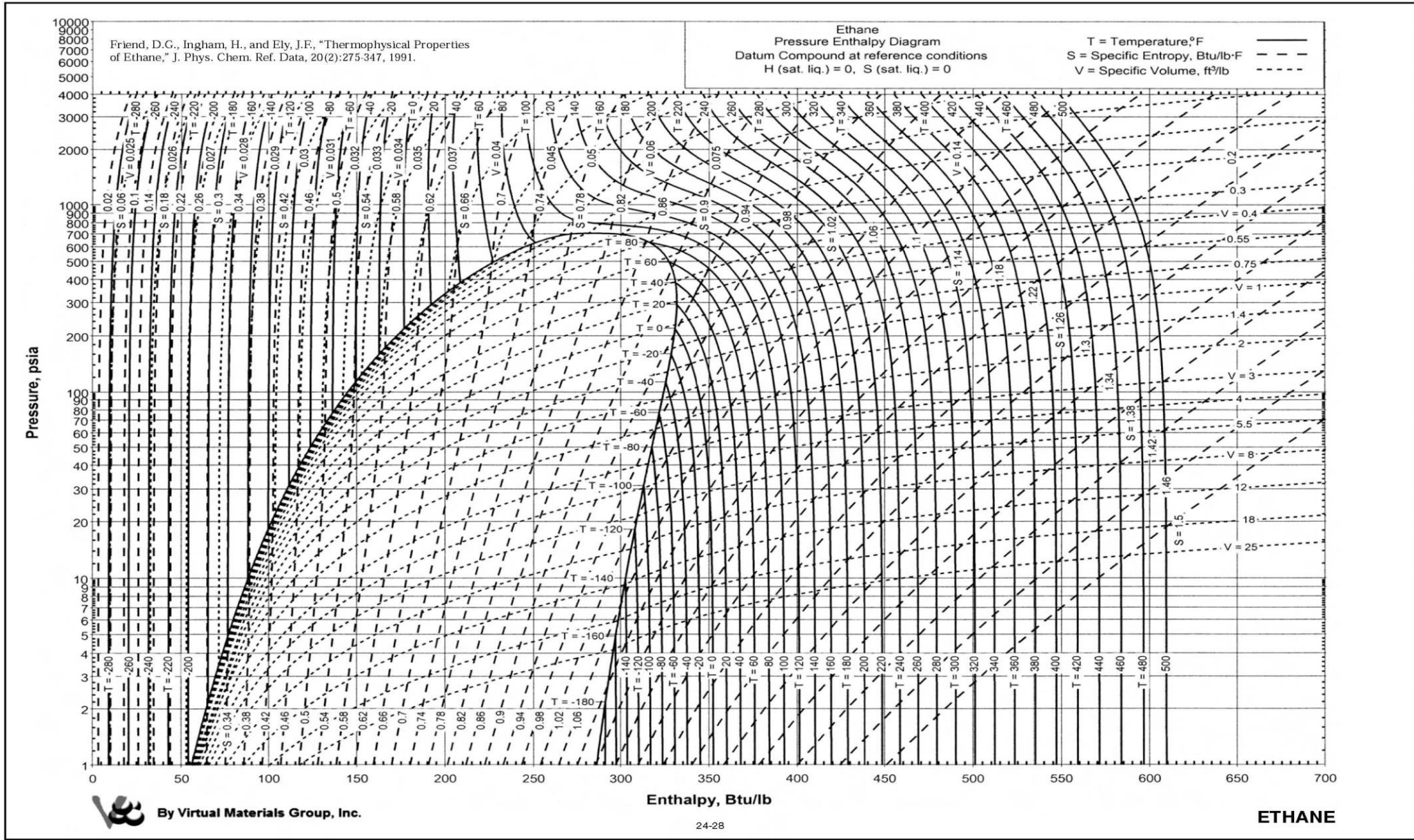


FIG. 24-27 Propane P-H Diagram

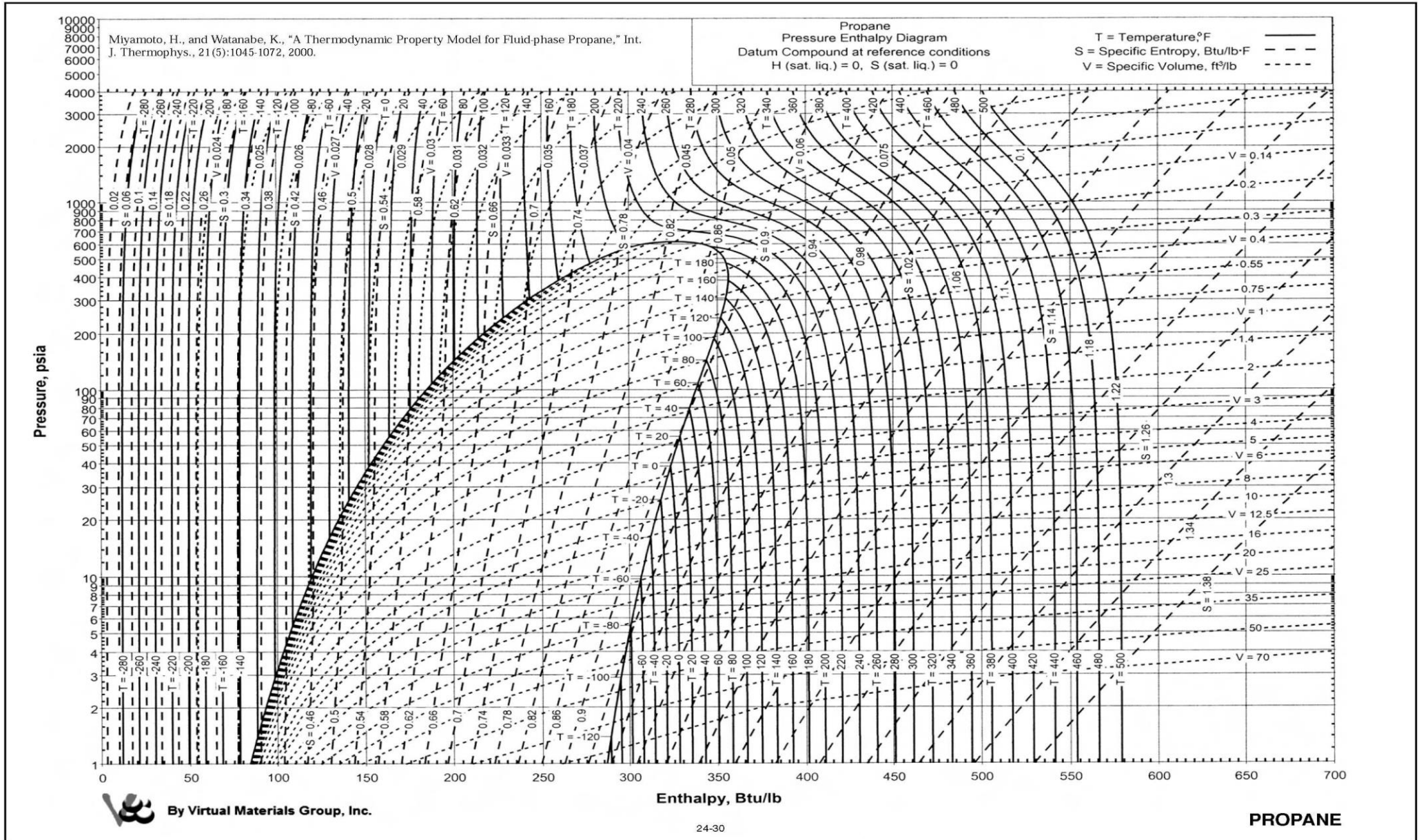


FIG. 24-29 i-Butane P-H Diagram

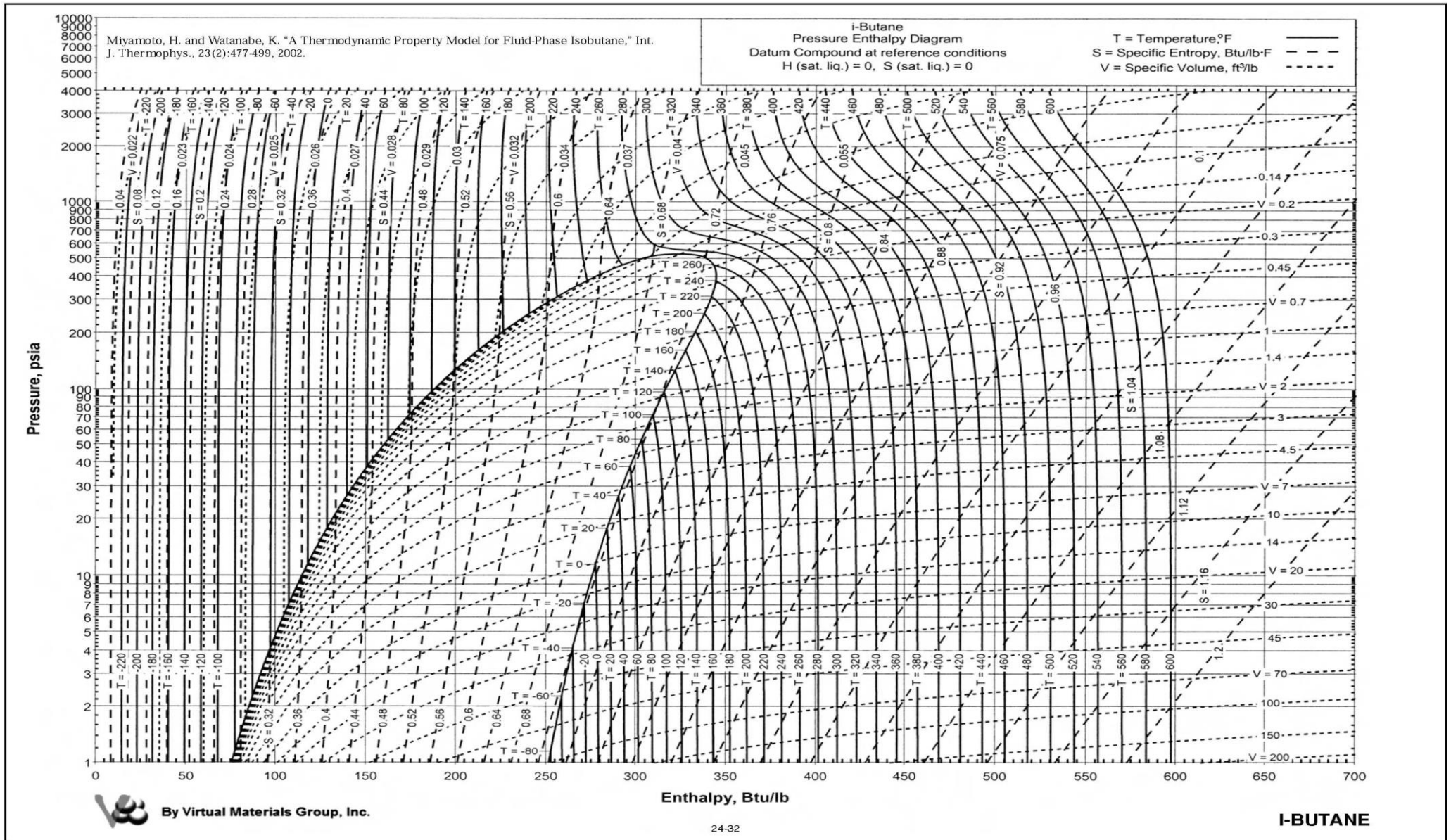


FIG. 24-30 n-Butane P-H Diagram

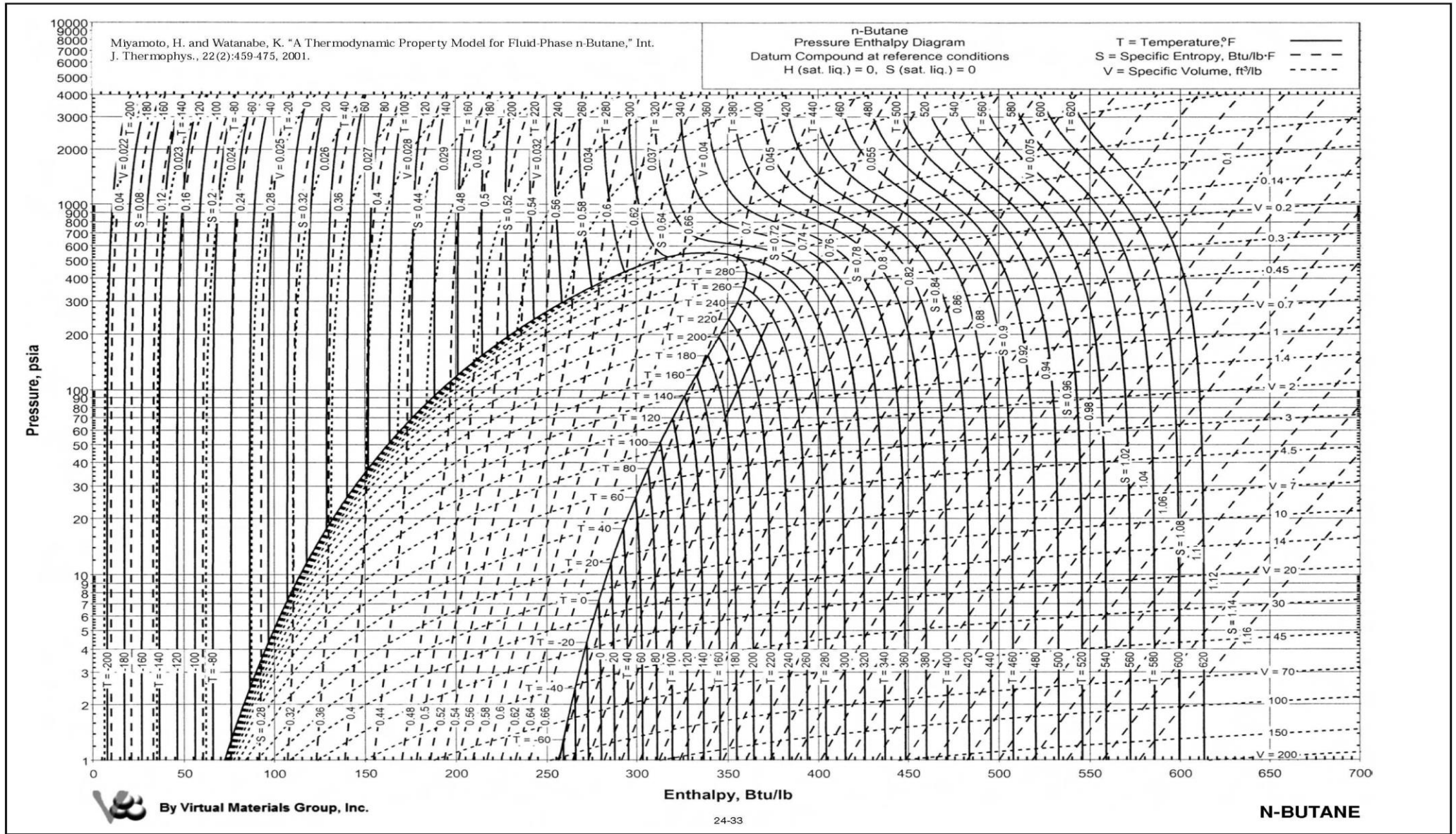


FIG. 24-31 i-Pentane P-H Diagram

