

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

People's Democratic Republic of Algeria

Ministry of Higher Education And Scientific Research
University Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Faculty of Sciences and Technology

Department of Process Engineering

Ref :...../U.M/F.S.T/2024

كلية العلوم والتكنولوجيا

قسم هندسة الطرائق

رقم :..... / ج.م.ك.ع.ت//2024

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : **GÉNIE DES PROCÉDÉS**

Option: **GÉNIE DES PROCÉDÉS DES MATÉRIAUX**

THÈME

Analyse et suivi du taux de H₂O dans le gaz naturel au niveau
du complexe GL3/Z - section de déshydratation

Présenté par

RAHMANI Meriem

Soutenu le 30 /06 / 2024 devant le jury composé de :

Présidente :	BOUBEGRA Naima	MCA	Université de Mostaganem
Examinatrice :	MEKIBES Zohra	MCB	Université de Mostaganem
Rapporteur :	CHOUAIIH Abdelkader	Pr	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2023/2024



Remerciements

*Mes remerciements s'adressent en premier lieu, à mon **Dieu** le tout puissant qui m'a donné la santé et la prospérité pour terminer mes études, ainsi que ce travail dans des meilleures conditions.*

*Je tiens à exprimer mes reconnaissances à monsieur **Chouaïh Abdelkader** « Professeur à l'Université de Mostaganem », mon encadreur de PFE, qui m'a guidé avec grande patience tout au long de ce travail, pour ses aides précieuses, ses encouragements, ses compétences tout au long de la réalisation de ce projet.*

Au président de jury : Dr. Boubegra Naima

Je vous présente un grand merci de l'honneur de présider le jury de ce mémoire et de l'attention que vous avez porté à ce travail.

Au membre de jury : Dr. Mekibes Zohra

Je vous remercie d'avoir accepté de participer au jury de mon mémoire. Je vous prie de trouver ici l'expression de mon plus profonde reconnaissance.

On profite de l'occasion pour exprimer mes vifs remerciements à mes très chers parents qui n'ont jamais cessé de m'encourager durant mon cursus.

On tient sincèrement à remercier toute personne ayant collaboré de loin ou de près à réaliser ce travail particulièrement.

Merci

Dédicace

Je dédie ce projet :

A ma chère mère,

A mon cher père,

*Qui n'ont jamais cessé, de formuler des prières à mon égard, de me soutenir
et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.*

A mes chers frères,

A ma chère sœur et son mari,

Pour leurs soutiens moraux et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

A ma chère grand-mère,

Qui je souhaite une bonne santé.

A ma sœur Selma et ses enfants,

Pour leurs aides et supports dans les moments difficiles.

A ma belle-sœur,

Qui m'a aidé et supporté dans les moments difficiles.

A mon neveu, Sohaib,

A mes oncles et tantes

A toute ma famille,

A tous mes ami(e)s,

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

Résumé

Ce projet de fin d'études porte sur la simulation et l'optimisation du processus de déshydratation du gaz naturel utilisant le triéthylène glycol (TEG). L'étude utilise le logiciel Aspen HYSYS pour simuler le processus, en se concentrant sur l'absorption de l'eau par le TEG et la régénération du solvant. Une analyse par plan d'expériences factoriel complet a été réalisée à l'aide de Minitab 17 pour optimiser les paramètres du processus. Les résultats montrent que la pression et la température sont les facteurs les plus influents sur l'efficacité de la déshydratation. Les conditions optimales identifiées sont une température basse (20°C), une pression élevée (70 bar) et un flux molaire élevé (2500 kg.mol/hr), permettant d'atteindre une teneur en eau minimale de 0,35 ppm dans le gaz traité.

Mots clés : déshydratation, triéthylène glycol, HYSYS, Plan d'expériences, MINITAB

Abstract

This project focuses on the simulation and optimization of the natural gas dehydration process using triethylene glycol (TEG). The study employs Aspen HYSYS software to simulate the process, concentrating on water absorption by TEG and solvent regeneration. A full factorial design of experiments analysis was conducted using Minitab 17 to optimize process parameters. Results show that pressure and temperature are the most influential factors on dehydration efficiency. The identified optimal conditions are low temperature (20°C), high pressure (70 bar), and high molar flow (2500 kg.mol/hr), achieving a minimum water content of 0.35 ppm in the treated gas.

Keywords : dehydration, triethylene glycol, HYSYS, Design of Experiment, MINITAB

ملخص

يركز هذا المشروع على محاكاة وتحسين عملية إزالة الماء من الغاز الطبيعي باستخدام ثلاثي إيثيلين جلايكول (TEG). تستخدم الدراسة برنامج Aspen HYSYS لمحاكاة العملية، مع التركيز على امتصاص الماء بواسطة TEG وإعادة توليد المذيب. تم إجراء تحليل تصميم التجارب العملي الكامل باستخدام Minitab 17 لتحسين معايير العملية. تظهر النتائج أن الضغط ودرجة الحرارة هما العاملان الأكثر تأثيراً على كفاءة إزالة الماء. الظروف المثلى المحددة هي درجة حرارة منخفضة (20 درجة مئوية)، وضغط مرتفع (70 بار)، وتدفق مولي مرتفع (2500 كجم.مول/ساعة)، مما يحقق الحد الأدنى من محتوى الماء بنسبة 0.35 جزء في المليون في الغاز المعالج.

الكلمات المفتاحية : إزالة الماء ، ثلاثي إيثيلين جلايكول ، HYSYS ، تصميم التجارب ، MINITAB

Liste des figures

Figure I.1 : L'entreprise SONATRACH	4
Figure I.1 : Vue générale du complexe GL3/Z.	6
Figure I.2 : Situation géographique l'usine GL3/Z.	7
Figure I.3 : Procédé Axens Liquefin.	9
Figure. I.4 : schéma du circuit de gaz naturel dans la section de fractionnement des GNL.	12
Figure. I.5 : schéma du circuit de gaz naturel dans la section de la récupération des GNL	13
Figure II.1 : Evolution et projection de l'approvisionnement en énergie primaire par source D'énergie	17
Figure II .2 . Schéma des différents types de source géologique du gaz naturel	20
Figure II.3 . Stockage du gaz naturel	23
Figure II.4 . Transport du gaz naturel par gazoduc	24
Figure II.5 . Transport du gaz naturel par méthaniers.	24
Figure II.5 . Structure chimique du Tri éthylène glycol (TEG)	27
Figure III.1 . Interface du programme HYSYS.	32
Figure III.2 . Schéma de simulation de déshydratation du gaz naturel par HYSYS	35
Figure III.3 . Ecran de contrôle de l'absorbeur dans HYSYS.	36
Figure III.4 . Ecran de contrôle de la colonne de distillation dans HYSYS.	37
Figure III.5 . Les effets principaux des trois facteurs sur le teneur en eau	43
Figure III.6 . Les effets des interactions des trois facteurs sur le teneur en eau	43
Figure III.7 . Graphique de contour à 2D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température et de la pression	44
Figure III.8 . Diagramme de surface en 3D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température (°C) et de la pression (bar)	45
Figure III.9 . Diagramme de surface en 3D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température (°C) et du flux molaire du GN (Kgmol/hr)	46
Figure III.10 . Diagramme de surface en 3D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la pression (bar) et du flux molaire du GN (Kgmol/hr)	46

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Quelques compositions types de gaz naturel ne contenant pas de H ₂ S	19
Tableau III.1. Composition du gaz d'entrée dans la colonne d'absorption du complexe GL3Z	33
Tableau III.2. Conditions du gaz et TEG à l'entrée	34
Tableau III.3. Composition du gaz au niveau des points G2, G3 et G4.	38
Tableau III.4. Composition du TEG aux différents points.	39
Tableau III.5. Plan factoriel complet 2 ³ de la simulation	42

Liste des abréviations

GL3/Z : Complexe de liquéfaction du Gaz

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié

GN : Gaz Naturel

E-100 : chauffage.

P-100 : Pompe

RCY-1 : Recycleur 1.

RCY-2 : Recycleur 2.

G1 : Gaz humide entrant

G2 : Gaz sortant du séparateur

G3 : Gaz sortant de l'absorbeur

G4 : Gaz sec sortant de l'unité de déshydratation

TEG : Triéthylène glycol entrant

TEG 1 : TEG sortant du séparateur

TEG 2 : TEG sortant de l'absorbeur

TEG 3 : TEG entrant dans le réchauffeur

TEG 4 : TEG sortant du réchauffeur.

TEG 5 : TEG sortant de l'échangeur.

TEG 6 : TEG sortant de la colonne de distillation

TEG 7 : TEG entrant dans la pompe

TEG 8 : TEG sortant de la pompe

TEG 9 : TEG régénéré

D1 : Sortie des liquides

SOMMAIRE

Introduction Générale	1
Références bibliographiques	3
Chapitre I : Description générale du complexe GL3/Z	
I. 1. Introduction	4
I.2. Présentation du complexe	5
I.3. Position du complexe	6
I.4. Fiche technique de complexe GPL3 ARZEW	8
I.5. Capacité de l'usine	10
I.6. Objectif de complexe	11
I.7. Technologie du GNL	11
I.8. Optimisation de la récupération du GNL - Stratégies et Innovations	12
I.9. Conclusion	15
Références bibliographiques	16
Chapitre II : Généralités sur le Gaz Naturel	
II.1. Introduction	17
II .2. Généralités	18
II .3. Composition	18
II .4. Différents types	19
II .5. Caractéristiques	20
II .6. Importance de gaz naturel	21
II .7. Traitement du gaz naturel	21
II .8. Production du gaz naturel	22
II .9. Stockage et Transport	22
II .10. Utilisation du gaz naturel	25
II.11. Déshydratation du gaz naturel	25
Références bibliographiques	29
Chapitre III : Simulation, résultats et discussion	
III.1. Introduction	30
III.2. Simulation par HYSYS	30
III.2.1. Étapes de Simulation du Processus de Déshydratation	32
III.3. Résultats de la Simulation	38
III.4. Analyse des résultats par plan d'expériences	40
Références bibliographiques	48
Conclusion générale	49
Glossaire	51
Annexe	52

Introduction générale

Le gaz naturel fournit une grande partie des besoins énergétiques mondiaux croissants et cette situation devrait le rester au cours des prochaines décennies [1]. En termes d'énergie, la consommation de gaz naturel représente plus de la moitié de la consommation totale de pétrole et pourrait probablement doubler, car les réserves de gaz naturel sont découvertes à un rythme deux fois plus rapide que celui du pétrole [2-4].

Le gaz obtenu du pétrole est composé essentiellement de méthane, et contient des proportions décroissantes de tous les hydrocarbures saturés, en plus des éléments combustibles, de quantités variables d'azote, incombustible, du gaz carbonique. Quelques années auparavant le gaz associé sortant des gisements de pétrole était brûlé au niveau des torches de la section de séparation, sachant que les infrastructures nécessaires permettant sa récupération et son recyclage n'étaient pas rentables du point de vue économique. Dans ce domaine l'entreprise nationale SONATRACH a mis en place des usines pour la récupération et le traitement du gaz.

Lorsque le gaz est extrait, il peut contenir des gaz d'hydrocarbures (C1-C4) avec des impuretés, notamment du CO₂, du H₂S, du N₂, de l'O₂, divers sels et de l'eau [5].

L'exploitation du gaz naturel a rencontré des problèmes en raison du bouchage des canalisations causé par des dépôts de cristaux. En réalité, ces cristaux sont composés d'hydrates de gaz naturel qui apparaissent bien au-dessus de la température de formation de la glace.

La formation d'hydrates dans les canalisations a été un problème de plus en plus important ces dernières années. La recherche d'une optimisation technico-économique nécessite une meilleure compréhension du domaine. Un défi économique majeur réside dans la recherche de nouvelles techniques afin d'éviter la formation en masse des hydrates.

Dans ce travail, nous proposons d'étudier l'effet de la pression et de la température sur le procédé de déshydratation de gaz naturel au niveau de la filiale GLZ/3 de l'entreprise Sonatrach, dans le but de déterminer les paramètres qui influencent l'opération. Nous allons également tenter d'étudier la déshydratation du gaz naturel de manière économique en utilisant du triéthylène glycol (TEG). La simulation du processus de déshydratation par absorption avec

TEG a été réalisée à l'aide du logiciel Aspen HYSYS. En plus de l'analyse des performances de l'unité de déshydratation, nous allons optimiser son fonctionnement par les plans d'expériences.

Le présent manuscrit est divisé en trois chapitres. Le premier chapitre présente un aperçu général sur l'entreprise GLZ/3 où a été effectué le travail. Dans le deuxième chapitre, nous présentons le gaz naturel et ses applications ainsi que la description du procédé de traitement du gaz naturel et plus précisément sa déshydratation. Le chapitre 3 est consacré aux résultats de la simulation et leurs interprétations. Nous présentons dans ce chapitre également les résultats de l'optimisation par les plans d'expériences. Enfin, nous finirons cette étude par une conclusion générale et recommandations.

Références bibliographiques

- [1] Appah, D. (2014). Energy Challenge for Nigerian Industrial Revolution Plan: The Way Forward. Paper presented at the 44 th Annual Conference of Nigerian Society of Chemical Engineers, Owerri, Nigeria, 2 - 6 November, 2014.
- [2] Gray, David, Tomlinson, Glen and Shen, John. Direct Methane Conversion: An Assessment. Hydrocarbon processing, 432- 435, 1990.
- [3] Partho, S. and Ruhul, A. Aspen-HYSYS Simulation of Natural Gas Processing Plant. Journal of Chemical Engineering IEB 26: 62-65, 2011).
- [4] Ahmed, S., Nadia, A. and Said, A. (2019) Gas Condensate Stabilization Methods: Optimum Operating Conditions. International Journal of Recent Technology and Engineering, 8 (3): 1643-1648.
- [5] Uwitonze, H.; Hwang, K.S.; Lee, I. (2017) Modelling and improving natural gas condensate process with stripping and heat integration. *Chem. Eng. Process. Process Intensif.* 118, 71–77.

I.1. Introduction

Sonatrach est l'une des principales entreprises énergétiques d'Algérie, principalement axée sur l'exploration, la production, le transport et la commercialisation du pétrole et du gaz naturel. Fondée en 1963, Sonatrach est l'une des plus grandes sociétés pétrolières et gazières intégrées au monde.

Sonatrach détient et exploite une vaste gamme d'actifs, allant des champs pétroliers et gaziers aux infrastructures de transport et de traitement. La société opère à l'échelle mondiale avec des activités en Algérie ainsi que des partenariats et des projets d'investissement à l'étranger [01].

En tant que pilier de l'économie algérienne, Sonatrach joue un rôle essentiel dans la génération de revenus pour le pays, ainsi que dans la création d'emplois et le développement des compétences dans le secteur de l'énergie. Sonatrach s'est également engagée dans des initiatives de responsabilité sociale et environnementale, visant à minimiser l'impact de ses activités sur l'environnement et à contribuer au bien-être des communautés locales [02].

Malgré les défis rencontrés dans un marché mondial en évolution constante, Sonatrach demeure un acteur majeur dans l'industrie énergétique avec une vision ambitieuse pour l'avenir de l'énergie en Algérie et au-delà [03].

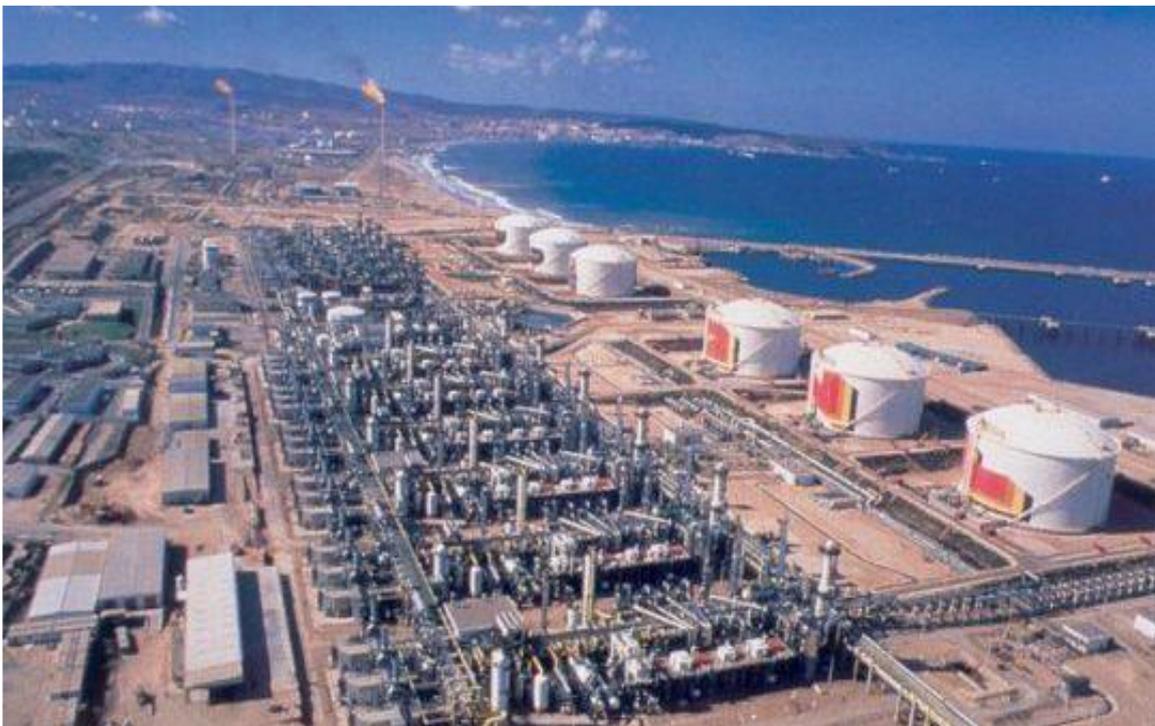


Figure I.1 : L'entreprise SONATRACH.

Sonatrach est une entreprise nationale algérienne opérant dans le secteur pétrolier et gazier, se trouve confrontée à deux enjeux majeurs : la démercurisation et la corrosion. La démercurisation consiste à éliminer ou réduire la présence de mercure dans les flux de production pétrolière et gazière, c'est un contaminant potentiellement nocif et sa toxicité a des effets néfastes sur l'environnement et la santé humaine. Par conséquent, Sonatrach s'emploie à mettre en place des technologies de démercurisation efficaces, permettant de limiter ou d'éliminer la présence de ce composé chimique dans les produits extraits.

Parallèlement à la démercurisation, la corrosion représente un défi significatif pour Sonatrach. Les équipements et les infrastructures utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière sont soumis à des conditions environnementales et opérationnelles sévères, susceptibles de favoriser la corrosion des métaux. Cette détérioration peut entraîner des défaillances critiques, compromettant la sécurité des installations et des travailleurs, ainsi que la continuité des opérations. Pour contrer ce phénomène, Sonatrach investit dans des technologies de protection contre la corrosion, telles que des revêtements spéciaux et des systèmes de surveillance avancés [04].

La démercurisation et la corrosion représentent deux défis majeurs auxquels Sonatrach est confrontée dans le cadre de ses activités dans le secteur pétrolier et gazier. En développant et en mettant en œuvre des technologies innovantes, Sonatrach cherche à assurer la sûreté, la fiabilité et la durabilité de ses opérations, tout en minimisant les impacts négatifs sur l'environnement et la santé publique.

I.2. Présentation du complexe GL3/Z

Sonatrach a entrepris la création de ce complexe pour exploiter les vastes réserves de gaz situées dans le bassin Berkine. Le projet GL3/Z se concentre sur la mise en place d'un réseau de pipelines dédié au transport du gaz, ainsi que sur la construction d'une nouvelle usine de production de GNL. Cette usine sera équipée d'un premier train de liquéfaction du gaz naturel et prévoit l'ajout ultérieur d'un second train pour le traitement, le fractionnement et la liquéfaction du méthane brut. En outre, elle intégrera toutes les infrastructures indispensables, telles que les utilités, les installations de stockage et le quai d'embarquement pour les navires.

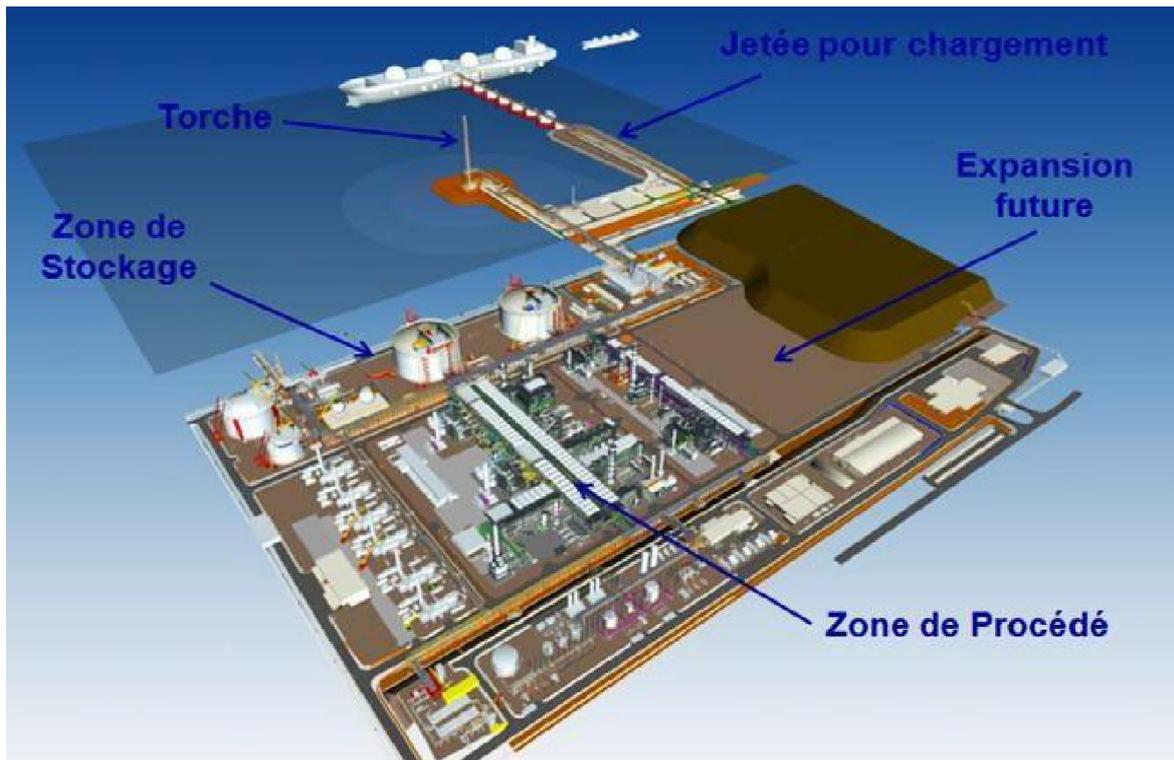


Figure I.1: Vue générale du complexe GL3/Z.

Cette usine est conçue pour fonctionner de manière optimale pendant une période de 30 ans, avec une planification opérationnelle de pas moins de 330 jours par an. Sa disponibilité constante revêt une importance capitale pour assurer une production efficace de gaz naturel liquéfié (GNL), nécessitant ainsi une stratégie de réserve bien définie afin de garantir cette disponibilité. L'usine GL3/Z est structurée en trois principales zones fonctionnelles : l'unité des utilités, l'unité de traitement, et l'unité terminale qui englobe le quai d'amarrage, les installations de stockage ainsi que les torchères.

L'unité des utilités constitue le cœur de soutien de l'usine, fournissant les services essentiels à toutes les autres sections de l'installation, tels que l'approvisionnement en électricité, en vapeur, en eau, et autres [05].

Au sein de l'unité de traitement, le processus de liquéfaction du gaz naturel est réalisé. Cette étape complexe implique une série d'opérations telles que la compression, la réfrigération, et la purification pour transformer le gaz naturel en une forme liquide, rendant possible son stockage et son transport ultérieurs.

I.3.Position du complexe

Le complexe est situé sur la côte méditerranéenne à Bethioua, près d'Arzew en Algérie, dans la zone industrielle d'Arzew El Djedid. S'étendant sur 54,6 hectares, cet emplacement offre un accès privilégié aux ressources naturelles, aux infrastructures portuaires et aux avantages logistiques. Proche de la mer, il facilite l'approvisionnement en eau de mer nécessaire aux processus industriels et simplifie le chargement et le déchargement des navires-citernes transportant le gaz naturel liquéfié. De plus, la proximité d'Arzew, un centre industriel important, ainsi que les infrastructures développées de la zone, offrent des conditions favorables à l'installation et au fonctionnement du complexe. Enfin, la superficie disponible permet d'envisager des expansions futures pour répondre à la demande croissante. En résumé, l'emplacement stratégique du complexe dans la région d'Arzew El Djedid offre des avantages significatifs pour son efficacité opérationnelle et sa compétitivité sur le marché.

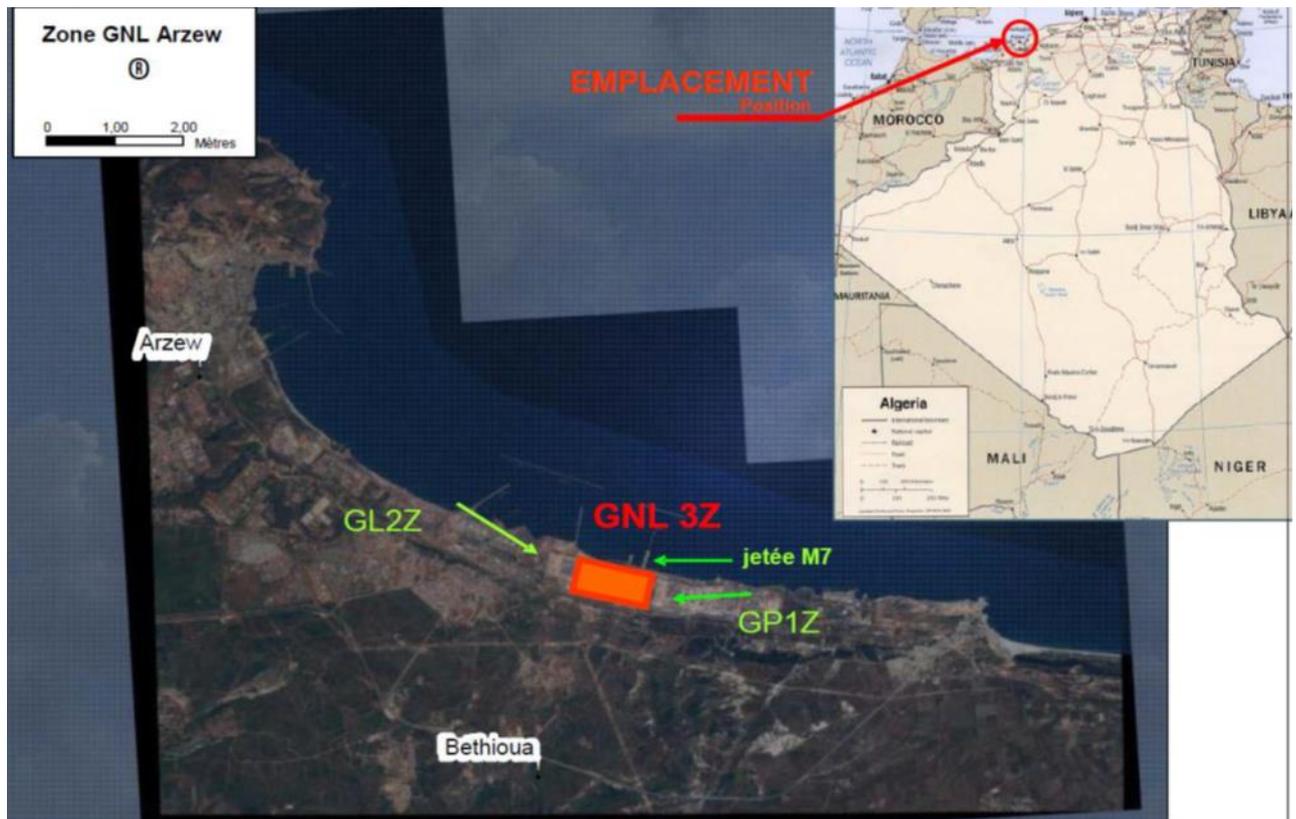


Figure I.2 : Situation géographique l'usine GL3/Z.

I.4. Fiche technique de complexe GPL3 Arzew

- Nom du complexe : GPL3 (Gaz de Pétrole Liquéfié 3) – Arzew.
- Localisation : Arzew.
- Capacité de production de GNL : la capacité est Indiquée annuellement en tonnes ou en mètres cubes.
- Durée de vie nominale : 30 ans.
- Jours de fonctionnement annuel prévu : Minimum 330 jours par an.
- Zones principales :
 - ✓ Zone Utilités ;
 - ✓ Zone de Procédé ;
 - ✓ Zone Terminal (jetée, stockage et torches).
- Équipements principaux :
 - ✓ Échangeurs de chaleur ;
 - ✓ Réacteurs et colonnes de distillation ;
 - ✓ Compresseurs ;
 - ✓ Réservoirs de stockage de GNL;
 - ✓ Système de sécurité et de contrôle ;
 - ✓ Infrastructures de transfert et de distribution.
- Objectifs de production :
 - ✓ Assurer une production continue et fiable de GNL ;
 - ✓ Respecter les normes de sécurité et environnementales ;
 - ✓ Maximiser l'efficacité opérationnelle et la disponibilité de l'usine.
- Philosophie de réserve :
 - ✓ Garantir une disponibilité optimale de l'usine pour maintenir la production de GNL ;
 - ✓ Adopter des stratégies de maintenance préventive et corrective ;
 - ✓ Disposer de plans d'urgence pour faire face à d'éventuelles pannes ou incidents.

Le complexe GPL3 à Arzew joue un rôle crucial dans la chaîne d'approvisionnement en GNL, contribuant ainsi à répondre à la demande croissante en énergie au niveau local et régional.

Son emplacement stratégique près du port d'Arzew en fait un acteur majeur sur le marché international du gaz naturel liquéfié.

I.5.Capacité de l'usine

Il semble que vous parliez de la capacité de fonctionnement d'une usine de liquéfaction de gaz naturel (GNL) et de la manière dont elle peut traiter différents types de gaz d'alimentation en fonction de leur composition moléculaire. Voici une reformulation de ce que vous avez dit :

Pendant la phase de conception de l'usine, différents scénarios ont été envisagés en fonction de la composition du gaz d'alimentation :

1. Cas de base : Le gaz a une masse moléculaire intermédiaire, et dans ce cas, l'usine est capable de produire 4,7 millions de tonnes par an (MMTPA) de GNL à une température de 21°C.

2. Cas riche : Le gaz a une masse moléculaire élevée, et cela est pris en compte lors du dimensionnement des unités de fractionnement et de récupération du GPL. Dans ce scénario, l'usine produit 4 MMTPA de GNL.

3. Cas pauvre : Le gaz a une masse moléculaire basse, et cela est pris en compte lors du dimensionnement des parties associées à l'end-flash. Dans ce cas également, l'usine produit 4 MMTPA de GNL.

Dans tous les scénarios, la capacité nominale de l'usine est configurée de manière à ce que la production de GPL et de gazoline soit maximisée et récupérée au maximum.

I.6. Objectif de complexe

Le complexe GPL3 d'Arzew fait référence à un projet industriel situé à Arzew, en Algérie. Il est conçu pour la production de gaz de pétrole liquéfié (GPL) et d'autres produits pétrochimiques. L'objectif principal de ce complexe est de répondre à la demande croissante de GPL sur le marché local et international, tout en contribuant au développement économique de la région et du pays dans son ensemble.

Voici quelques-uns des objectifs spécifiques associés au complexe GPL3 d'Arzew :

- 1. Production de GPL** : Le complexe vise à produire une quantité significative de gaz de pétrole liquéfié pour répondre aux besoins du marché local et international. Le GPL est utilisé dans divers secteurs, notamment l'industrie, l'énergie domestique et les transports.
- 2. Diversification économique** : En investissant dans ce complexe, l'Algérie cherche à diversifier son économie en développant son secteur pétrochimique et en créant des emplois locaux.
- 3. Modernisation de l'industrie** : Le complexe est susceptible d'incorporer des technologies de pointe pour maximiser l'efficacité de la production et réduire l'impact environnemental.
- 4. Exportations** : Outre la satisfaction de la demande intérieure, le complexe pourrait également viser à exporter une partie de sa production de GPL vers les marchés internationaux, ce qui contribuerait aux recettes d'exportation du pays.
- 5. Développement régional** : Le projet pourrait stimuler le développement économique et social de la région d'Arzew en créant des opportunités d'emploi et en attirant d'autres investissements dans la région.

I.7. Technologie du GNL

Le processus de production de GNL commence par l'acheminement du gaz naturel depuis les gisements via des gazoducs à haute pression. Une fois arrivé, le gaz est débarrassé des condensats et sa pression est ajustée. Ensuite, il subit un prétraitement pour éliminer les impuretés telles que le CO₂, le H₂S, l'eau et le mercure. Après cela, le gaz est refroidi pour séparer les hydrocarbures lourds, puis soumis à un refroidissement cryogénique pour le liquéfier à des températures très basses, produisant ainsi du GNL. Ce dernier est stocké dans des réservoirs en vue de son exportation par voie maritime. Les composants plus lourds sont fractionnés pour récupérer l'éthane, le propane et le butane, qui peuvent être soit réinjectés soit exportés comme produits GPL. Les autres hydrocarbures sont exportés comme essence. Pour soutenir ce processus, divers services tels que le gaz combustible, les agents de refroidissement et de chauffage sont nécessaires. Enfin, un schéma fonctionnel illustre ce processus, montrant les différentes étapes et les services de support impliqués.

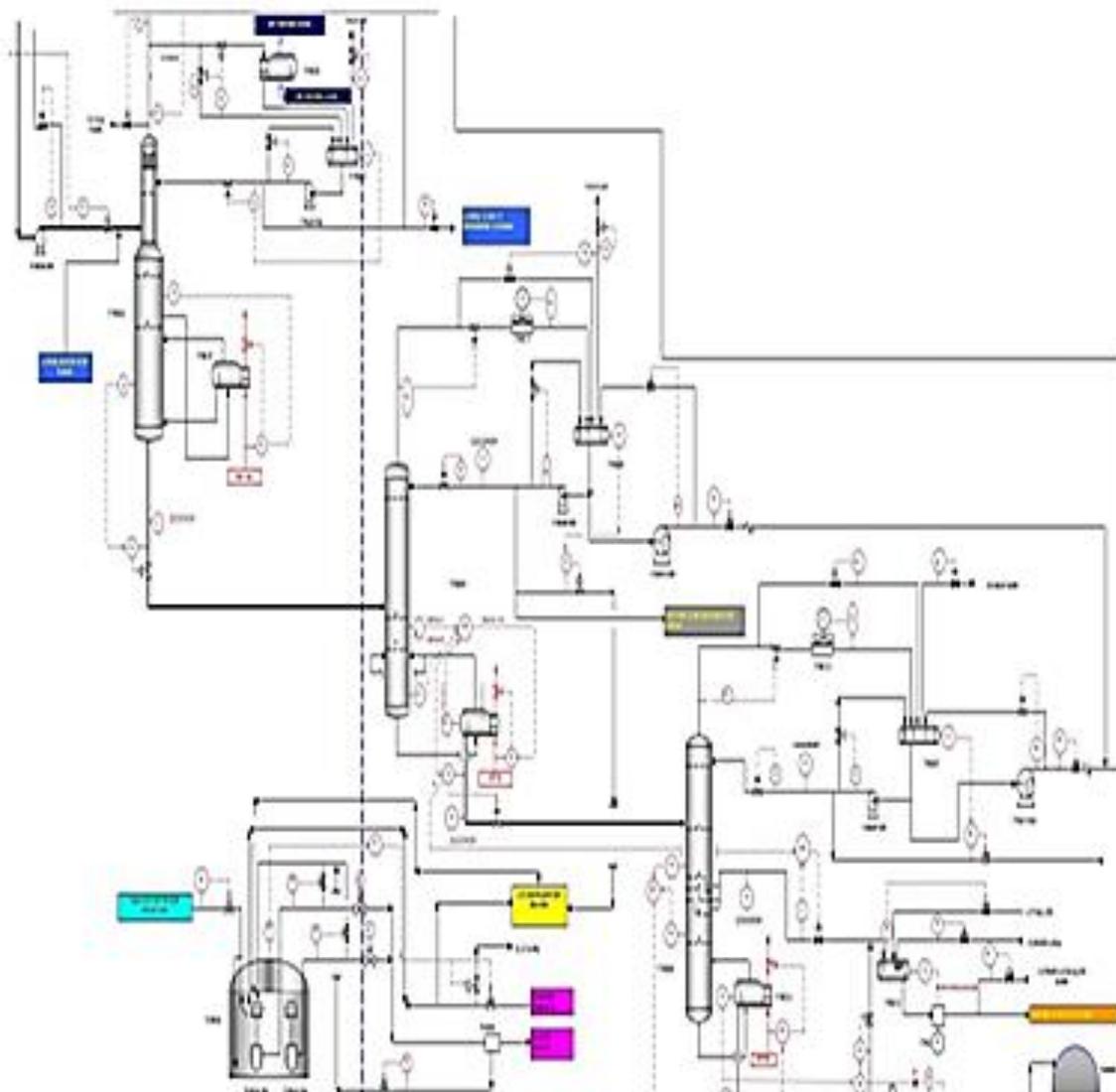


Figure. I.4 : schéma du circuit de gaz naturel dans la section de fractionnement des GNL.

I.8.Optimisation de la récupération du GNL - Stratégies et Innovations

La figure suivante représente le circuit du gaz naturel dans la section de la récupération des GNL.

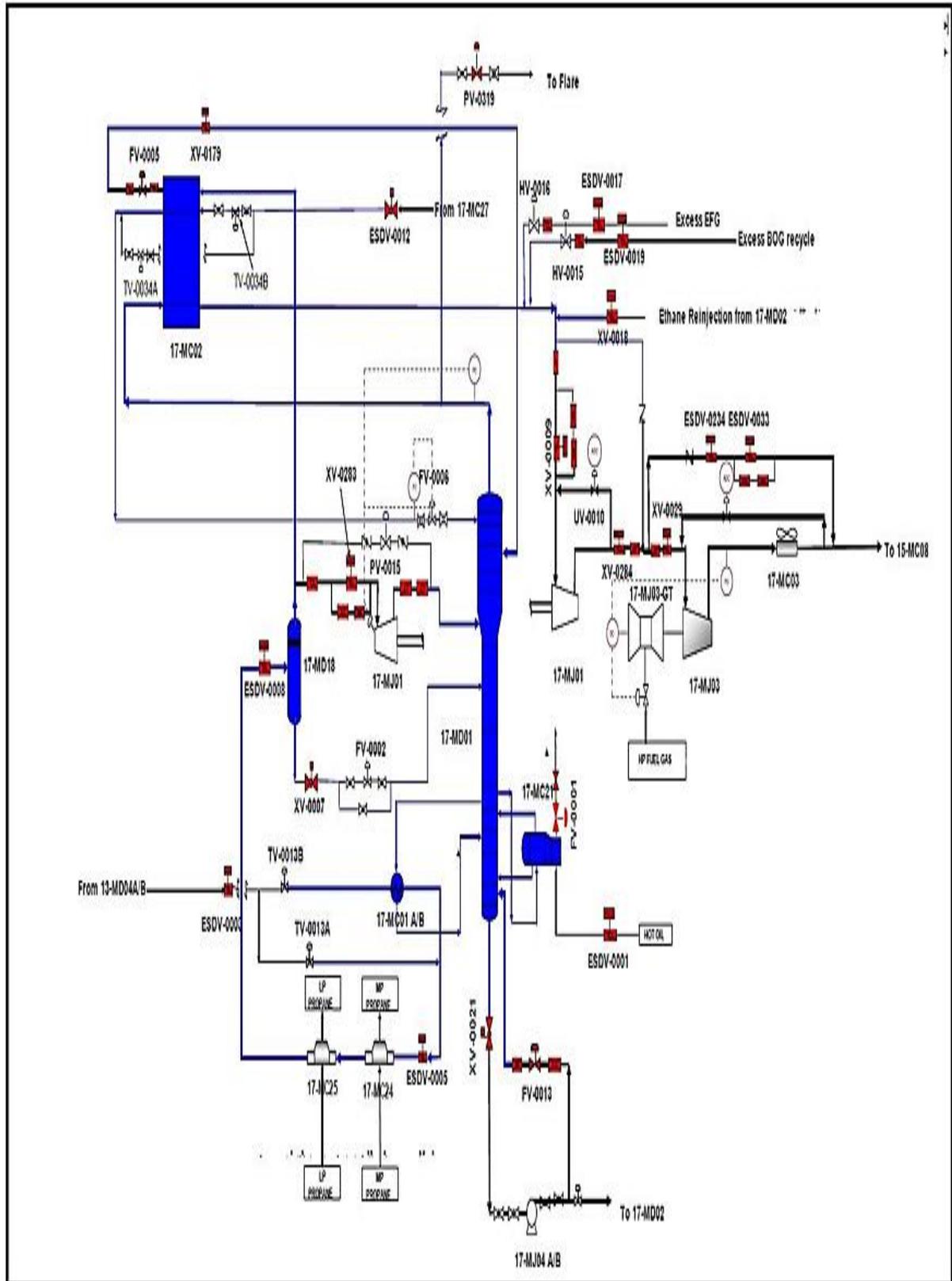


Figure. I.5 : schéma du circuit de gaz naturel dans la section de la récupération des GNL

L'optimisation de la récupération du gaz naturel liquéfié (GNL) est cruciale pour garantir l'efficacité opérationnelle et économique des installations de liquéfaction. Voici quelques stratégies couramment utilisées pour optimiser ce processus :

1. **Optimisation des procédés de liquéfaction** : Les technologies de liquéfaction du GNL, telles que les procédés de cascade, de cycle mixte ou de cycle double, peuvent être optimisées pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les coûts de production. Des techniques telles que l'utilisation de réfrigérants plus efficaces, l'optimisation des températures et des pressions de fonctionnement, ainsi que l'amélioration des échangeurs de chaleur peuvent contribuer à cette optimisation.
2. **Gestion de l'énergie** : La récupération de chaleur résiduelle à partir des processus de liquéfaction et son utilisation pour préchauffer les flux entrants ou pour d'autres besoins énergétiques peuvent réduire la consommation d'énergie globale de l'installation. Des technologies telles que la cogénération ou la récupération de chaleur à haute température peuvent être mises en œuvre pour améliorer l'efficacité énergétique.
3. **Surveillance et maintenance préventive** : Une surveillance continue des équipements critiques, tels que les compresseurs, les échangeurs de chaleur et les turbines, peut aider à identifier les problèmes potentiels avant qu'ils ne deviennent des défaillances majeures. La maintenance préventive et les programmes de fiabilité peuvent prolonger la durée de vie des équipements et réduire les temps d'arrêt non planifiés.
4. **Optimisation de la logistique** : L'optimisation des opérations de chargement, de déchargement et de transport du GNL peut contribuer à réduire les coûts et les pertes associées au processus. Cela peut inclure la planification efficace des routes maritimes, la maximisation de la capacité de chargement des navires-citernes et l'utilisation de technologies de surveillance en temps réel pour améliorer la sécurité et l'efficacité des opérations de transfert.
5. **Utilisation de technologies numériques avancées** : L'adoption de technologies numériques telles que l'Internet des objets (IoT), l'intelligence artificielle (IA) et l'analyse de données peut permettre une surveillance et un contrôle plus précis des processus de liquéfaction, ainsi que des prévisions plus précises de la demande et des conditions opérationnelles.

En mettant en œuvre ces stratégies d'optimisation, les exploitants d'installations de liquéfaction du GNL peuvent améliorer leur efficacité opérationnelle, réduire leurs coûts de production et renforcer leur compétitivité sur le marché mondial du GNL.

I.9. Conclusion

Le projet du complexe GL3/Z, entrepris par Sonatrach, incarne une initiative stratégique visant à exploiter efficacement les vastes réserves de gaz naturel situées dans le bassin Berkine. Ce complexe se focalise sur la création d'une infrastructure complète, comprenant un réseau de pipelines dédié au transport du gaz ainsi qu'une nouvelle usine de production de gaz naturel liquéfié (GNL).

L'usine de GNL sera équipée d'un premier train de liquéfaction pour traiter le gaz naturel, avec la perspective d'ajouter ultérieurement un second train pour le traitement, le fractionnement et la liquéfaction du méthane brut. De plus, le projet inclura toutes les infrastructures nécessaires, telles que les utilités, les installations de stockage et le quai d'embarquement pour les navires.

Cette initiative illustre l'engagement de Sonatrach à exploiter de manière efficace et responsable les ressources gazières du bassin Berkine, tout en renforçant sa position sur le marché international du GNL. En investissant dans des infrastructures modernes et complètes, Sonatrach vise à répondre à la demande croissante en gaz naturel et à contribuer au développement économique de la région et du pays dans son ensemble.

Références bibliographiques

- [01] M. Gorine, Analyse et gestion des déchets industriels au niveau du complexe GL3/Z d'Arzew, mémoire de master en Génie des procédés de l'environnement, Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, (2023).
- [02] Présentation du complexe –GL3/Z ; document GL3/Z, (2013).
- [03] L. Belmeliani, F. Z. Abderrezague, Analyse de risques dans la zone de stockage du complexe GNL3/Z(Deux bacs de stockage GNL et la sphère de stockage GAZOLINE), (2016).
- [04] M. S. E. BOUABDALLAH, Vérification Des Dimensions De La Station D'épuration Des Eaux Usées Du Complexe GL3/Z, mémoire de master en Génie des procédés de l'environnement, Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, (2019).
- [05] K. HIBA, H. GOUMIDI, Dysfonctionnement de la Section de Réfrigération Au Niveau de l'unité 72, mémoire de master en Génie Pétrochimique, Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, (2019).
- [06] M. A. GOUAICH, K. BOUDAHMANI, L'influence De La Pression Sur Les Produits De Demethaniseur Au Niveau De L'unité 17 (GNL- 3Z), mémoire de master en Génie Pétrochimique, Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, (2019).
- [07] M. SANHADJA, Influence De L'encrassement Sur Les Performances D'un Echangeur De Chaleur, mémoire de master en Génie mécanique : Mécanique des unités pétrochimiques, Université M'Hamed Bougara Boumerdes, (2022)

II. Généralités sur le gaz naturel

II.1. Introduction

Le gaz naturel est une ressource précieuse qui a connu une évolution significative dans son utilisation au fil du temps. Autrefois considéré comme un sous-produit peu utile du processus de production pétrolière, il était souvent simplement brûlé à la torche sur les sites de forage. Cependant, au fur et à mesure que les technologies se sont développées et que les besoins énergétiques ont évolué, le gaz naturel a gagné en importance et en valeur.

Aujourd'hui, le gaz naturel joue un rôle de plus en plus important dans le secteur énergétique. Ses réserves abondantes, notamment dans des régions comme les États-Unis, le Moyen-Orient et la Russie, en font une source d'énergie attrayante et fiable pour répondre à la demande croissante en électricité et en chaleur.

Une caractéristique notable du gaz naturel est sa composition, souvent dominée par le méthane. Cependant, il contient également d'autres hydrocarbures saturés, bien que leur proportion diminue avec des températures d'ébullition plus élevées. De plus, des composants tels que l'azote et les gaz inertes peuvent être présents en quantités variables, ce qui influence ses propriétés et son utilisation dans différents contextes [2].

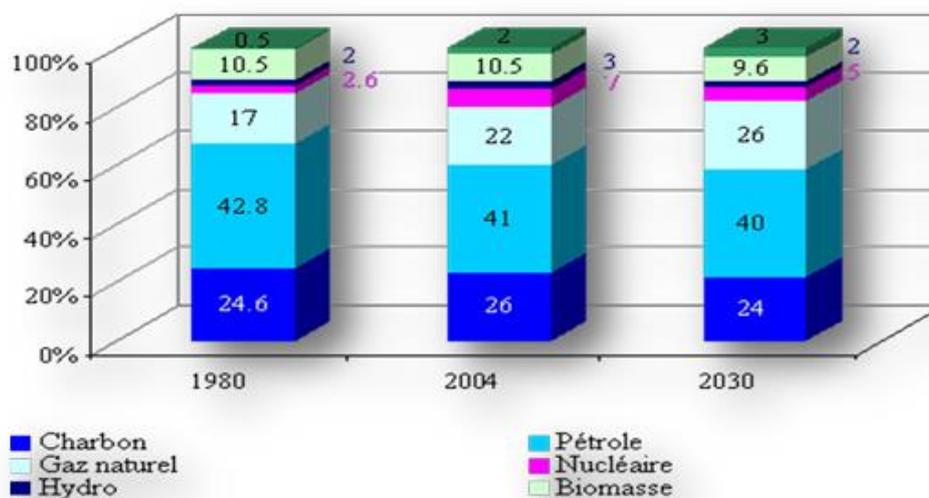


Figure II.1 : Evolution et projection de l'approvisionnement en énergie primaire par source d'énergie

II .2. Généralités

Le gaz naturel est un combustible provenant des réservoirs de la terre, principalement constitué de méthane (CH_4). Il est incolore et inodore, et c'est l'hydrocarbure le plus simple qui existe dans la nature. Il a été découvert au Moyen Âge dans l'Antiquité. Le gaz naturel est employé dans les secteurs du ciment, du verre et de la céramique. C'est lui.

On le considère comme une matière première dans l'industrie pétrochimique, comme le méthanol, l'ammoniac, les engrais, etc. Le gaz naturel est transporté et conservé sous forme liquide connue sous le nom de gaz naturel liquéfié (GNL). Dans ce chapitre, nous allons présenter quelques informations générales sur le gaz naturel (GN) et le gaz naturel liquéfié GNL [1].

II .3. Composition

Le gaz naturel est une ressource naturelle qui peut être assez variable dans sa composition en raison de divers facteurs géologiques et géographiques. Les composants principaux sont généralement le méthane (CH_4) et les hydrocarbures saturés plus lourds que le méthane, avec les proportions de ces derniers diminuant à mesure que le nombre d'atomes de carbone augmente.

En plus du méthane et des hydrocarbures, d'autres composants comme l'azote (N_2), l'hélium (He), le mercure (Hg), le dioxyde de carbone (CO_2) et la vapeur d'eau peuvent être présents dans des quantités variables. Ces composants peuvent influencer les propriétés du gaz naturel et nécessiter des étapes supplémentaires de traitement ou de purification selon les exigences de son utilisation finale [3].

Le gaz naturel en Algérie, comme dans d'autres régions, peut varier en composition en fonction du champ gazier et du traitement qu'il a subi. Cependant, une composition typique de gaz naturel algérien exempt de sulfure d'hydrogène (H_2S) peut être approximativement comme mentionné au Tableau II.1.

Tableau II.1 : Composition type de gaz naturel ne contenant pas de H₂S en Algérie.

Composants (% molaire)	Type de gaz	
	Gaz brut	Gaz épuré à l'entrée du liquéfacteur
He	0,19	0,19
Ne	5,60	5,61
CO₂	0,21	0,01
CH₄	83,40	83,57
C₂H₆	7,60	7,62
C₃H₈	1,90	1,90
i-C₄H₁₀	0,30	0,30
n-C₄H₁₀	0,40	0,40
i-C₅H₁₂	0,12	0,12
n-C₅H₁₂	0,13	0,13
C₆H₁₄ et C₆₊	0,15	0,15
Total 100%	100%	100%
H₂O ppm	15	< 1

II .4. Différents types

On peut distinguer différents types de gaz naturel en fonction de la présence et de l'apparition d'une phase liquide, ainsi que de sa composition [4]. Voici une synthèse des différents types de gaz naturel :

- ✓ Le gaz sec : Dans les conditions de production, ce gaz naturel ne présente pas de phase liquide. Il se compose essentiellement de méthane et est peu riche en hydrocarbures plus lourds que l'éthane.
- ✓ Le gaz humide : Ce gaz naturel se comporte comme une phase liquide lorsqu'il est produit en surface. Il renferme moins de méthane que le gaz sec.
- ✓ Le gaz à condensat : Ce type de gaz naturel se caractérise par la formation d'une phase condensée riche en hydrocarbures lourds dans le réservoir. Lors de la production, cette phase liquide est récupérée avec le gaz.

✓ Le gaz associé : Ce gaz est souvent présent dans les réservoirs de pétrole et est en contact avec la phase d'huile. Il est extrait conjointement avec le pétrole et peut contenir une gamme d'hydrocarbures plus lourds que le méthane.

Ces classifications sont importantes dans l'industrie gazière pour déterminer les procédés de production et de traitement appropriés en fonction des caractéristiques du gaz naturel extrait.

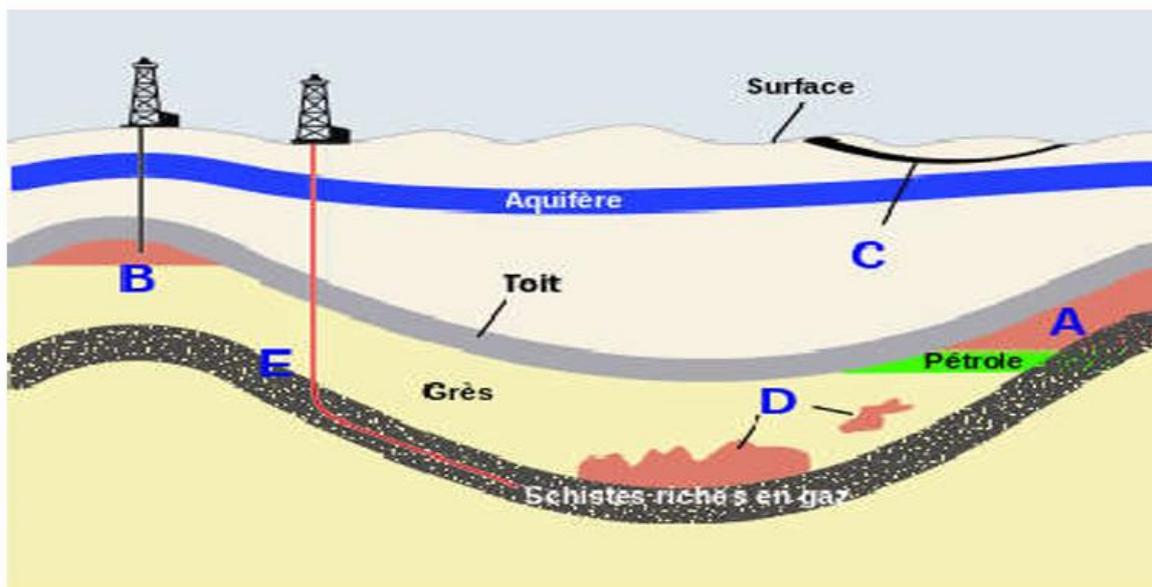


Figure. II .2. Schéma des différents types de source géologique du gaz naturel

II .5. Caractéristiques

Dans sa dernière étape d'exploitation, le gaz naturel présente les caractéristiques suivantes [5]:

II .5.1. Densité

Pour un gaz, sa masse volumique est déterminée par le rapport à celle de l'air dans des conditions spécifiques de température et de pression.

II .5.2. Effectivité calorifique

Il s'agit de la valeur thermique produite par la combustion d'une unité de volume de gaz, calculée dans les conditions de référence. Le gaz naturel possède un pouvoir calorifique exprimé en (j/m³).

Il y a deux niveaux de puissance calorifique :

II .5.3. Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

Le PCS correspond à l'énergie thermique produite lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, avec l'eau formée en liquide.

II .5.4. Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Le PCI C correspond à l'énergie thermique produite lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, avec l'eau restée à l'état de vapeur.

II .6. Importance de gaz naturel

Le gaz naturel, en pleine expansion depuis les années 70, représente désormais un cinquième de la consommation énergétique mondiale. Son attrait croissant, soutenu par ses avantages économiques et environnementaux, en fait l'une des sources d'énergie les plus fiables après le pétrole. Avec seulement environ 10 % de pertes lors de sa distribution, le gaz naturel est également vanté pour son efficacité et son impact environnemental moindre par rapport aux autres combustibles fossiles. Son utilisation accrue pourrait contribuer à réduire les impacts négatifs sur l'environnement tels que les émissions de gaz à effet de serre et la dégradation de la couche d'ozone [3].

II .7. Traitement du gaz naturel

Une fois le gaz produit, l'étape du traitement peut débuter. Le gaz naturel est composé de divers hydrocarbures, d'eau et de plusieurs acides. Les sites d'échantillonnage du gaz doivent fournir du gaz naturel sec et propre aux consommateurs pour répondre à leurs besoins [6].

Le traitement du gaz naturel implique la séparation, au moins partielle, de certains des constituants présents à la sortie du puits, afin de répondre aux spécifications de transport ou commerciales. Quelques étapes courantes du traitement du gaz sont les suivantes :

✓Élimination de l'eau

Cette étape n'est pas toujours opportune ; cependant, des niveaux élevés de mercure provoquent une pollution de l'environnement et une corrosion des échangeurs de chaleur.

✓ Séparation de pétrole du gaz

Le processus de séparation du pétrole et du gaz dans l'industrie pétrolière utilise des séparateurs. Ces équipements utilisent la gravité pour séparer les liquides et les solides. Cependant, lorsque la gravité seule n'est pas suffisante, ils peuvent appliquer une pression élevée pour refroidir le gaz. Ensuite, le gaz refroidi est passé à travers un liquide à haute pression pour éliminer davantage d'eau et d'huile résiduelle, assurant ainsi une séparation plus efficace des composants.

✓ Élimination du mercure

Cette étape n'est pas toujours opportune ; cependant, des niveaux élevés de mercure provoquent une pollution de l'environnement et une corrosion des échangeurs de chaleur en aluminium. Par conséquent, lorsque cela est jugé nécessaire, deux formes d'élimination du mercure ont lieu dans des processus régénératifs et non régénératifs

II .8. Production du gaz naturel

La production du gaz naturel peut être résumée en 2 étapes clés :

- l'extraction du gaz naturel présent dans le sous-sol dans une formation géologique perméable
- l'épuration du gaz naturel pour le rendre utilisable à son transport et à sa consommation.

Le gaz est ensuite transporté par gazoducs ou méthaniers et distribué par des réseaux locaux. Le méthane est naturellement inodore, il est odorisé pour des raisons de sécurité

II .9. Stockage et Transport**II .9.1. Stockage**

Le stockage du gaz naturel joue un rôle essentiel dans sa fourniture : il garantit sa sécurité et permet de compenser d'éventuelles pénuries. Celui-ci est aussi utilisé comme réserve de production lorsque le gaz naturel n'est pas utilisé immédiatement après sa production et son transport. Étant donné que la consommation de gaz naturel varie selon les saisons (plus élevée l'hiver que l'été), il est donc nécessaire d'avoir des réservoirs souterrains pour stocker les excès

de gaz en été, qui sont ensuite soutirés pendant les mois d'hiver. Le stockage permet donc de résoudre rapidement une situation de froid [8].



Figure II.3. Stockage du gaz naturel

II .9.2. Transport

L'internationalisation des échanges rend la question du transport délicate, car elle comporte des contraintes qui ont un impact sur le développement [8].

✓ Par gazoduc

C'est l'option la plus courante, bien qu'elle soit quatre à cinq fois plus coûteuse que le transport du pétrole par pipeline. Le gaz doit être comprimé tous les 120 à 150 km à l'aide de stations de compression, car c'est la différence de pression qui entraîne le déplacement du gaz à une vitesse de 15 à 20 km/h.



Figure II.4. Transport du gaz naturel par gazoduc

✓ **Par méthanier**

Si les distances sont élevées ou si les conditions géopolitiques ou géographiques des pays traversés sont difficiles, le transport est effectué par méthanier. Il est nécessaire de rendre le gaz naturel liquéfié afin de faciliter son transport. Les échanges par méthanier connaissent une augmentation de 7 % par ans.



Figure II.5. Transport du gaz naturel par méthaniers.

II.10. Utilisation du gaz naturel**II.10.1. Energie**

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile largement utilisée dans le monde entier pour diverses applications. Il se distingue par son efficacité énergétique élevée et ses émissions de CO₂ relativement faibles par rapport au charbon et au pétrole, ce qui en fait un choix privilégié pour la production d'électricité et le chauffage résidentiel. Les méthodes modernes d'extraction, comme la fracturation hydraulique, ont augmenté l'accessibilité des réserves de gaz naturel, bien que cela suscite des préoccupations environnementales [7]. De plus, l'infrastructure de transport, comprenant des gazoducs et des installations de gaz naturel liquéfié (GNL), permet une distribution efficace à grande échelle. Le gaz naturel joue ainsi un rôle crucial dans la transition vers une énergie plus propre, malgré les défis liés à son extraction et à son utilisation.

II.10.2. Production d'électricité par cogénération

Quand on utilise du gaz naturel pour générer de l'électricité, le rendement peut atteindre 55 %. Les émissions de chaleur dans le gaz de combustion et la vapeur peuvent être utilisées pour générer de l'eau chaude pour le chauffage domestique ou industriel.

Elle est plus écologique que le charbon ou le pétrole. Aucune émission de cendres, peu de SO₂, peu de NO_x et moins de CO₂.

En 1996, 36 % des habitations en France sont chauffées au gaz naturel, 32 % à l'électricité et 18 % au fuel.

II.10.3. Matière première chimique

Il s'agit de la principale source d'hydrogène, qui sert à la production d'ammoniaque, de méthanol et d'acide acétique (1,6 millions de tonnes par an dans le monde).

Le gaz naturel représente 75 % des capacités mondiales de production de NH₃ et 85 % des capacités mondiales de production de méthanol.

II.11. Déshydratation du gaz naturel**II.11.1. Introduction**

La déshydratation du gaz naturel est un processus crucial dans le traitement du gaz naturel. L'exploitation du gaz naturel est toujours liée à des difficultés de bouchage des

installations et plus précisément les canalisations. Le gaz naturel provenant des puits est souvent associé à une variété de produits indésirables tels que le dioxyde de carbone, le H₂S et l'eau [9].

Comme le gaz naturel en Algérie est considéré parmi le meilleur gaz du monde pour sa teneur en soufre qui est négligeable, teneur en CO₂ qui est inférieure à 0,2% et sa richesse en liquide (condensats), le problème reste donc la teneur en eau qui est entrain d'augmenter au cours du temps, à cause de la diminution de la pression des puits de gaz.

Pour éviter le bouchage dû au dépôt des cristaux d'eaux, les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation des hydrates et il faut déshydrater le gaz par injection des agents inhibiteurs [10].

A cet effet, la déshydratation est une étape très importante du procédé de traitement du gaz naturel afin d'éviter la corrosion, la formation d'hydrates, et améliorer l'efficacité des pipelines.

II.11.2. La teneur en eau dans le gaz naturel

La quantité d'eau autorisée dans le gaz naturel est réglementée pour garantir la sécurité et la performance du réseau de transport et de distribution, ainsi que pour éviter la formation d'hydrates et la corrosion des pipelines. Les spécifications peuvent varier en fonction des normes locales et des conditions opérationnelles, mais en général, les limites sont strictement définies.

La teneur en eau dans le gaz naturel dépend essentiellement de la température et de la pression. La teneur en vapeur d'eau peut être mesurée par la méthode de Karl-Fisher, qui est largement employée. Connaissant l'évolution des conditions de température et de la pression dans une installation, il est possible au moyen de la courbe de rosée de l'eau du gaz naturel, de déterminer la zone de formation des hydrates.

La quantité d'eau déposée peut être ensuite calculée à partir de la différence entre les teneurs en eau dans le gaz à saturation respectivement à l'entrée et à la sortie. [11]

II.11.3. Déshydratation du gaz naturel par absorption

Parmi les méthodes de déshydratation du gaz naturel, l'absorption par glycol qui est considérée comme une méthode efficace pour retirer la vapeur d'eau du gaz naturel.

Les types de glycol les plus couramment utilisés pour la déshydratation du gaz naturel sont :

- Tri éthylène glycol (TEG)
- Di éthylène glycol (DEG)
- Mono éthylène glycol (MEG)

Le TEG est le plus utilisé en raison de son efficacité et de sa capacité à être régénéré.

II.11.4. Le tri éthylène glycol

Le TEG, également connu sous le nom de tri éthylène glycol (TEG), est un liquide visqueux, incolore, inodore et stable, avec une viscosité élevée et un point d'ébullition élevé. Il est connu pour sa qualité hygroscopique et sa capacité à déshumidifier les fluides. Dans le commerce, le TEG est produit en coproduit de l'oxydation de l'éthylène à haute température avec un catalyseur à l'oxyde d'argent, puis hydraté à l'oxyde d'éthylène pour former mono (un), di (deux)-, tri (trois)- et tétra-éthylène glycols. L'industrie pétrolière et gazière utilise le TEG afin de déshydrater le gaz naturel. Il est aussi capable de déshydrater d'autres gaz, tels que le CO₂, le H₂S et d'autres gaz oxygénés [12].

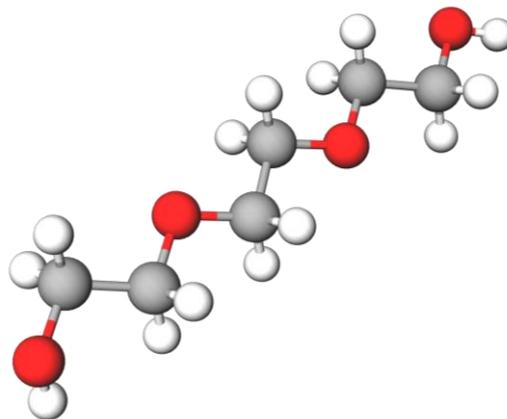


Figure II.6. Structure chimique du Tri éthylène glycol (TEG)

II.11.4. Régénération du Glycol

Le glycol riche en eau est ensuite régénéré pour éliminer l'eau absorbée. Le processus de régénération comprend généralement un réchauffeur, un séparateur de gaz, et un réchauffeur de stripping. Le glycol est chauffé pour vaporiser l'eau, qui est ensuite évacuée. Le glycol régénéré (pauvre en eau) est refroidi et recyclé dans la tour de contacteur.

II.11.5. Importance de la déshydratation

- Prévention de la corrosion : L'eau dans le gaz naturel peut provoquer la corrosion des pipelines et des équipements, entraînant des coûts de maintenance et des risques pour la sécurité.
- Prévention de la formation d'hydrates : Les hydrates sont des composés cristallins qui se forment lorsque l'eau et le gaz naturel se combinent à basse température et à haute pression, pouvant obstruer les pipelines.
- Qualité du produit : Le gaz naturel doit être déshydraté pour répondre aux spécifications de qualité avant d'être distribué aux consommateurs ou utilisé comme matière première industrielle.

Références bibliographiques

- [1] Ghamri N.E., Etude comparatives de quelques méthode de liquéfaction du gaz naturel, Mémoire de Master en Génie des procédés de l'environnement, Université Mohamed Khider de Biskra, 2019.
- [2] Baba A., Oudrane A., Etude et dimensionnement de l'unité de déshydratation : cas de l'usine groupement Reggane GRN, Mémoire de Master en Génie Chimique, Université Ahmed Draïa Adrar, 2020.
- [3] Tabet R., Etude de la section de réfrigération au propane pour une meilleure exploitation durant les périodes chaudes (T d'air ambiant $> 42^{\circ}\text{C}$). Modélisation mathématique, Mémoire de Master en Génie chimique, Université Badji Mokhtar - Annaba, 2017.
- [4] Benhallou W., Baha I., Contribution à l'étude de l'élimination de dioxyde de carbone du gaz naturel Algérien par PVC membranaire, Mémoire de Master en Génie pétrochimique, Université Abdelhamid Ibn Badis - Mostaganem, 2022.
- [5] M. SELKH MUSTAPHA ' Etude et Simulation d'une unité de traitement du gaz naturel dans la région d'Adrar ' mémoire de fin d'études Master Université Africaine d'Adrar Ahmed Draya 2012
- [6] Ait-Mokhtar N., Rahil A., Etude économétrique sur la consommation de gaz naturel en Algérie, Mémoire de Master en Economie industrielle, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2022.
- [7] Khezzane A., Ahmouda I., Souda E.M., Etude des propriétés du gaz naturel traité destiné aux procédés de liquéfaction de ce gaz, Mémoire de Master en Génie des pétrochimique, Université Echahid Hamma Lakhdar - EL Oued, 2021.
- [8] Djamaï F.Z., Daifallah N., Étude de la variation de la teneur en CO_2 sur la performance de l'unité de décarbonatation au niveau de GL1/K, Mémoire de Master en Génie chimique, Université de Guelma, 2022.
- [9] Djellouli S., Khedimi O., Optimisation du temps de saturation de la section déshydratation au complexe GP1/Z, Mémoire de Master en génie des procédés, Université Abdelhamid Ibn Badis - Mostaganem, 2019.
- [10] Mokhatab, S., Mak, J. Y., Poe, W. A. Process Modelling and Simulation of Gas Processing Plants. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Gulf Professional Publishing; 4th edition, 2019.
- [11] A. Ghodbane, optimisation de la consommation du glycol au niveau de module 1 à Hassi R'mel, mémoire de fin d'études, Université de Boumerdes, 2004.
- [12] Sahtouri L., Optimisation de la consommation du glycol au sein du module 1 à Hassi R'mel - Sonatrach, Mémoire de Master en génie des procédés, université de Guelma, 2014.

III. Simulation, résultats et discussion

III.1. Introduction

La déshydratation du gaz naturel est une étape cruciale dans le traitement du gaz afin de prévenir divers problèmes opérationnels tels que la formation de glaces et d'hydrates, la corrosion des pipelines et des équipements, et pour assurer le respect des spécifications du gaz pour sa commercialisation. Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour déshydrater le gaz naturel, incluant l'utilisation de déshydratants liquides comme le triéthylène glycol (TEG), les déshydratants solides, et les techniques de membrane. L'absorption par glycol est très utilisée en raison de son efficacité, de sa flexibilité et de son coût relativement bas. Ce chapitre présente une étude de la déshydratation du gaz naturel par simulation par HYSYS suivie d'une analyse de plan factoriel complet de la simulation étudiée.

III.2. Simulation par HYSYS

La simulation par HYSYS est un outil de modélisation et d'optimisation de procédés chimiques largement utilisé dans l'industrie pétrochimique et de traitement des gaz. Développé par AspenTech, ce logiciel offre une interface graphique intuitive et une vaste bibliothèque de composants chimiques, permettant aux ingénieurs de concevoir, analyser et optimiser des processus industriels complexes. HYSYS se distingue par sa capacité à effectuer des simulations tant en régime stationnaire que dynamique, ses modèles thermodynamiques avancés, et ses fonctionnalités de bilan de matière et d'énergie, de dimensionnement d'équipements, et d'analyse économique. Son utilisation contribue significativement à réduire les coûts de conception, améliorer l'efficacité des procédés, et prédire avec précision le comportement des systèmes, ce qui en fait un outil indispensable pour l'optimisation des performances dans les raffineries, les usines pétrochimiques, et autres installations de traitement chimique.

HYSYS permet de traiter une large gamme de problèmes, allant des séparations bi et tri-phasiques simples à la compression, la distillation et la transformation chimique, bien qu'il soit également adapté à d'autres types de procédés chimiques.

Les simulations sont effectuées via des menus intuitifs et une interface graphique permettant la construction de diagrammes de flux de procédé (PFD - Process Flow Diagrams). Une vaste

base de données sur les corps purs est intégrée dans HYSYS, classant ces corps en plusieurs familles :

- Hydrocarbures : paraffines normales et iso paraffines, oléfines, naphtènes, aromatiques
- Hydrocarbures oxygénés, azotés et sulfurés : amines, alcools, nitriles, aldéhydes
- Halogènes
- Solides : soufre
- Corps hypothétiques : purs, complexes, solides
- Divers : O₂, N₂, CO₂, H₂O, HCl, etc.

HYSYS propose une variété de modèles thermodynamiques adaptés à différents domaines d'application :

- Modèles spéciaux pour les amines
- Modèles utilisant la pression de vapeur : équation d'Antoine, NK10 et table Esso
- Modèles spéciaux pour la vapeur d'eau : ASTM stream, NBS stream
- Modèles semi-empiriques
- Modèles hybrides : pour les systèmes à forte polarité, forte déviation par rapport à l'idéalité, azéotropes
- Modèles basés sur les équations d'état : Peng-Robinson (PR), Soave-Redlick-Kwong (SRK). Ces modèles sont utilisés pour calculer les équilibres entre les phases, principalement pour les fluides normaux. Pour les équations SRK et PR, il est recommandé d'ajouter l'équation d'état de Lee-Kesler-Plocker (LKP), particulièrement adaptée à l'industrie de raffinage, de la pétrochimie et du traitement du gaz.

HYSYS est un ensemble de modèles mathématiques représentant les opérations unitaires telles que ballons, colonnes de distillation, compresseurs, vannes, etc. Ces opérations sont

interconnectées dans un schéma de procédé PFD (Process Flow Diagram) à travers les flux d'informations générés.

III.2.1. Étapes de Simulation du Processus de Déshydratation

La simulation a été réalisée en utilisant le programme Aspen HYSYS Version 10 [1], nous avons suivi les étapes suivantes :

Étape 1 : Ouverture du logiciel HYSYS sur ordinateur (Figure III.1.).

Étape 2 : Création d'un nouveau cas de simulation.

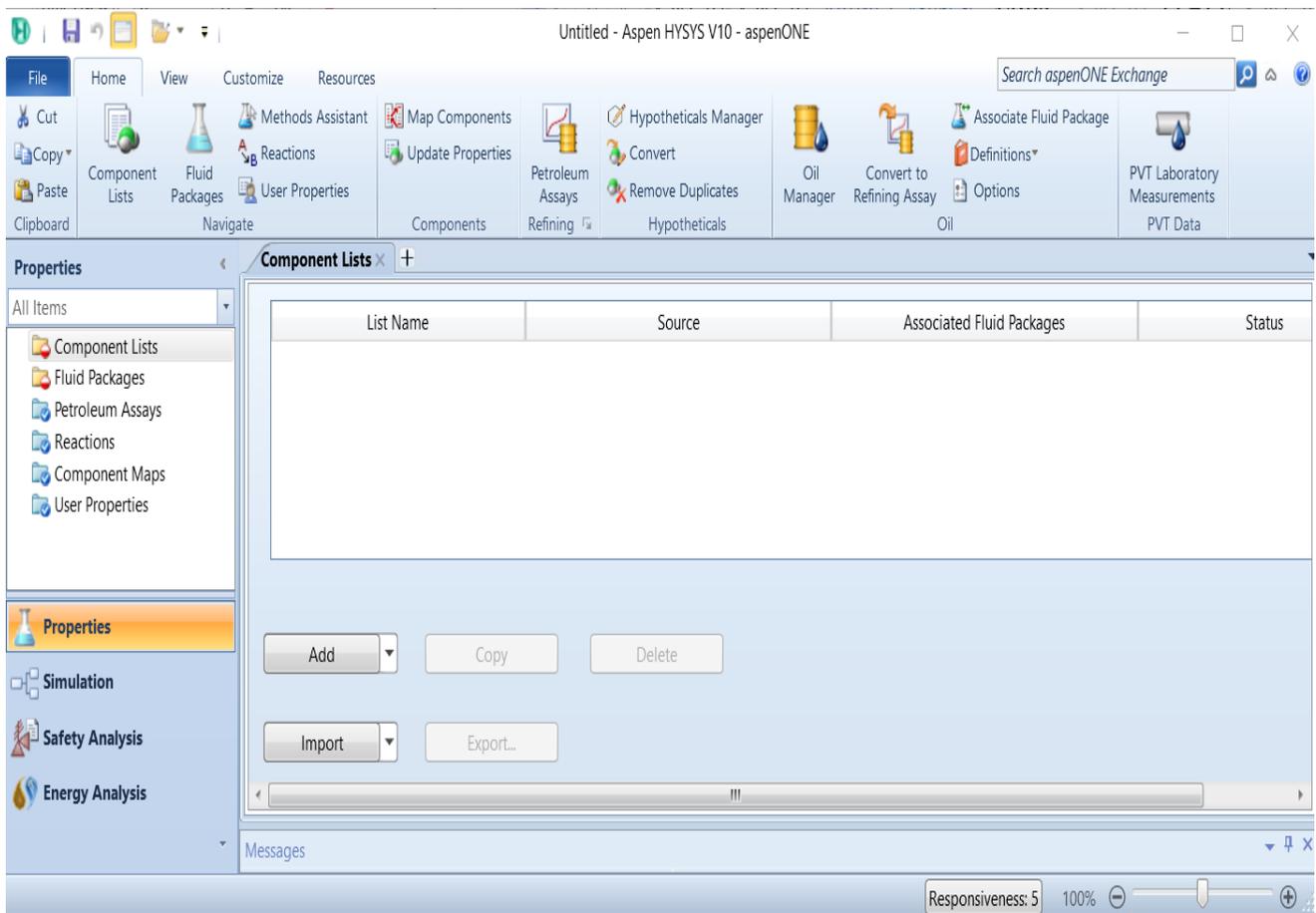


Figure III.1. Interface du programme HYSYS.

Étape 3 : Ajout des composants du gaz naturel et solvant (TEG)

La composition du gaz d'entrée dans la colonne d'absorption (**Tableau III.1**), a été prise à partir des données fournies par l'unité de traitement de gaz du complexe GL3Z (Mai 2024).

Tableau III.1. Composition du gaz d'entrée dans la colonne d'absorption du complexe GL3Z.

Composition	Fraction molaire			
	Cas de Base	Cas Lourd	Cas Leger	Cas de Base Problème en cas d'arrêt du compresseur de Gaz d'alimentation
Hélium	0,000714	0,000000	0,001020	0,000714
Azote	0,012038	0,002006	0,056413	0,012034
Méthane	0,858733	0,838291	0,875734	0,858474
Ethane	0,103902	0,120273	0,061177	0,103871
Propane	0,020393	0,027362	0,005098	0,020387
i-Butane	0,001427	0,003006	0,000000	0,001427
n-Butane	0,001937	0,005111	0,000000	0,001936
i-Pentane	0,000240	0,001102	0,000000	0,000204
n-Pentane	0,000102	0,001203	0,000000	0,000102
n-Hexane	0,000000	0,001102	0,000000	0,000000
CO₂	0,000050	0,000050	0,000050	0,000050
H₂O	0,000500	0,000492	0,000508	0,000801
Totale	1,000	1,000	1,000	1,000

Etape 4 : Choix du modèle thermodynamique

Les modèles thermodynamiques disponibles dans HYSYS permettent de déterminer les propriétés thermodynamiques, volumiques ainsi que l'état physique des mélanges. HYSYS fournit des équations d'état améliorées (PR et PRSV) pour le traitement rigoureux des systèmes aux mélanges d'huiles complexes et hautement non idéaux. Toutes les équations ont leurs propres limites inhérentes [2].

Dans notre simulation, nous avons choisi le modèle thermodynamique "Glycol Package" [3,4]. Ce package est un ensemble spécialisé de modèles thermodynamiques conçu pour simuler avec précision les systèmes impliquant des glycols, particulièrement le triéthylène

glycol (TEG) dans les processus de déshydratation du gaz naturel. Il offre une modélisation améliorée des interactions entre le glycol, l'eau et les hydrocarbures, permettant des prédictions plus précises des équilibres liquide-vapeur et des propriétés physiques dans diverses conditions opératoires. Le package glycol est crucial pour optimiser les unités de déshydratation, prédire efficacement la teneur en eau du gaz traité et ajuster les paramètres opératoires comme les débits de glycol et les températures. Bien qu'il soit principalement optimisé pour les systèmes TEG-eau-hydrocarbures légers, il constitue un outil essentiel pour les ingénieurs travaillant sur la déshydratation du gaz naturel, offrant une meilleure précision dans la simulation de ces processus complexes.

Etape 5 : Configuration des paramètres nécessaires pour lancer la simulation.

L'unité de déshydratation de gaz naturel est divisée en deux sections. Il s'agit principalement de la section Absorption où le gaz hydraté est mis en contact avec le TEG pour obtenir un gaz sec et de la section Régénération où le TEG est récupéré et recyclé pour une opération d'absorption ultérieure. Les paramètres opératoires utilisés tels que la température, la pression et le débit sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau III.2. Conditions du gaz et TEG à l'entrée

	Paramètres	
	Gaz Humide entrant	TEG entrant
T (°C)	20,00	28,33
P (bar)	70,00	69,57
Q (Kmol/hr)	2500	3,923

Afin de réaliser notre simulation de déshydratation du gaz nous avons utilisé le schéma illustré dans la figure III.2.

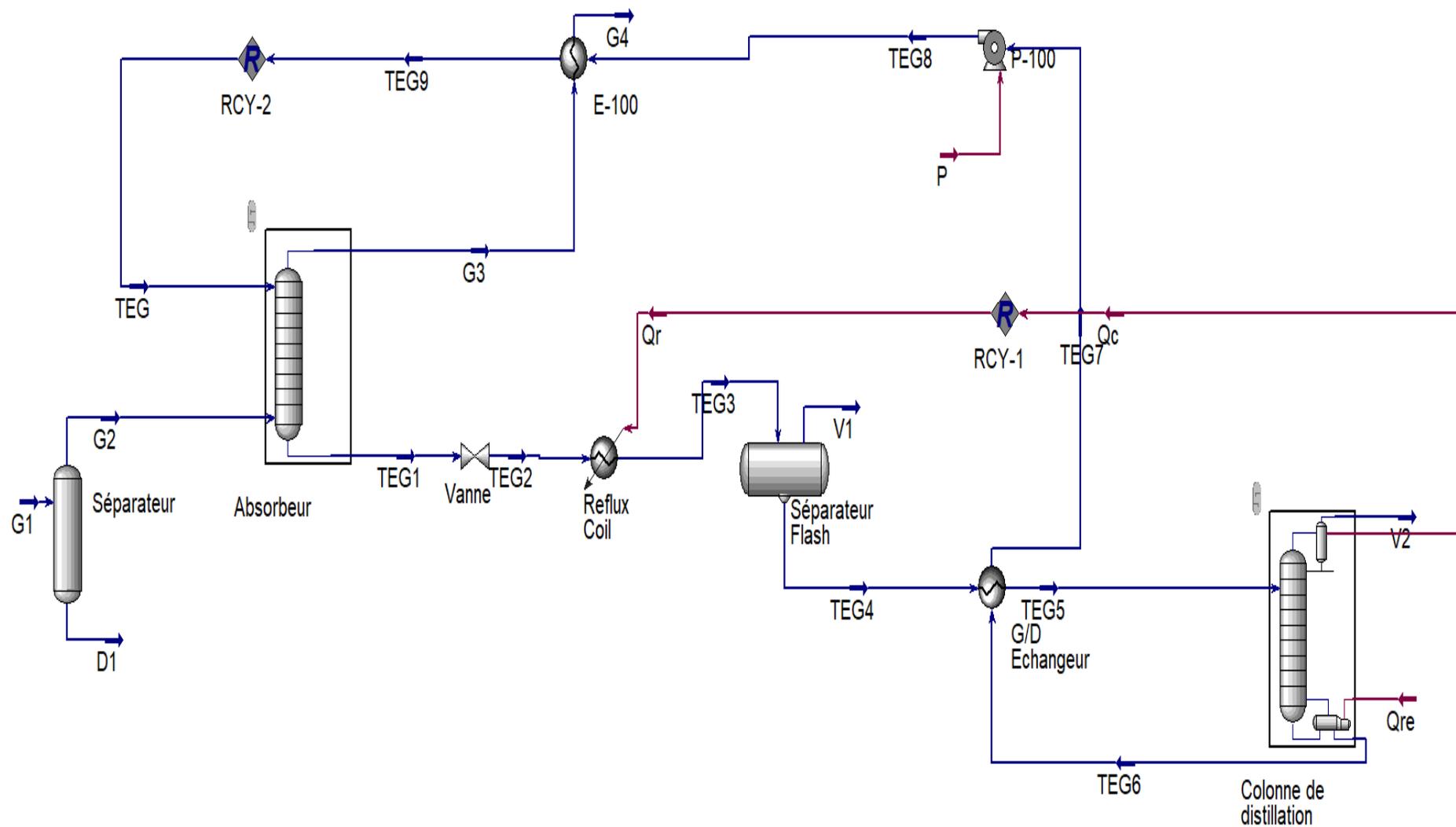


Figure III.2. Schéma de simulation de déshydratation du gaz naturel par HYSYS.

La figure III.2 représente le schéma de procédé du système de déshydratation du gaz naturel utilisant du triéthylène glycol (TEG). Le processus commence par l'entrée du gaz humide (G1) dans un séparateur initial pour éliminer les liquides (D1). Le gaz passe ensuite dans une colonne d'absorption ou absorbeur (Figure III.3) où il entre en contact avec du TEG maigre, qui absorbe l'humidité. Le gaz sec sort en haut de l'absorbeur (G3), tandis que le TEG riche en eau (TEG1) est dirigé vers un système de régénération.

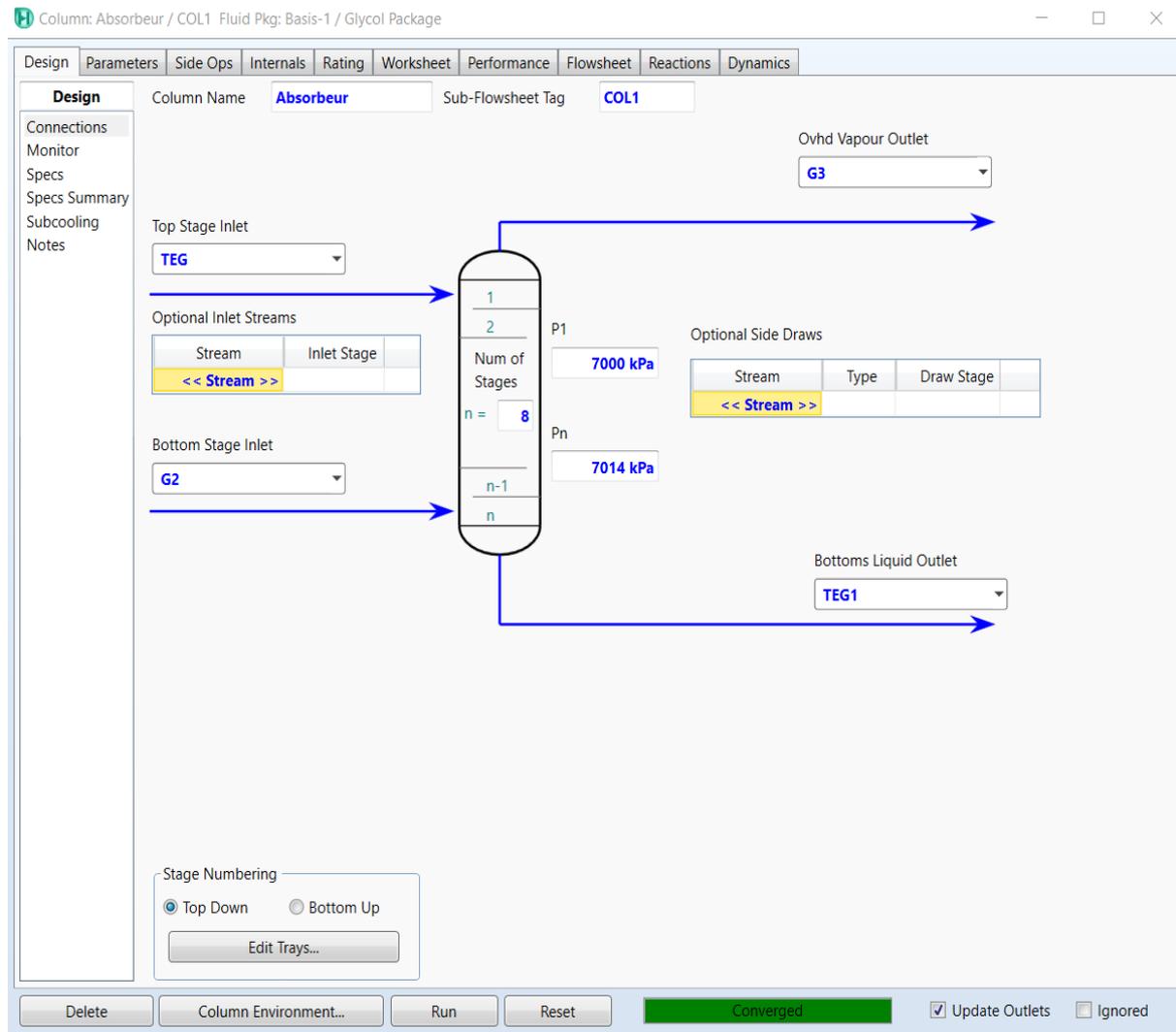


Figure III.3. Ecran de contrôle de l'absorbeur dans HYSYS.

Le système de régénération comprend plusieurs étapes : le TEG riche passe d'abord par une vanne de détente, puis un échangeur de chaleur (Reflux Coil) avant d'entrer dans un séparateur flash (V1). Ce séparateur permet de retirer une partie du gaz dissous. Le TEG est ensuite chauffé dans un échangeur G/D avant d'entrer dans la colonne de distillation pour la

régénération finale (Figure III.4). La colonne de distillation sépare l'eau du TEG, produisant du TEG maigre (TEG6) qui est refroidi et pompé (P-100) de retour vers l'absorbeur.

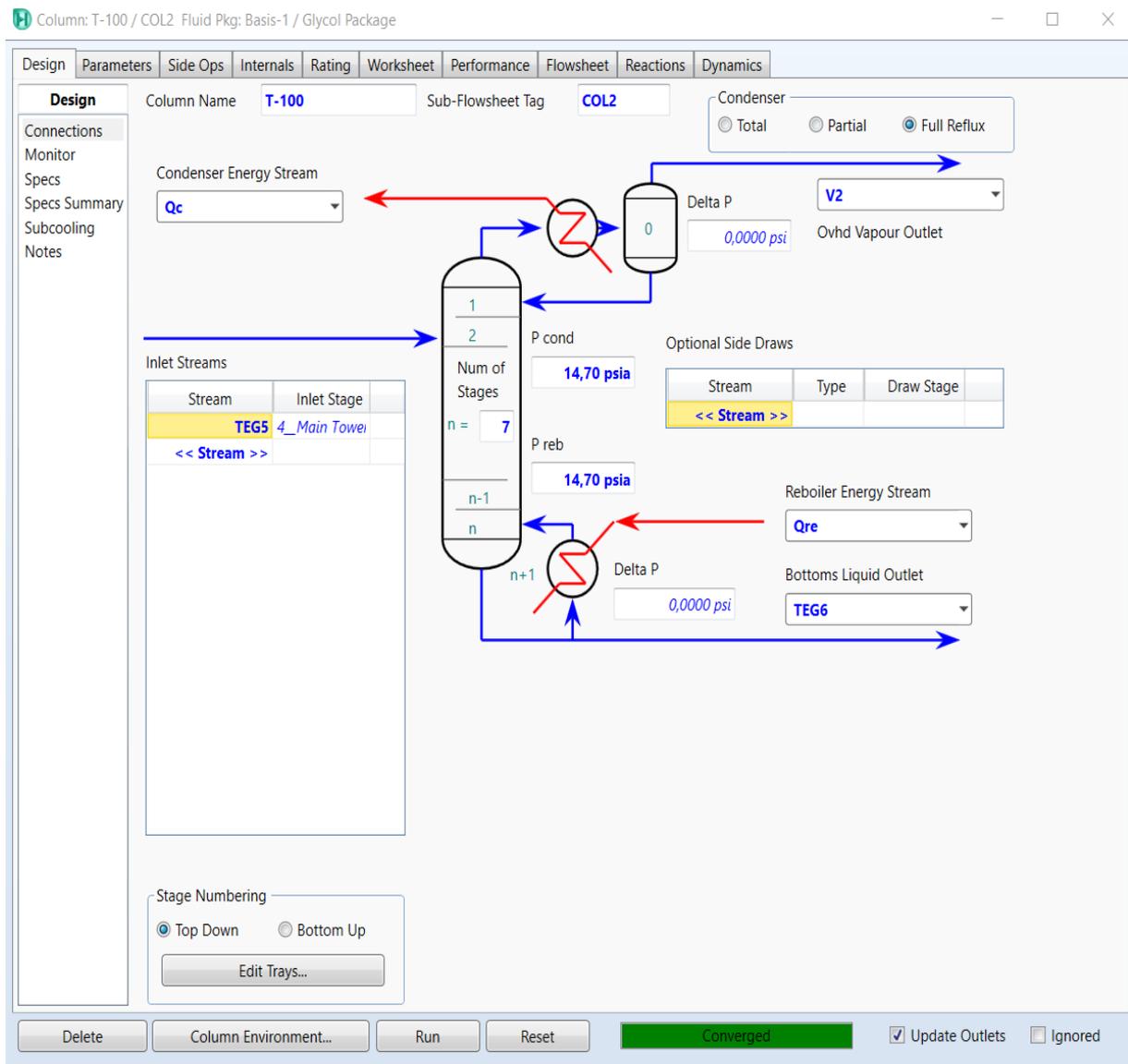


Figure III.4. Ecran de contrôle de la colonne de distillation dans HYSYS.

Les boucles de recyclage (RCY-1, RCY-2) et les échangeurs de chaleur (E-100) permettent d'optimiser l'efficacité énergétique du processus. Les flux marqués TEG2 à TEG9 représentent le TEG à différentes étapes du processus.

III.3. Résultats de la Simulation

La composition du gaz naturel à différents points du processus de déshydratation (G2, G3 et G4) est donnée dans le tableau III.3.

Tableau III.3. Composition du gaz au niveau des points G2, G3 et G4.

Composition	Fraction molaire		
	G2	G3	G4
Méthane	0,857502	0,857878	0,857878
Ethane	0,103753	0,103796	0,103796
Propane	0,020364	0,020369	0,020369
i-Butane	0,001425	0,001422	0,001422
n-Butane	0,001934	0,001935	0,001935
i-Pentane	0,002397	0,002387	0,002387
n-Pentane	0,000102	0,000102	0,000102
n-Hexane	0,000000	0,000000	0,000000
Azote	0,012021	0,012026	0,012026
CO₂	0,000050	0,000050	0,000050
H₂O	0,000452	0,000035	0,000035
TEG	0,000000	0,000000	0,000000
Totale	1,000000	1,000000	1,000000

Les résultats regroupés dans le tableau III.3 montre que la différence la plus significative dans le processus de déshydratation est la teneur en eau (H₂O). Elle passe de 0,000452 à G2(Sortie du séparateur) à 0,000036 à G3 (Sortie de l'absorbeur) et G4 (Sortie finale). Cela représente une réduction importante de la teneur en eau. Cette réduction de la teneur en eau entre G2 et G3 indique que le processus de déshydratation est très efficace. Les compositions à G3 et G4 sont identiques, ce qui suggère qu'il n'y a pas de changement significatif dans la composition du gaz après la sortie de l'absorbeur [5].

Les fractions molaires des hydrocarbures (méthane, éthane, etc.) et des autres composants (azote, CO₂) restent pratiquement inchangées tout au long du processus. Il n'y a pas de TEG détectable dans le gaz, ce qui indique que le TEG utilisé pour la déshydratation n'a pas contaminé le gaz. La somme des fractions molaires est égale à 1 pour chaque point, ce qui

confirme la validité des mesures. Ces résultats montrent que le processus de déshydratation est très efficace pour réduire la teneur en eau du gaz naturel, sans affecter significativement les concentrations des autres composants. Le gaz obtenu après déshydratation (à G3 et G4) contient seulement 0,35 ppm d'eau, ce qui est généralement considéré comme un niveau acceptable pour le transport et l'utilisation du gaz naturel.

Le tableau ci-dessous montre la composition du TEG à différentes étapes du processus de déshydratation du gaz naturel (de TEG jusqu'à TEG 9).

Tableau III.4. Composition du TEG aux différents points.

Composition	Fraction molaire					
	TEG	TEG1	TEG3	TEG4	TEG5	TEG6 -TEG9
Méthane	0,000000	0,012165	0,012165	0.000579	0.000579	0,000000
Ethane	0,000000	0,003017	0,003017	0.000391	0.000391	0,000000
Propane	0,000000	0,001917	0,001917	0.000766	0.000766	0,000000
i-Butane	0,000000	0,001702	0,001702	0.001582	0.001582	0,000000
n-Butane	0,000000	0,000290	0,000290	0.000173	0.000173	0,000000
i-Pentane	0,000000	0,004973	0,004973	0.004863	0.004863	0,000000
n-Pentane	0,000000	0,000037	0,000037	0.000031	0.000031	0,000000
n-Hexane	0,000000	0,000000	0,000000	0.000000	0.000000	0,000000
Azote	0,000000	0,000069	0,000069	0.000001	0.000001	0,000000
CO₂	0,000000	0,000016	0,000016	0.000009	0.000009	0,000000
H₂O	0,130468	0,305309	0,305309	0.310229	0.310229	0,130468
TEG	0,869532	0,670505	0,670505	0.681375	0.681375	0,869532
Totale	1,000000	1,000000	1,000000	1.000000	1.000000	1,000000

Les résultats du tableau III.4 montre que le TEG (TEG1 et TEG6-TEG9) contient 86,95% de TEG et 13,05% d'eau. Lors de son passage dans la colonne d'absorption (TEG3 et TEG4), il absorbe l'eau du gaz naturel, augmentant sa teneur en eau à environ 30,53%. Il absorbe

également de petites quantités d'hydrocarbures, principalement du méthane (1,22%) et de l'isopentane (0,50%). Après la régénération (TEG5), la composition du TEG reste similaire à celle de TEG4, avec une légère augmentation de la teneur en eau (31,02%) et en TEG (68,14%). Finalement, le TEG est complètement régénéré (TEG6-TEG9), retrouvant sa composition initiale de 86,95% de TEG et 13,05% d'eau, sans trace d'hydrocarbures. Ce cycle démontre l'efficacité du processus d'absorption de l'eau du gaz naturel par le TEG et sa régénération pour une réutilisation continue, assurant ainsi une déshydratation efficace du gaz naturel.

III.4. Analyse des résultats par plan d'expériences

Les plans d'expériences et la simulation des procédés industriels s'associent pour former une synergie puissante en vue de l'optimisation des procédés complexes. Ensemble, ils permettent d'explorer de vastes espaces de paramètres, d'identifier les relations causales critiques et de naviguer efficacement vers des performances optimales.

Le plan d'expériences aide à sélectionner les variables pertinentes, à concevoir un plan d'expériences efficace et à analyser les résultats de la simulation. La simulation, quant à elle, permet de réduire les essais physiques coûteux, d'explorer des combinaisons de paramètres complexes et d'identifier les configurations optimales.

Cette collaboration s'avère particulièrement utile dans l'optimisation des réactions chimiques, du développement de procédés de séparation, de la conception de réacteurs chimiques et de l'amélioration des procédés de fabrication.

Le plan d'expériences et la simulation des procédés industriels constituent des outils complémentaires puissants pour une optimisation industrielle plus intelligente, menant à des processus plus efficaces, plus rentables et plus durables.

Il existe différents types de plans d'expériences incluant les plans factoriels, les plans de mélange, les plans composites centraux, et les plans de surface de réponse. Chacun de ces types a des applications spécifiques et des avantages distincts. Par exemple, les plans factoriels permettent d'étudier l'effet de plusieurs facteurs simultanément, ce qui est essentiel pour comprendre les interactions complexes entre les variables. Les plans de mélange sont utilisés lorsque les proportions des composants d'un mélange sont les variables d'intérêt. Les plans composites centraux et les plans de surface de réponse sont particulièrement utiles pour l'optimisation des processus en permettant de modéliser des relations non linéaires entre les variables.

Parmi ces méthodes, les plans factoriels complets offrent un intérêt particulier car ils permettent une exploration exhaustive de toutes les combinaisons possibles de facteurs. Cela garantit que toutes les interactions potentielles entre les variables sont prises en compte, ce qui conduit à des conclusions plus robustes et fiables, cruciales pour le développement et l'optimisation de nouveaux produits et procédés.

Le modèle postulé des plans factoriels complets 2^3 est :

$$y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + a_{12}x_1x_2 + a_{13}x_1x_3 + a_{23}x_2x_3 + a_{123}x_1x_2x_3$$

Les lettres ont la signification suivante :

y est l'une des réponses,

x₁ sont les niveaux des facteurs,

a₁ sont les effets des facteurs,

a_{ij} sont les interactions entre deux facteurs ou interactions d'ordre 2 et

a₁₂₃ est l'interaction entre les trois facteurs ou interaction d'ordre 3.

L'optimisation de l'unité de déshydratation du gaz naturel a été réalisée à l'aide du programme Minitab 17 afin de minimiser la teneur en eau dans le gaz naturel sec sortant [6]. La méthodologie de plan factoriel en utilisant un plan factoriel complet a été adoptée pour le processus d'optimisation. Les variables de processus du flux de gaz naturel humide ont été utilisées pour évaluer les conditions de fonctionnement optimales dans lesquelles la fraction molaire minimale d'eau dans le gaz sec pourrait être atteinte. En utilisant Minitab, les valeurs basses et élevées des variables de processus (température, pression et débit) ont été spécifiées et la réponse a été définie.

Un total de huit essais a été généré à partir des valeurs basses et hautes spécifiées des variables de processus pour générer différentes plages de variables de processus auxquelles on devrait donner la valeur minimale d'eau dans le gaz déshydraté. Les résultats d'un plan d'expérience factoriel complet 2^3 pour la simulation d'un processus de déshydratation du gaz naturel avec les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau III.5.

Tableau III.5. Plan factoriel complet 2³ de la simulation.

N°	Température (°C)	Pression (bar)	Flux molaire (kgmol/hr)	Eau (ppm)
01	20	70	2500	0,35
02	30	70	2500	0,75
03	20	70	1500	0,36
04	30	60	2500	1,03
05	20	60	1500	3,52
06	30	70	1500	0,75
07	20	60	2500	5,06
08	30	60	1500	1,02

L'exécution de l'analyse de plan d'expérience visant à minimiser la teneur en eau (R (ppm)) a donnée l'équation de régression suivante :

$$R \text{ (ppm)} = 1,605 - 0,7175 T - 1,052 P + 0,1925 F + 0,9150 T.P - 0,1900 T.F - 0,1950 P.F + 0,1925 T.P.F$$

Cette équation de régression explore l'effet de trois facteurs (T: température, P: pression, F: flux molaire du GN) sur la teneur en eau (R). Chaque facteur est testé à deux niveaux : bas et haut. Les résultats montrent que la teneur en eau la plus basse (0,35 ppm) est obtenue avec une température basse (20°C), une pression élevée (70 bar) et un flux molaire élevé (2500 kg.mol/hr). La teneur en eau la plus élevée (5,06 ppm) est observée avec une température basse (20°C), une pression basse (60 bar) et un flux molaire élevé (2500 kg.mol/hr).

La pression a l'effet le plus significatif (-1.052) vu que les teneurs en eau les plus basses sont systématiquement obtenues à haute pression (70 bar), suivi de la température (T) (-0.7175). L'effet de la température n'est pas très significatif et semble interagir avec les autres facteurs. Le flux molaire a un effet faible (0.1925) et variable selon les conditions de température et de pression.

L'interaction entre la température et la pression (T.P) est forte et positive (0.9150), suggérant que l'effet combiné d'une haute température et d'une haute pression augmente R. Les autres interactions entre la température et le flux molaire du gaz (T.F), entre la pression et le flux molaire du gaz (P.F) et entre les trois facteurs étudiés (T.P.F) ont des effets relativement faibles.

Les figures III.5 et III.6 montrent les effets principaux des trois facteurs ainsi que les effets des interactions entre les facteurs.

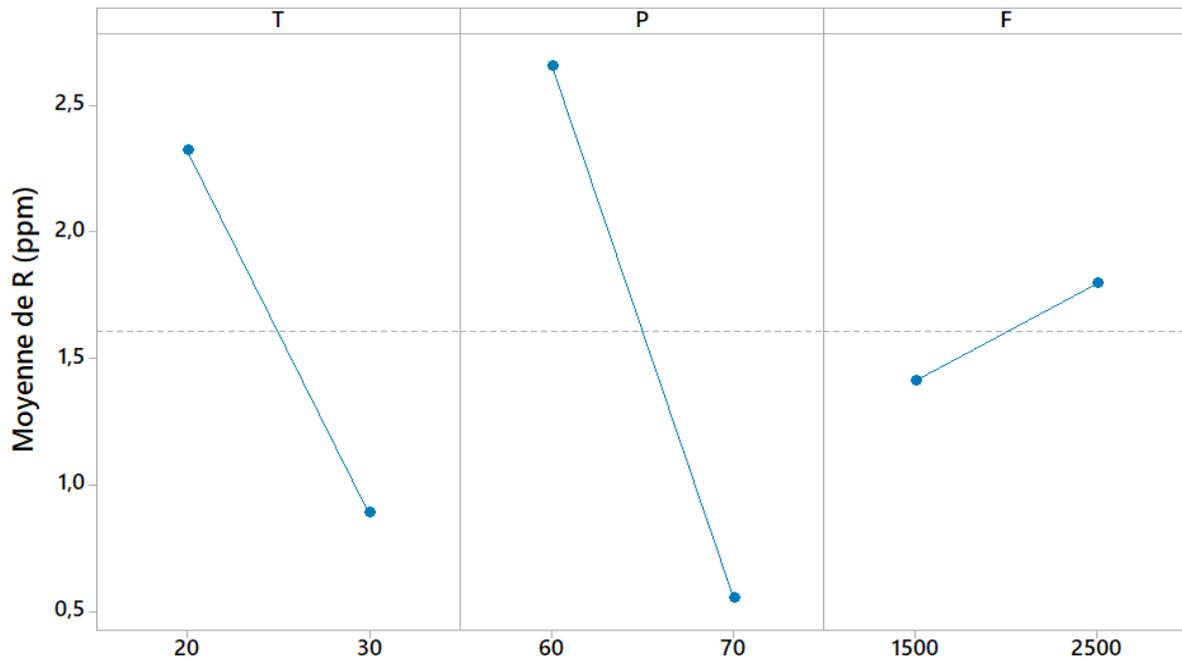


Figure III.5. Les effets principaux des trois facteurs sur le teneur en eau

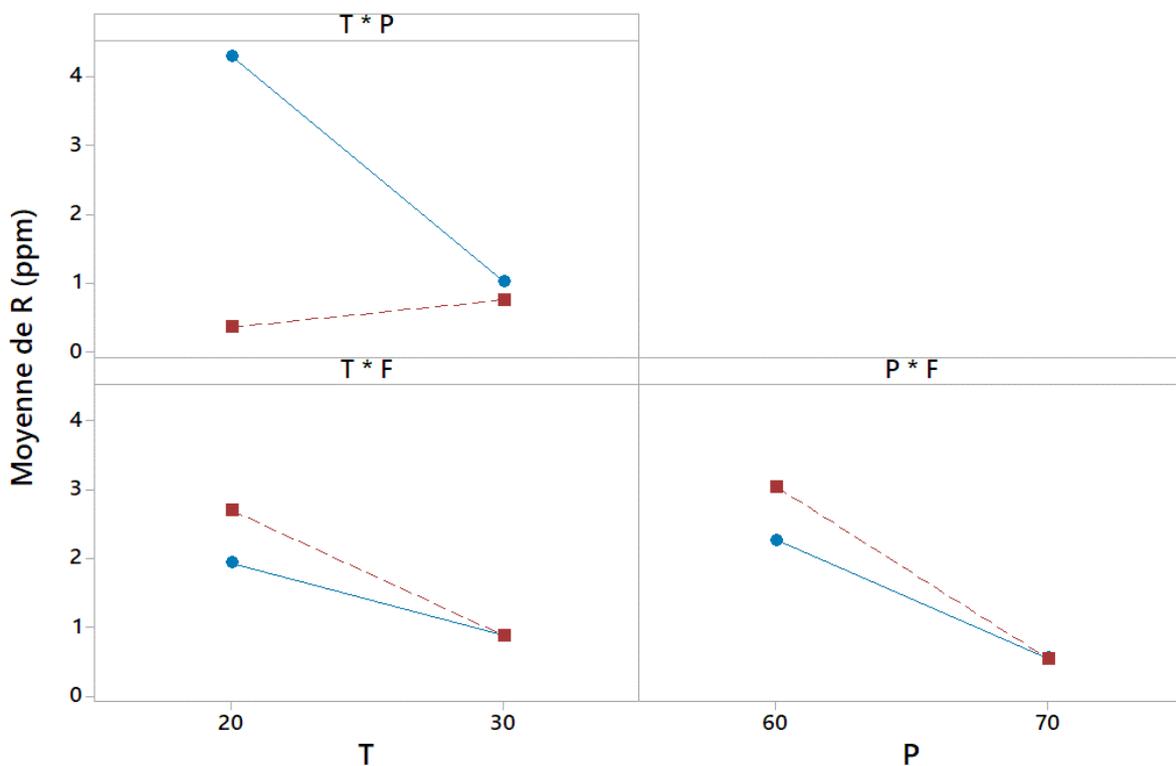


Figure III.6. Les effets des interactions des trois facteurs sur le teneur en eau

Les graphiques de Pareto confirment que la pression, la température et l'interaction entre ces deux facteurs (T et P) sont les effets les plus significatifs.

Le graphique de contour à 2D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température et de la pression est illustré sur la figure III.7.

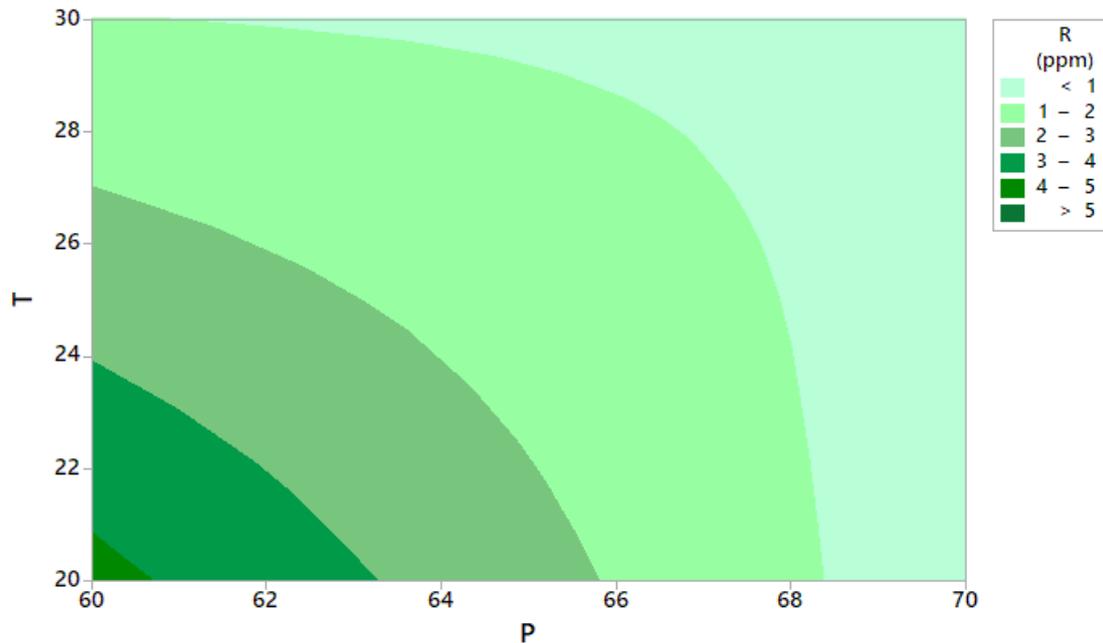


Figure III.7. Graphique de contour à 2D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température et de la pression

L'analyse du graphique de contour montre clairement que pour minimiser R (en ppm), il est crucial de travailler dans des conditions spécifiques de température (T) et de pression (P). Les zones les plus claires du graphique indiquent les valeurs les plus basses de R, inférieures à 1 ppm. Ces zones se situent dans la région où la pression est élevée, entre 68 et 70 unités à différentes températures. En optimisant ces paramètres, il est possible de réduire significativement R et d'améliorer ainsi l'efficacité du processus. Travailler dans ces conditions optimales permet non seulement de minimiser les coûts et les ressources nécessaires, mais aussi de garantir une meilleure qualité du produit final.

Le diagramme de surface en 3D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température et de la pression est illustré sur la figure III.8.

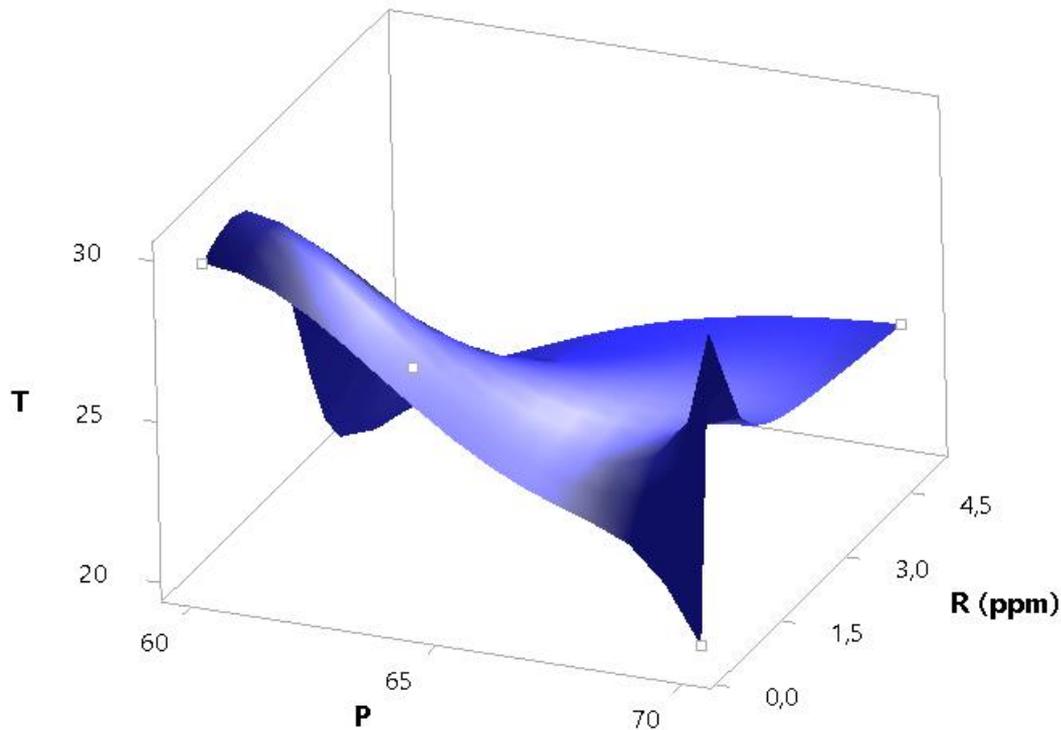


Figure III.8. Diagramme de surface en 3D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température (°C) et de la pression (bar)

Cette surface de réponse montre clairement que la teneur en eau est minimisée à haute pression et basse température.

Les diagrammes de surface en 3D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température et du flux molaire du GN (figure III.9) et en fonction de la pression et du flux molaire du GN (figure III.10) confirment que l'augmentation de flux molaire du GN à l'entrée n'as pas d'influence significative sur le processus de déshydratation.

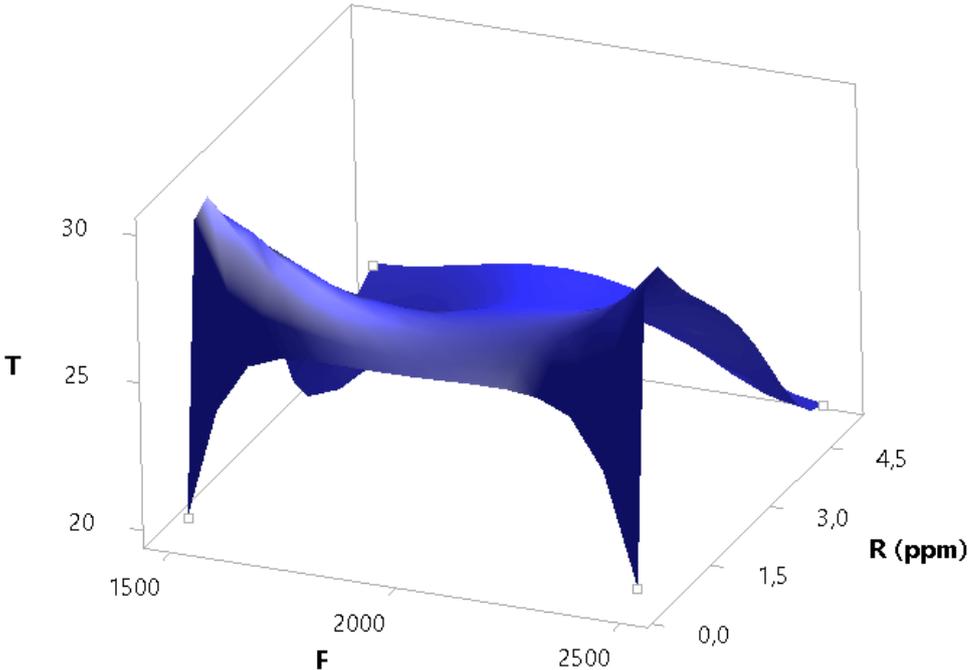


Figure III.9. Diagramme de surface en 3D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la température (°C) et du flux molaire du GN (Kgmol/hr).

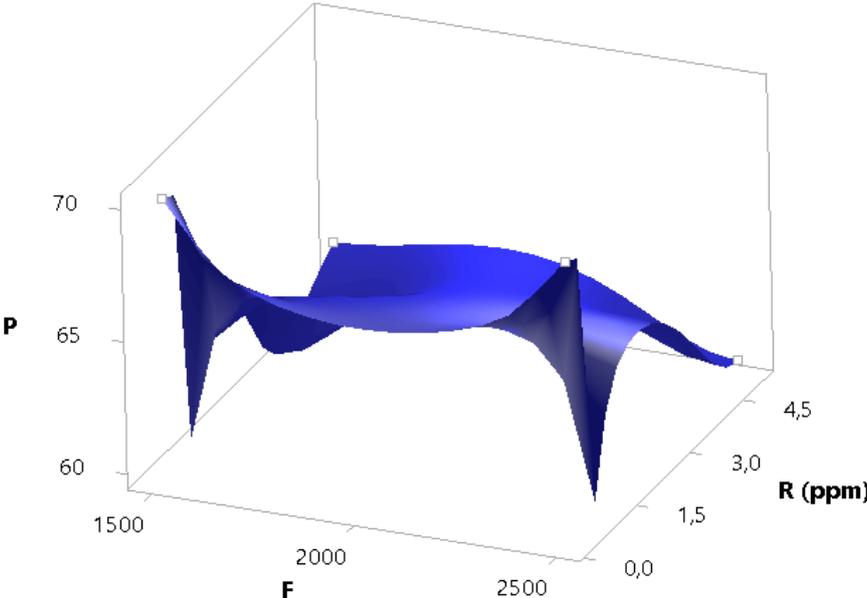


Figure III.10. Diagramme de surface en 3D de la teneur en eau (R en ppm) en fonction de la pression (bar) et du flux molaire du GN (Kgmol/hr).

Tous ces résultats confirment que les conditions optimales pour minimiser la teneur en eau dans notre procédé de déshydratation en utilisant le TEG comme absorbant sont :

- ✚ Température basse (20°C)
- ✚ Pression élevée (70 bar)
- ✚ Flux molaire haut (2500 kg.mol/hr)

Ces conditions correspondent à l'essai n°1 du plan, qui donne effectivement une des plus faibles valeurs de R (0,35 ppm).

Références bibliographiques

- [1] Aspen Technology. Natural Gas Dehydration with TEG Hyprotech Ltd., 2010.
- [2] Hamid M. HYSYS: An introduction to chemical engineering simulation. For chemical engineering undergraduate student, 2007.
- [3] Kamin. Z., Bono, A., Leong, L. Simulation and optimization of the utilization of triethylene glycol in a natural gas dehydration process. *Chemical Product and Process Modelling*, 12(4):1-9, 2017.
- [4] Neagu, M., Cursaru, D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 37:327-340, 2017.
- [5] Selkh M., Etude et Simulation d'une unité de traitement du gaz naturel dans la région d'Adrar, Mémoire de Master en physique énergétique, université panafricaine d'Adrar, 2012.
- [6] Wheeler, D. J., & Chambers, D. S. *Understanding Statistical Process Control* (3rd Edition). SPC Press, 2010.

Conclusion générale

Le travail réalisé au niveau du complexe GL3/Z porte sur la simulation et l'optimisation du procédé de déshydratation du gaz naturel en utilisant le triéthylène glycol (TEG) comme absorbant.

La déshydratation du gaz naturel est une étape essentielle dans le traitement du gaz pour garantir la sécurité, l'efficacité et la qualité du produit final. Le choix de la méthode de déshydratation dépend des caractéristiques spécifiques du gaz naturel à traiter, des conditions opérationnelles et des considérations économiques.

La simulation a été réalisée avec le logiciel Aspen HYSYS, en utilisant le package thermodynamiques Glycol. L'optimisation a été effectuée avec le logiciel Minitab, en utilisant la méthodologie de plan factoriel complet.

La simulation avec Aspen HYSYS a prouvé être un outil puissant pour modéliser le procédé de déshydratation du gaz naturel par absorption de TEG. Le modèle de simulation utilisé a permis de reproduire avec précision les conditions opératoires réelles, facilitant ainsi l'analyse et l'optimisation du procédé. Ainsi, la validation du modèle a été effectuée à l'aide de données expérimentales du complexe.

Les résultats présentés montrent l'efficacité d'un processus de déshydratation du gaz naturel utilisant le triéthylène glycol (TEG). Le plan d'expérience 2^3 révèle que pour minimiser la teneur en eau, il faut opérer à basse température (20°C), haute pression (70 bar) et faible flux molaire (2500 kg.mol/hr). L'équation de régression souligne l'importance de la pression et de la température, ainsi que leur interaction. L'analyse de la composition du gaz aux points G2, G3 et G4 confirme l'efficacité du processus, avec une réduction de la teneur en eau de 452 ppm à 36 ppm (soit 92% de réduction), sans altération significative des autres composants du gaz. Cette déshydratation efficace est cruciale pour le transport et l'utilisation du gaz naturel, permettant d'éviter les problèmes liés à l'humidité comme la formation d'hydrates ou la corrosion des pipelines.

Les plans d'expérience se sont révélés efficaces pour identifier les paramètres clés influençant la performance du procédé de déshydratation. De plus, l'utilisation des plans factoriels a permis de déterminer les conditions opératoires optimales pour maximiser l'absorption de l'eau par le TEG.

Les simulations et les plans d'expérience ont mis en évidence l'importance de paramètres tels que la température et la pression sur l'efficacité de la déshydratation.

Pour minimiser la teneur en eau dans le gaz naturel, il semble préférable d'opérer à haute pression (70 bar). La température et le flux molaire optimaux dépendent probablement de leur interaction avec la pression et entre eux.

Avec un seul absorbeur utilisant le TEG, une température de l'ordre de 20 °C, une pression de 70 bars et un flux molaire de 2500 Kmol/hr, il est possible d'atteindre une teneur en eau de l'ordre de 0.35 ppm.

En identifiant les conditions opératoires optimales, le procédé de déshydratation peut être opéré de manière plus sûre et plus fiable, réduisant ainsi les risques de corrosion et de formation d'hydrates dans les pipelines. Nous pouvons conclure également que la simulation permet d'anticiper et de prévenir les problèmes potentiels avant leur apparition, améliorant ainsi la gestion proactive du procédé.

Perspectives

Les résultats obtenus offrent des perspectives prometteuses pour des améliorations continues dans le domaine du traitement du gaz naturel. Notamment d'explorer l'utilisation de nouveaux absorbants ou de combinaisons de TEG avec d'autres agents pour améliorer encore l'efficacité de la déshydratation.

Recommandations

Les recommandations basées sur les résultats obtenus peuvent conduire à des améliorations mesurables dans la performance de l'installation industrielle étudiée pour améliorer l'efficacité et la rentabilité du procédé.

Il est recommandé aussi d'utiliser régulièrement des plans d'expérience pour revalider et optimiser les conditions opératoires en fonction des variations dans la composition du gaz naturel et des conditions de fonctionnement de l'installation.

Glossaire des termes

- ✚ **Absorbeur** : Colonne où le gaz naturel entre en contact avec un liquide déshydratant (comme le TEG) pour éliminer l'eau.
- ✚ **Colonne de Distillation** : Équipement utilisé pour chauffer et séparer les composants d'un mélange, dans ce cas, pour régénérer le TEG en éliminant l'eau.
- ✚ **Déshydratation** : Processus d'élimination de l'eau du gaz naturel pour éviter la corrosion et la formation d'hydrates.
- ✚ **Échangeur de Chaleur** : Dispositif permettant de transférer la chaleur entre deux fluides pour augmenter l'efficacité énergétique du processus.
- ✚ **Gaz dissous** : Gaz présent en petites quantités dans le TEG, qui doit être séparé pour éviter des perturbations dans le processus de déshydratation.
- ✚ **Gaz naturel** : Mélange de gaz hydrocarbures (principalement du méthane) extrait de gisements souterrains, utilisé comme source d'énergie.
- ✚ **Réchauffeur (Reflux Coil)** : Équipement utilisé pour chauffer le TEG afin de vaporiser l'eau qu'il contient.
- ✚ **Séparateur** : Dispositif utilisé pour séparer les phases liquides, solides et gazeuses d'un mélange.
- ✚ **Séparateur Flash** : Équipement où les gaz dissous dans le TEG sont séparés par dépressurisation.
- ✚ **Tri éthylène Glycol (TEG)** : Liquide déshydratant utilisé pour absorber l'eau du gaz naturel.
- ✚ **Les hydrates** : Composés cristallins formés par l'association de molécules d'eau et de petites molécules de gaz.

Table de conversion des unités

Conversion	Vers	Multiplier Par
Kg / cm ²	KPa	98,0665
Kg /cm ²	Psi	14,22
KPa	Kg /cm ²	0,0102
Psi	Kg / cm ²	0,0703
KPa	Psi	0,1450
Psi	KPa	6,8947
Atm	mm Hg	760
mm Hg	Atm	0,00132
°C	°F	°F=1,8×°C+32
lb / MMSCf	Kg / MMSCm	16
Kg / MMSCm	lb/MMSCf	0,0625
MMSCm	MMSCf	35,7143
MMSCf	MMSCm	0,028
lb	Kg	0,453592
Kg	Lb	2,2046
ppm	g/ m ³	1
ft ³	m ³	0,0283
m ³	ft ³	35,3147
lb /ft ³	Kg / m ³	16,0184

MMSCf : Million Metric Standard Cubic Feet.

MMSCm : Million Metric Standard Cubic Meters.

PSI : Pound per Squar Inch.