

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

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

N° Série: ..... /2023

**Université Kasdi Merbah Ouargla**



**Faculté des Hydrocarbures, Énergies Renouvelables et Sciences de la Terre et de l'univers**

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

**Présenté Par :**

**Lemmouchi Abdelbaseet . korichi houdheifa . Ferdjallah Moayod**

**-THEME-**

**Traitement du gaz et l'étude de la performance de  
déshydratation, Champ Hassi Moumen**

**Soutenue publiquement le : .. /06 /2023**

**Devant le Jury :**

Président.	BOUFADES DJAMILA	MCB Université Kasdi Merbah Ouargla
Examinatrice	KADRI AHMED YACINE	MAA Université Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur	ALI ZERROUKI AHMED	PR Université Kasdi Merbah Ouargla
Co-encadreur	ZAATOUT KAMEL	Dr Université Kasdi Merbah Ouargla

**Année Universitaire 2022/2023**



# REMERCIEMENTS

Avant tout nous remercions Dieu le tout puissant pour nous avoir donné le courage, la volonté et la force pour accomplir ce travail.

Nous remercions nos parents c'est grâce à votre soutien inconditionnel que nous sommes parvenus à l'aboutissement de ce travail, grâce à votre amour et votre attention.

Nous tenons à présenter nos sincères remerciements qui vont du cœur à Son excellence notre professeur : **ALI ZERROUKI AHMED**. Pour sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses lors de l'élaboration de ce projet de fin d'études.

Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements aux membres de jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Nous tenons aussi à remercier nos enseignants de département de production pour la formation que nous avons reçue.

Nous tenons à exprimer notre gratitude à toute l'équipe de **IN SALAH GAS** à Hassi Moumen.

Nos derniers remerciements et qui ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Lemmouchi Abd elbasset, Ferdjallah Moayad eddine,  
Korichi Houdheifa

# ***DEDICACES***

J'ai le grand honneur de dédier ce travail à :

Mes très chères parents, ceux qui attendent ma réussite avec impatience, ceux dont je ne peux jamais leur rendre ce qu'ils ont fait pour moi, ceux qui ont su me conduire dans le bon chemin et la bonne éducation.

Le jour est venu pour leur dire Merci.

Mon cher frère Mohaned, et mes chères sœurs

Toute ma famille, mes oncles Younes et Adnan, mes tantes, mes cousins et mes cousines.

A tous mes amis que j'ai connus dans la vie

A une personne spéciale dans ma vie

A tous les enseignants et toutes les enseignantes que j'ai connus à mon parcours

Aussi mes dédicaces à mes frères Abd Elbasset et Houdheifa qui ont été un soutien indéfectible pour réaliser ce travail.

Moayad



# *DEDICACES*

*Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect la reconnaissance, c'est tout simplement que :*

*Je dédie cette thèse de master à :*

*A Ma tendre Mère NACIRA : Tu représentes pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.*

*A Mon très cher Père ALI : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail et le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation le long de ces années.*

*A mes chers frères : Sami, Houssam*

*A mes chères sœurs : Manel, Soundous*

*Je présente mes salutations respectueuses à mes chers cheikhs : chikh Abdellah Ben Amouma , chikh Ali EL Haffashi*

*A mes très chers amis : Amine, Oussama, mostafa, Khalil, Mehdi, Aussi mes dédicaces à mes frères Abd Elbasset et Moyaed qui ont été un soutien indéfectible pour réaliser ce travail.*

Houdheifa

# *DEDICACES*

*Avec toute ma gratitude, je dédie ce modeste travail À celui qui a irrigué mon cœur de tendresse et d'espoir, À la source inépuisable d'un amour inconditionnel, À celle qui m'a béni de ses prières... ma chère mère.*

*À mon pilier dans la vie, celui qui m'a enseigné, soutenu et guidé vers la gloire... mon cher père.*

*À mes chers frères Taki et Djawed, à mes chères sœurs Sara, Selsabil et Manar, Sans oublier le mari de Sara, Abdelrahim, et ses filles.*

*À tous les membres de la famille qui font partie intégrante de ma vie.*

*Et à mon binôme Moayad et Houdheifa, qui ont été un soutien indéfectible.*

*Ce travail est dédié à vous tous avec tout mon amour et ma reconnaissance.*

*Abdel basset*

## **Résumé :**

La présence d'eau dans le gaz naturel entraîne différents problèmes pour les exploitations, suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans les installations, la vapeur d'eau peut se condenser et provoquer la formation d'hydrates. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau de gaz naturel au moyen des techniques de traitement appropriées.

Notre étude concerne l'unité de déshydratation du gaz par le tri-éthylène glycol avec la régénération de ce solvant. Nous étudions l'influence des paramètres (Q,P,T) sur la performance de déshydratation pour optimiser les conditions opératoires dans différents cas de configurations possibles. L'optimisation de ce procédé est engendrée par l'étude de deux équilibres à deux équipements essentiels : 'gaz-tri-éthylène glycol' au niveau du contacteur et 'eau-tri-éthylène glycol' dans le rebouilleur. L'objectif est d'obtenir un 'gaz sec' avec une minimum perte de tri-éthylène glycol en optimisant les paramètres opératoires via le logiciel HYSYS.

**Mots clés :** Le gaz naturel, Traitement de gaz, Déshydratation, TEG, HYSYS.

### ***Abstract:***

The presence of water in natural gas leads to various problems for operations. Depending on the temperature and pressure conditions prevailing in the facilities, water vapor can condense and cause hydrate formation. To prevent these phenomena, it is necessary to reduce the water content in natural gas using appropriate treatment techniques.

Our study focuses on the gas dehydration unit using triethylene glycol (TEG) with solvent regeneration. We investigate the influence of parameters (Q, P, T) on the dehydration performance to optimize the operating conditions in different possible configurations. The optimization of this process is achieved by studying two essential equilibria: "gas-triethylene glycol" at the contactor and "water-triethylene glycol" in the reboiler. The objective is to obtain a "dry gas" with minimal loss of triethylene glycol by optimizing the operating parameters using HYSYS software.

**Keywords:** Natural gas, Gas treatment, Dehydration, TEG, HYSYS.

## ملخص :

يتسبب وجود الماء في الغاز الطبيعي في مشاكل مختلفة لعمليات الاستغلال، وفقاً لظروف درجة الحرارة والضغط المسيطرة في المرافق، يمكن أن يتكثف بخار الماء ويتسبب في تكوين الهيدرات. لتجنب هذه الظواهر، فمن الضروري خفض محتوى الماء في الغاز الطبيعي باستخدام تقنيات المعالجة المناسبة. تتعلق دراستنا بوحدة تجفيف الغاز بواسطة ثلاثي إيثيلين غليكول مع استعادة هذا المذيب. ندرس تأثير المعلمات حرارة و ضغط وتدفق لتحسين ظروف العمل في حالات مختلفة من التكوينات الممكنة. يتم تحقيق تحسين هذه العملية من خلال دراسة توازنين مهمين: "غاز ثلاثي إيثيلين غليكول" على مستوى الاتصال و "ماء-ثلاثي إيثيلين غليكول" في المكثف. الهدف هو الحصول على "غاز جاف" مع الحد الأدنى من فقدان ثلاثي إيثيلين غليكول من خلال تحسين المعلمات التشغيلية باستخدام برنامج

**الكلمات المفتاحية:** الغاز الطبيعي، معالجة الغاز، تجفيف، ثلاثي إيثيلين غليكول , HYSYS

## Table des matières

Remerciement.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Table des matières .....	IV
Liste des figures.....	V
Liste des tableaux .....	VI
Symboles-Notation-Abréviations .....	VII
Introduction générale .....	1

### Chapitre I : Généralités

I.1. Introduction.....	2
I.2. Présentation de projet IN SALAH GAS .....	2
I.3. Les principaux système du IS CPF.....	4
I.4. Généralités sur le gaz naturel.....	4
I.4.1.Définition du gaz naturel.....	4
I.4.2.Les sources du gaz naturel .....	5
I.4.3.Composition des gaz naturel .....	5
I.4.4.Origine des constituants .....	6
I.4.5.Les différents types de gaz naturel .....	7
I.4.6.Caractéristiques du gaz naturel.....	8

### Chapitre II :Les procédures de traitement de gaz naturel

II.1.Introduction.....	10
II.2.Eléments indésirable dans le gaz.....	10
II.3.Procédés de traitement du gaz.....	10
II.3.1.La déshydratation .....	10
II.3.1.1 Les hydrates et conditions de leur formation.....	10
II.3.1.2 Les différentes méthodes de déshydratation .....	13
II.3.1.3 Régénération de TEG .....	25
II.3.2.Décarbonatation .....	26
II.3.2.1 Décarbonatation du gaz naturel par adsorption.....	26
II.3.2.2 Absorption chimique .....	26
II.3.2.3 Absorption physique.....	26
II.3.2.4 Conversation direct en utilisant des membranes .....	27

## Chapitre III : Systèmes de déshydratation du gaz à IS CPF

III.1.Introduction .....	28
III.2.Détails Du Procédé Et Des Equipements De Pré-Déshydratation .....	28
III.2.1.Récupérateur de bouchon liquide Slug Catcher (H-LD-020001) .....	28
III.2.2.Séparateur d'entrée (H-VA-020001).....	29
III.2.3.Refroisseur de Gaz de Production (H-HC020101/H-HC-020201) .....	29
III.3.Détails du procédé et des équipements de déshydratation .....	30
III.3.1. Contacteur glycol VB-024101/201 .....	30
III.3.2. La régénération du glycol.....	31
III.3.3. Equipement de régénération du glycol.....	32
III.3.4. Injections de produits chimiques .....	34
III.3.5. Description procède de déshydratation .....	35
III.3.6. Récupération de vapeurs (overhead) (H-HC-024105) .....	37
III.4. Conclusion .....	37

## Chapitre IV : Partie simulation

IV.1.Introduction .....	39
IV.2.Présentation de HYSYS.....	39
IV.3.Les étapes de simulation.....	40
IV.3.1. Choix du modèle thermodynamique .....	40
IV.3.2. Composition du gaz .....	40
IV.3.3. Création du PFD (configuration du schéma).....	41
IV.4.Analyse des résultats.....	42
IV.4.1.Cas actuel .....	42
IV.4.2.Cas opérationnel par HYSYS... ..	49
IV.5.Optimisation des paramètres de fonctionnement.....	49
IV.5.1.Dans le contacteur :.....	49
IV.5.2.Dans l'unité de régénération.....	56
IV.5.3.Les pertes des glycol.....	60
IV.5.4.Le cas optimum .....	60
IV.6.Conclusion .....	60
Conclusion générale.....	61
Référence.....	VIII
Annexe	

## Liste des figures

Figure I.1 : Schéma descriptif de la projet IN SALAH GAS. ....	3
Figure II.1 :Polyèdre consommant les cavités des hydrates (dodécaèdre).....	12
Figure II.2 : Structure de la glace (Structure II).....	12
Figure II.3 : Schéma typique d'une unité de déshydratation par absorption. ....	14
Figure II.4: Schéma typique d'une unité de déshydratation par adsorption.....	21
Figure II.5 : Schéma de principe de perméateur. Se réfère au constituant minoritaire. ....	24
Figure II.6 : Séparation par membrane, schéma de principes.....	27
Figure. III.1 : Slug catcher.....	29
Figure III.2 : Contacteur Glycol.....	31
Figure III.3: Système de déshydratation par Glycol .....	32
Figure III.4 : Procède de régénération du glycol .....	36
Figure IV.1: Composition de gaz par HYSYS.....	40
Figure IV.2: Modèle de simulation de la déshydratation par HYSYS.....	41
Figure IV.3: La compressibilité des gaz naturels en fonction de la pression et de la température réduite (Standing and Katz, 1942). ....	44
Figure IV.4 : Contenu en eau des gaz naturels avec corrections pour la salinité et la gravité. (McKetta).....	46
Figure IV.5 : L'effet de la pression du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol.. ....	50
Figure IV.6 :L'effet de la pression du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol. ...	51
Figure IV.7:L'effet de la température du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol. ....	52
Figure IV.8: L'effet de la température du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol.....	53
Figure IV.9 : L'effet de la débit du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol. ....	54
Figure IV.10 : L'effet de débit du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol. ....	55
Figure IV.11 : L'effet de stripping gaz sur les pertes et la pureté de TEG. ....	56
Figure IV.12 : L'effet de stripping gaz sur les pertes et la pureté de TEG .....	57
Figure IV.13: L'effet de la température de rebouilleur sur les pertes et la pureté de TEG .....	58
Figure IV.14 : L'effet de la température de rebouilleur sur les pertes et la pureté de TEG.....	59

## Liste des tableaux

Tableau I.1: Les constituants du gaz naturel. ....	6
Tableau II.1 : Propriétés physico-chimiques des glycols.....	16
Tableau II.2 : Les avantages et les inconvénients des glycols. ....	17
Tableau II.3 : Principales caractéristiques physiques des adsorbants.....	22
Tableau II.4 : Avantages et inconvénient des procédés d'adsorption.....	23
Tableau IV.1 : les condition de service actuel.....	42
Tableau IV.2 : Calcul des fraction molaire. ....	42
Tableau IV.3 :Calcul des pression et température pseudo-critique. ....	43
Tableau IV.4: Bilan matière de contacteur. ....	48
Tableau IV.5: les condition de fonctionnement actuel. ....	49
Tableau IV.6 : résultats de simulation HYSYS dans le contacteur TEG cas actuel.....	49
Tableau IV.7 : résultats de simulation par HYSYS de déshydratation dans le cas optimal. ...	60



ISG : IN SALAH GAS  
BP : British Petroleum  
GBF : Garet el Befinat  
HMN : Hassi Moumene  
GMD : Gour Mahmoud  
HP: Haute pression  
LP: Basse pression  
mD : millidarcy  
 $d$  : densité  
 $\rho$  : masse volumique  
P : pression  
V : volume  
Z : factor de compressibilité  
N : nombre de moles  
R : constante des gaz  
T : température  
 $P_r$ : pression réduit  
 $P_c$ : pression critique  
 $T_r$ : température réduit  
 $T_c$ : température critique  
 $P_{pc}$ : pression pseudo-critique  
 $T_{pc}$  : température pseudo-critique  
 $B_g$  : Le facteur de volume de formation du gaz  
MEG : Mono éthylène Glycol  
DEG : Di éthylène Glycol  
TEG : Tri éthylène Glycol  
PFD : Diagramme de Flux de Processus  
Gal : gallon  
Lb : pound  
Qm : Débit massique  
BTX : Benzene Toluene Xylene

---

# ***Introduction générale***

---

## Introduction générale

---

Le gaz naturel est une ressource énergétique abondante et polyvalente qui joue un rôle essentiel dans notre société moderne .il s'agit d'un combustible fossile composé principalement de méthane, présent naturellement dans les gisements souterrains

Le gaz naturel brut contient souvent des impuretés telles que de l'eau, du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène et d'autres composants indésirables qui doivent être éliminés pour que le gaz puisse être utilisé en toute sécurité et efficacement.

Le traitement des gaz naturels est une étape essentielle dans l'industrie du gaz pour assurer la qualité et la sécurité du gaz produit. L'un des aspects clés du traitement de gaz est la déshydratation qui consiste à éliminer l'humidité présent dans le gaz qui peut entraîner divers problèmes tels que la corrosion des équipements, la formation de hydrate dans les pipelines et les appareil de traitement.

Pour mener à bien notre projet nous avons reparti notre travail en quatre chapitres. Le premier chapitre est consacré à la description générale de la région de IN SALAH «HASSI MOUMEN » et Centre de traitement de gaz « IS CPF » et aussi des généralités sur le gaz naturel.

Au deuxième chapitre nous avons décrit sur les procédés de traitement du gaz utilisé pour améliorer la qualité du gaz naturel extrait .ces procédés visent à éliminer les impuretés et ajuster les caractéristiques du gaz pour répondre aux normes de qualité et aux exigences spécifiques des utilisateurs finaux avec des techniques de purification inclure l'utilisation de solvant chimiques tel que le TEG.

Au troisième chapitre nous avons mentionné les systèmes de la déshydratation et ces équipements dans l'IS CPF avec les détails dans les deux cotés déshydratation et régénération de glycol «TEG ».

Le tri éthylène glycol (TEG) est l'agent chimiques utilise au niveau de l'IS CPF pour la déshydratation de gaz naturel.

Dans le quatrième chapitre, nous avons utilisé le logiciel HYSYS pour effectuer une simulation visant à déterminer les conditions et les paramètres optimaux permettant de réduire au maximum les pertes de glycol et d'améliorer les performances de déshydratation.

Enfin nous avons terminé notre travail avec une conclusion générale et recommandations.

---

# ***Chapitre I : Généralités***

---

### **I.1. Introduction :**

Dans ce chapitre, nous aborderons une vue d'ensemble du projet Ain Salah Gaz, ainsi que les principaux systèmes qui y sont présents à HASSI MOUMEN. Nous parlerons également du gaz naturel, de sa définition, de ses sources et de ses composants essentiels. Ensuite, nous explorerons les différentes sources et types de composants, ainsi que leurs principales caractéristiques.

### **I.2. Présentation de projet IN SALAH GAS :**

Le projet In Salah Gas (ISG) est un grand projet de gaz en Algérie, géré en association entre Sonatrach et BP/Statoil Hydro .Le projet est situé en Sud algérien et comprend le développement de sept champs de gaz en deux phases. La première phase a été achevée en Juillet 2004 et comprenait le développement des trois champs du nord de Krechba, Teguentour (TEG) et REG. Comme la pression du réservoir diminue, une installation de Compression de champ a été ajoutée en amont du Séparateur d'entrée existant à REG, TEG et Krechba. Le Séparateur d'entrée existant et les installations de déshydratation fonctionneront à environ 85 bars lorsque la Compression est installée.

A REG et TEG, les installations existantes seront complétées par l'ajout de Séparation d'entrée et de Refroidissement à air, suivie par deux trains parallèles de Compression entraînée par turbine à gaz, ainsi que les installations connexes. Le Projet Compression fournira une capacité de compression suffisante pour accueillir la production des champs du Sud. Le Projet Compression inclut également le pré-design pour la deuxième étape de Compression, qui sera mise en œuvre avec le Projet des Champs du Sud.

Le projet In Salah Champs du Sud ajoutera les quatre champs satellites du sud de Garet el Befinat (GBF), Hassi Moumene (HMN), In Salah (IS) et Gour Mahmoud (GMD) pour soutenir le plateau de production lorsque la production diminue dans les trois premiers Champs du Nord. Le gaz provenant des champs de IS GMD, HMN et GBF sera déshydraté dans une nouvelle CPF (IS CPF) située près du champ de HMN, puis exporté vers Reg CPF à travers un nouveau pipeline en acier carbone. Le gaz provenant de IS CPF sera acheminé vers Reg, où il se mélangera avec le gaz du champ de Reg, comprimé, déshydraté et exporté dans deux pipelines en parallèle vers ICP. En outre, un troisième train de déshydratation (Train 300) sera installé en parallèle avec les trains de déshydratation existants (Train 100 et Train 200).[1]

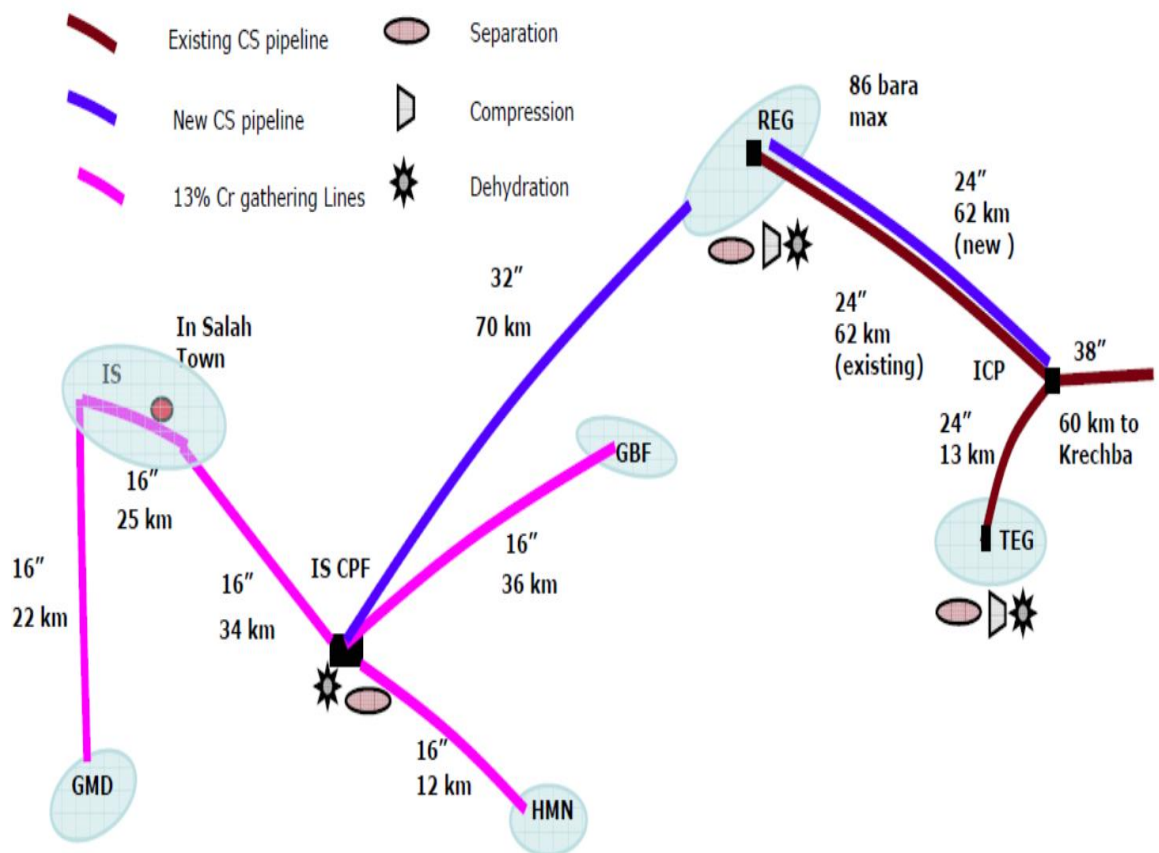
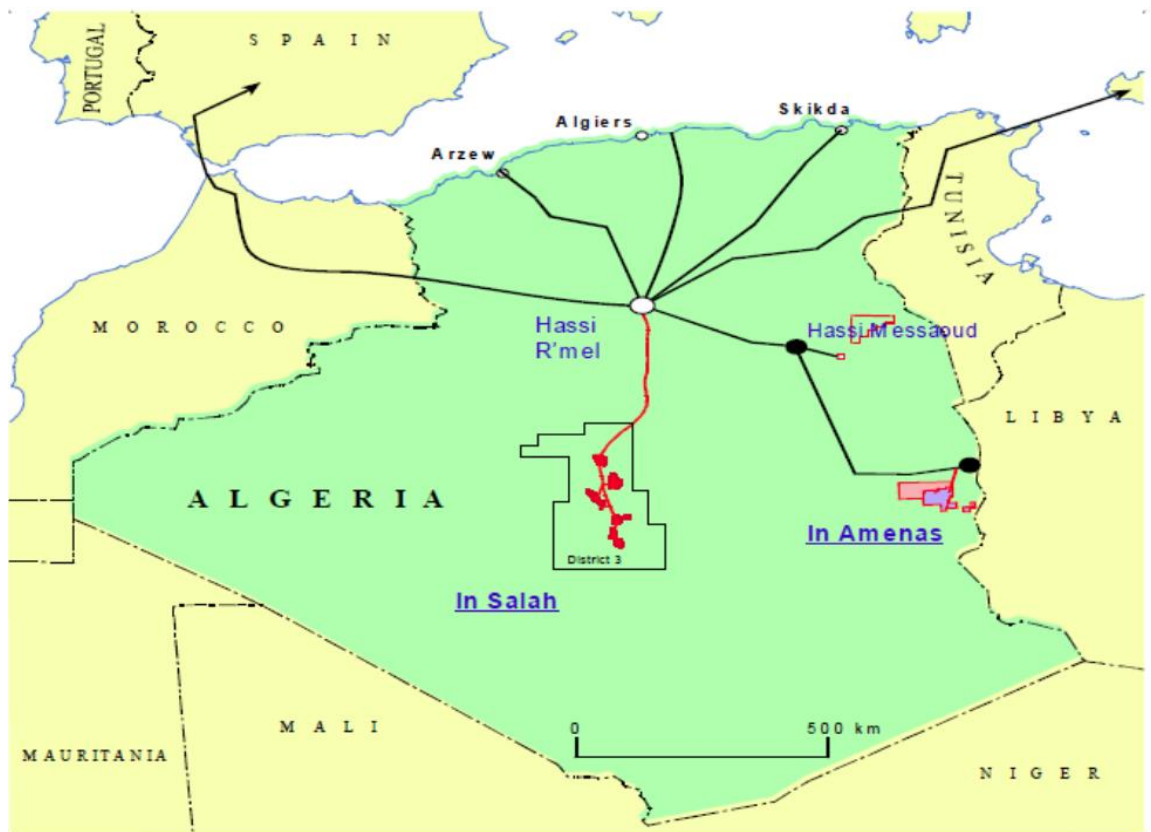


Figure I.1: Schéma descriptif de la projet IN SALAH GAS [1].

### **I.3. Les principaux système du IS CPF[1] :**

Les Installations de Production et de Traitement principales associées aux champs de IS CPF est soutenues par les réseaux d'utilités suivants :

- Système 013 les puits.
- Système 034 Manifold.
- Système 20 Séparation Préliminaire et Refroidissement de Production.
- Système 24 Déshydratation de Gaz.
- Système 38 Elimination d'Eau Produite.

Les systèmes suivants des utilités à IS CPF sont :

- Système-043: Système de Torche HP.
- Système-044: Système de Torche LP.
- Système-054: Système de stockage glycol et de drainage glycol.
- Système-063: Système de air instrument.
- Système-081: Système de génération d`electricité principal.
- Système-082: Système de générateur à turbine à gaz.
- Système-084: Système de générateur d`electricité pour services essentiels.

### **I.4. Généralités sur le gaz naturel :**

#### **I.4.1. Définition du gaz naturel :**

Le gaz naturel est un mélange de gaz combustibles qui se compose principalement de méthane ( $\text{CH}_4$ ) mais peut également contenir des quantités variables d'autres hydrocarbures tels que l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), le propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) et le butane ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), ainsi que des gaz non combustibles tels que l'azote ( $\text{N}_2$ ), le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et l'hélium ( $\text{He}$ ). Il est généralement trouvé en profondeur sous la surface de la Terre, piégé dans des formations géologiques naturelles telles que les gisements de schiste, les formations rocheuses poreuses ou les poches de gaz naturel.

Le gaz naturel est utilisé dans une variété d'applications, notamment pour la production d'électricité, le chauffage résidentiel et industriel, la production de produits chimiques et de plastiques, et comme carburant pour les véhicules de transport. Il est également utilisé dans certains processus industriels, tels que la fabrication de verre et d'acier, ainsi que dans les fours de cuisson commerciaux. En raison de sa combustion relativement propre et de son abondance relative, le gaz naturel est de plus en plus considéré comme une source d'énergie de transition vers des sources d'énergie plus durables à l'avenir [2].

### **I.4.2. Les sources du gaz naturel :**

Les ressources en gaz naturel diffèrent selon les caractéristiques géologiques de leur roche réservoir. En effet, le gaz naturel provient à la fois de formations géologiques "conventionnelles" et "non conventionnelles"

Le gaz conventionnel est généralement du "gaz libre" piégé dans plusieurs zones poreuses au sein de formations rocheuses naturelles telles que les carbonates, les grès et les siltstones. Le gaz naturel conventionnel se trouve généralement dans des réservoirs profonds, soit associé au pétrole brut (gaz associé), soit dans des réservoirs contenant peu ou pas de pétrole brut (gaz non associé).

Le gaz conventionnel est généralement présent dans des réservoirs à porosité moyenne à élever, avec une perméabilité supérieure à 1 (mD). La pression déplace le gaz vers les puits de production (c'est-à-dire l'écoulement naturel). En tant que tel, il peut être extrait à l'aide de techniques traditionnelles qui sont relativement faciles et peu coûteuses

Le gaz non conventionnel est le terme collectif désignant le gaz naturel contenu dans des formations différentes des réservoirs conventionnels. Les ressources en gaz naturel telles que les schistes, les sables de gaz compact, le charbon (également connu sous le nom de méthane du charbon), les aquifères géopressurisés et les hydrates de gaz sont souvent appelées ressources de gaz non conventionnel. Cependant, les trois principaux types de ressources de gaz naturel non conventionnel sont : le gaz de schiste, le gaz compact et le méthane du charbon [3].

### **I.4.3. Composition des gaz naturel :**

Le gaz naturel est principalement constitué de méthane ( $\text{CH}_4$ ), mais il peut également contenir des quantités considérables d'autres hydrocarbures tels que l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), le propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), le butane ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) et le pentane ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ), ainsi que des traces d'hydrocarbures plus lourds tels que l'hexane ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ). En plus de cela, le gaz naturel peut également contenir de l'azote ( $\text{N}_2$ ), du dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), de l'hydrogène sulfuré ( $\text{H}_2\text{S}$ ) et d'autres composés soufrés tels que les mercaptans ( $\text{ReSH}$ ), le sulfure de carbonyl ( $\text{COS}$ ) et le disulfure de carbone ( $\text{CS}_2$ ). Il peut également y avoir de faibles quantités d'argon, d'hydrogène et d'hélium, ainsi que des substances métalliques telles que l'arsenic, le sélénium, le mercure et l'uranium en très faibles quantités.[4].



**Tableau (I.1) :** Les constituents du gaz naturel[4]

Constituent	Formula	% v/v
Methane	CH <sub>4</sub>	>85
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3–8
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1–5
<i>n</i> -Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1–2
<i>iso</i> -Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<0.3
<i>n</i> -Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1–5
<i>iso</i> -Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<0.4
Hexane, heptane, octane <sup>a</sup>	C <sub><i>n</i></sub> H <sub>2<i>n</i>+2</sub>	<2
Carbon dioxide	CO <sub>2</sub>	1–2
Hydrogen sulfide	H <sub>2</sub> S	1–2
Oxygen	O <sub>2</sub>	<0.1
Nitrogen	N <sub>2</sub>	1–5
Helium	He	<0.5

#### **I.4.4. Origine des constituants :**

Le gaz naturel est formé par la dégradation de la matière organique accumulée au cours des millions d'années passées. Deux mécanismes principaux sont responsables de cette dégradation:

##### **I.4.4.1. Le gaz bactérien ou biochimique :**

Le mode ou la manière de formation du gaz bactérien dit aussi biochimique, est dû l'action des bactéries sur les débris organiques (animaux et végétaux) qui s'accumulent dans les sédiments. L'action de ces bactéries conduit généralement la formation du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) qu'on trouve comme un constituant dans le gaz brut. Ce type de gaz où l'on trouve le soufre est dit gaz impropre ou bien gaz sale [5].

##### **I.4.4.2. Le gaz thermique :**

Au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, les sédiments animaux et végétaux portés à des températures et des pressions élevées, subissent une dégradation thermique qui donne à côté des hydrocarbures une légère gamme de composés non hydrocarbonés tels que : N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O...etc. La présence du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) dans ce gaz est rare ou négligeable [5].

### **I.4.5. Les différents types de gaz naturel [5]:**

L'apparition d'une phase liquide associée au gaz dépend des conditions de pression et de température dans le réservoir et en surface, ceci nous conduit à distinguer les types de gaz suivants :

**I.4.5.1. Le gaz sec :** Ce type de gaz contient un grand pourcentage de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), il ne forme aucune phase liquide dans les conditions de production.

**I.4.5.2. Le gaz humide :** Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et/ou condensats) au cours de la production dans les conditions de surface quand il y'aura des chutes de pression et/ou de température, il est moins concentré en hydrocarbures légers.

**I.4.5.3. Le gaz à condensats :** Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et/ou condensats) dans le réservoir et au cours de la production, la phase condensée est plus riche en constituants lourds.

**I.4.5.4. Le gaz associé :** Ce dernier type de gaz se trouve généralement dans les gisements pétroliers il coexiste dans le réservoir avec la phase huile soit sous forme libre (gaz de couverture) ou sous forme dissoute dans la phase huile. Le gaz dissous sera récupéré après la distillation atmosphérique du pétrole brut.

### **I.4.6. Caractéristiques du gaz naturel [2] :**

#### **I.4.6.1. Le pouvoir calorifique:**

C'est la quantité de chaleur en Joules ou en calories dégagée lors de la combustion totale d'un mètre cube, d'un kilogramme ou d'une mole de gaz généralement à  $15^\circ\text{C}$  et sous la pression atmosphérique. L'unité du pouvoir calorifique est donc : ( $\text{J}/\text{m}^3$ ), ( $\text{J}/\text{kg}$ ) ou ( $\text{J}/\text{mol}$ ). En d'autre terme, le pouvoir calorifique représente l'enthalpie de combustion par unité de volume, de masse ou de mole du gaz à la température de  $15^\circ\text{C}$ .

#### **I.4.6.2. La composition chimique :**

Elle représente le pourcentage des éléments et des composés dans le gaz, elle est utilisée pour l'étude de la vaporisation, le calcul du poids moléculaire et pour la détermination de certaines autres propriétés en fonction de la pression et /ou de la température telles que la compressibilité, la densité...etc.

La composition du gaz peut aussi être donnée en fractions massiques des constituants.

#### **I.4.6.3. La densité :**

La densité d'un gaz quelconque est définie comme étant le rapport d'une masse d'un volume du gaz sur la masse du même volume de l'air pris dans les mêmes conditions de

pression et de température. On peut aussi exprimer la densité du gaz comme étant le rapport de la masse volumique du gaz sur celle de l'air dans les mêmes conditions de pression et de température. La densité du gaz est donc :

$$d = \frac{\rho(\text{gaz})}{\rho(\text{air})}$$

### I.4.6.4. le facteur de compressibilité Z :

Le volume d'un gaz réel est généralement inférieur à celui d'un gaz idéal, et par conséquent, on dit qu'un gaz réel est super compressible. Le rapport entre le volume réel et le volume idéal, qui mesure l'écart du gaz par rapport à un comportement parfait, est appelé facteur de super compressibilité, parfois abrégé en facteur de compressibilité. Il est également appelé facteur de déviation du gaz et est symbolisé par Z. Le facteur de déviation du gaz est, par définition, le rapport entre le volume réellement occupé par un gaz à une pression et une température données, et le volume qu'il occuperait s'il se comportait de manière idéale.

L'équation d'état du gaz réel s'écrit alors comme suit:

$$PV = ZnRT \dots\dots\dots(\mathbf{I.1})$$

où P représente la pression, V le volume, T la température absolue, Z la compressibilité, n le nombre de kilo moles du gaz et R la constante des gaz.

Le facteur de déviation du gaz, Z, tend vers 1 à basse pression et haute température, ce qui indique que le gaz se comporte de manière similaire à un gaz idéal dans ces conditions. Aux conditions standard ou atmosphériques, le facteur Z du gaz est toujours approximativement égal à 1.

Selon la théorie des états correspondants, le facteur Z peut être défini de manière unique en fonction de la pression réduite et de la température réduite.

La pression réduite et la température réduite sont définies comme suit:

$$P_r = \frac{P}{P_c} \text{ et } T_r = \frac{T}{T_c} \dots\dots\dots(\mathbf{I.2})$$

où Pr et Tr représentent respectivement la pression réduite et la température réduite, et Pc et Tc sont respectivement la pression critique et la température critique du gaz.

Les valeurs de pression critique et de température critique peuvent être estimées à l'aide des équations suivantes :

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^{Nc} y_i P_{ci} \text{ et } T_{pc} = \sum_{i=1}^{Nc} y_i T_{ci} \dots\dots\dots(\mathbf{I.3})$$

si la composition du gaz et les propriétés critiques des composants individuels sont connues. où  $P_{ci}$  et  $T_{ci}$  représentent respectivement la pression critique et la température critique du composant  $i$ , et  $y_i$  est la fraction molaire du composant  $i$ .

La méthode la plus couramment utilisée pour estimer le facteur  $Z$  est le diagramme fourni par Standing et Katz (1942).

### **I.4.6.5. Le facteur de volume de formation du gaz :**

Le facteur de volume de formation pour un gaz est défini comme le rapport entre le volume d'1 mole de gaz à une pression et une température données et le volume d'1 mole de gaz dans des conditions standard ( $P_s$  et  $T_s$ ). En utilisant la loi des gaz réels et en supposant que le facteur  $Z$  aux conditions standard est égal à 1, l'équation du facteur de volume de formation ( $B_g$ ) peut être écrite comme suit :

$$B_g = \frac{V_R}{V_s} = \frac{ZnRT}{P} \frac{P_s}{nZ_sRT_s} = \frac{P_s Z T}{T_s P} \dots \dots \dots \text{(I.4)}$$

---

***Chapitre II : Les procédures de***  
***traitement de gaz naturel***

---

### **II.1. Introduction :**

Les étapes de traitement du gaz naturel comprennent les procédés industriels qui sont employés pour adapter sa composition aux exigences techniques des modes de transport tels que les gazoducs et les navires, ainsi qu'aux méthodes de séparation physique et chimique. De plus, le gaz naturel doit respecter les normes du marché national et international, comme la teneur en CO<sub>2</sub> ou le point de rosée.

### **II.2. Eléments indésirable dans le gaz : [6]**

Le gaz naturel contient les éléments indésirables suivants :

- Le CO<sub>2</sub> : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le H<sub>2</sub>S : corrosif et toxique.
- Le H<sub>2</sub>O (liquide et hydrate) : corrosif (réaction avec d'autre composant du gaz) et bouche les conduites avec les défauts de fonctionnement des équipements.
- Le mercure : corrosif.
- L'azote : valeur énergétique nulle.
- Les hydrocarbures lourds : leur condensation dans les conduites provoque écoulement bi-phasique.

### **II.3. Procédés de traitement du gaz :**

#### **II.3.1. La déshydratation :**

##### **II.3.1.1. Les hydrates et conditions de leur formation : [7]**

###### **II.3.1.1.1. Définition :**

Les clathrates de gaz, appelés couramment hydrates, sont des solides cristallins non stœchiométriques, qui se forment à partir d'eau et de gaz. Ils se forment sous certaines conditions de pression et de température, dans les conduites de transport d'hydrocarbures qu'ils finissent par s'obturer totalement. Le bouchage des équipements pétroliers entraîne pour les exploitants un surcoût considérable, lié à l'arrêt de la production, à la réparation ou au remplacement d'une pièce cassée, ou à la mise en place d'une procédure de destruction des bouchons d'hydrate. Outre cet aspect économique, les hydrates posent des problèmes de sécurité liés à leur instabilité, et à la quantité de gaz qu'ils renferment dans un volume restreint. C'est pourquoi la connaissance des conditions de la formation des hydrates de gaz est devenue un enjeu majeur de l'industrie pétrolière, et le sujet de recherches abondantes.

#### **II.3.1.1.2. Les conditions de formations des hydrates :**

- ✓ présence d'eau dans le gaz naturel.
- ✓ les Basses températures.
- ✓ les haute Pression.

Les autres paramètres qui favorises le formation d'hydrates, mais qui sont d'ordre moins important sont :

- L'augmentation de la turbulence de l'écoulement, tels que la vitesse d'écoulement élevée, pulsation de pression et toutes type d'agitation.
- La présence des fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation tels que microcristaux d'hydrates et particules solides (poussières, oxydes de corrosion) « jouent un rôle catalytique dans la réaction de formation ».

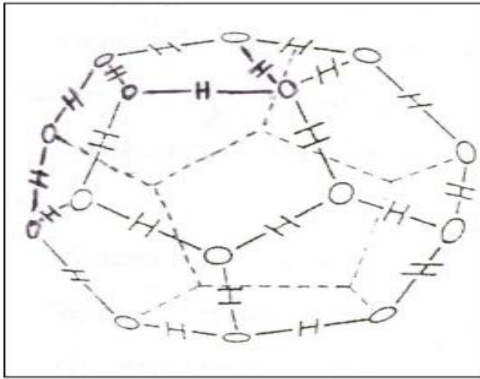
#### **II.3.1.1.3. Structures des hydrates :**

En présence d'un gaz léger, les molécules d'eau peuvent former une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages dans les quelles sont piégées les molécules de gaz. En raison de cette structure en cage les hydrocarbures appartiennent à la catégorie des composés d'inclusion appelés cathares. Le réseau cristallin est du aux liaisons hydrogène entre les molécules d'eau et il est stabilisé par les molécules de gaz qui sont-elles mêmes retenues dans les cages par des forces de Van Der Waals.

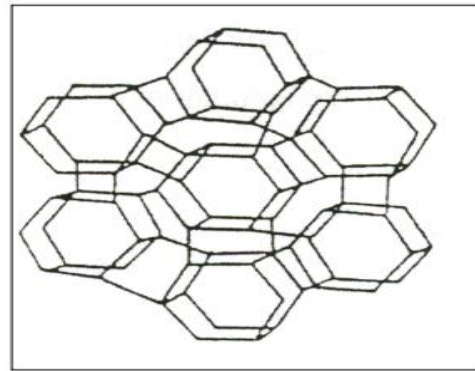
Seules les molécules dont le diamètre est compris dans une certaine fourchette peuvent former ces inclusions en effet, le diamètre de la molécule doit être inférieur au diamètre de la cavité pour que la molécule puisse entrer dans la cavité et en même temps suffisamment grand, pour que le réseau cristallin soit stable.

Deux structures différentes du réseau cristallin appelées structure I et structure II.

Dans ces structures, le motif de base est un pentagone formé par les molécules d'eau reliées par des liaisons hydrogènes. Alors que la face dans sa structure la plus courante (structure II) est formée d'anneaux hexagonaux empilés (Figure II. 1). Ces motifs pentagonaux s'assemblent dans l'espace en formant des dodécaèdres à faces pentagonales, désigné par la notation 512 (Figure II. 2).



**Figure II. 1 :** Polyèdre consommant les cavités des hydrates (dodécaèdre)[7]



**Figure II. 2 :** Structure de la glace (Structure II)[7]

Un chauffage momentané peut être également utilisé pour éliminer un bouchon d'hydrates. Cette opération nécessite de nombreuses précautions.

➤ **Réduction de pression :**

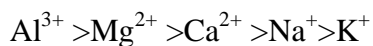
Une faible pression effectuée à fixer représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toutefois une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché.

➤ **Utilisation d'inhibiteurs :**

- **Sels :**

Les électrolytes constituent des inhibiteurs très efficaces. Les sels en solution agissent par attraction des dipôles formés par les molécules d'eau ; les molécules d'eau tendent à s'associer avec les ions en solution, plutôt qu'à former un réseau autour des molécules de gaz en solution. Pour la même raison, la solubilité du gaz dans l'eau diminue.

Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs dépendent des cations suivants :



- **Alcools:**

Les alcools notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs.

L'éthylène glycol parmi les glycols, celui qui se prête le mieux à l'inhibition des hydrates. En raison de sa masse moléculaire plus faible.



L'emploi de diéthylène glycol peut toutefois se justifier lors il s'agit de réduire les pertes de solvant dans le gaz. Il est plus efficace à une concentration massique fixée.

- **Autres inhibiteurs :**

L'ammoniac est l'un des inhibiteurs très efficaces, mais il est corrosif, toxique et forme avec le dioxyde de carbone en présence d'eau, des carbonates qui risquent de constituer un dépôt solide. En outre, sa tension de vapeur est élevée il est difficile à récupérer.

**II.3.1.2. Les différentes méthodes de déshydratation :**

**II.3.1.2.1. Déshydratation par absorption : [8]**

Le séchage c'est l'opération unitaire ayant pour but d'éliminer par évaporation un liquide imprégnant un solide ou un liquide. Le terme déshydratation à un sens plus restrictif, il ne concerne que l'élimination de l'eau dans un solide ou dans un liquide.

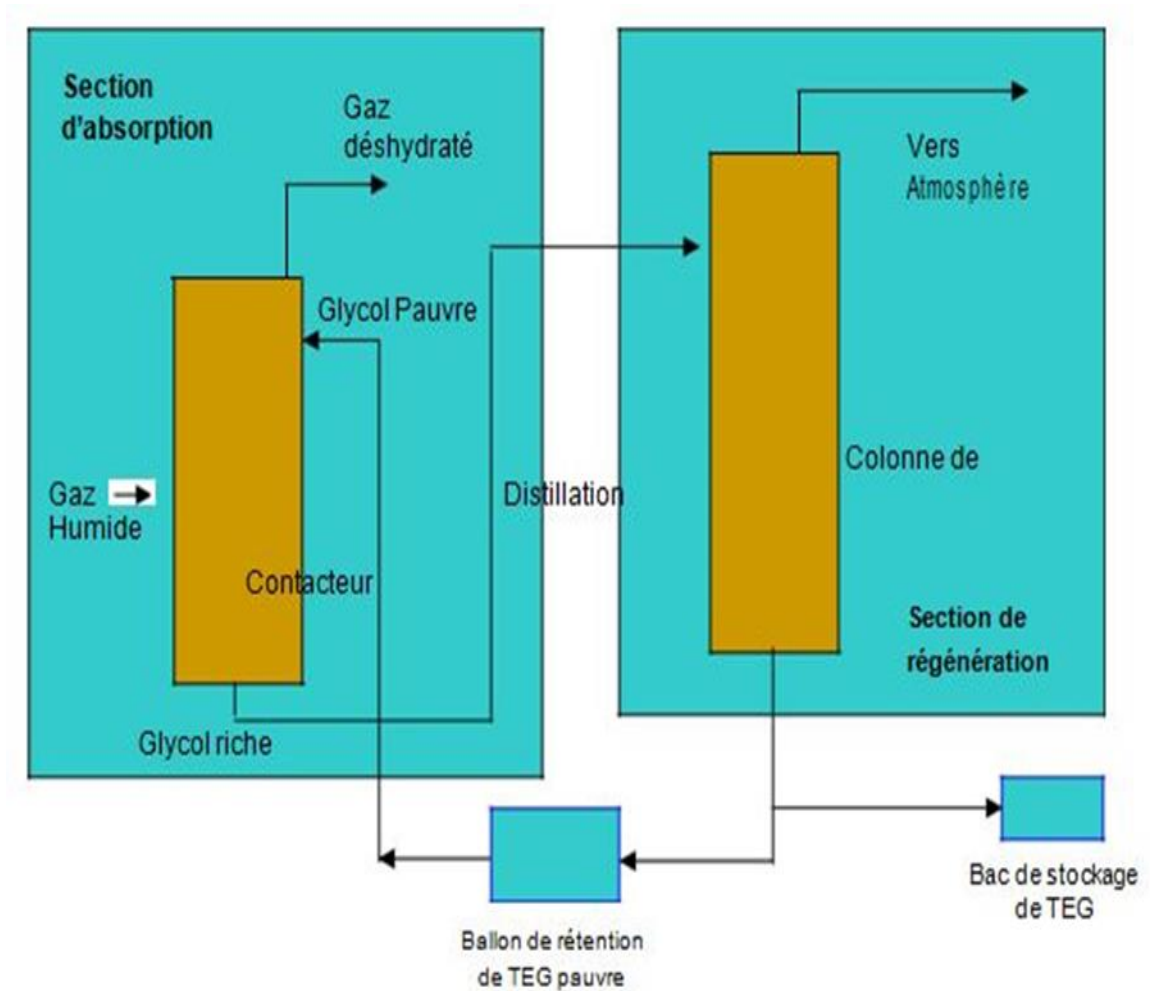
➤ **Principe :**

L'absorption est un procédé dans lequel la vapeur d'eau est extraite du gaz naturel, par le barbotage du gaz en contre-courant à travers un certain liquide qui a une attraction spécifique et une affinité pour l'eau. La vapeur d'eau se trouve sous forme des bulles de gaz et qui va être entraînée par le liquide.

Le principe de base d'un tel procédé est représenté sur la Figure II.3.

Si le solvant qui arrive en tête est pur, il est possible, en jouant sur le taux de solvant et le nombre de plateaux ou la hauteur de garnissage dans la colonne, afin d'obtenir en sortie une teneur en impuretés correspondante à la spécification imposée. Le solvant, sortant de la colonne d'absorption, est envoyé à une colonne de régénération par distillation, qui opère généralement à plus basse pression.

Après régénération, le solvant est recyclé, il passe par un échangeur de chaleur, destiné à le ramener à une température proche du domaine de fonctionnement de la colonne d'absorption.



**Figure II.3** : Schéma typique d'une unité de déshydratation par absorption.[8]

➤ **Les propriétés recherchées pour le solvant sont les suivantes :[9]**

- ✓ Grande affinité pour l'eau.
- ✓ Coût réduit.
- ✓ Caractère non corrosif.
- ✓ Stabilité à l'égard des hydrocarbures.
- ✓ Facilité de régénération et stabilité thermique.
- ✓ Viscosité réduite.
- ✓ Faible tension de vapeur à la température de contact de l'absorbeur.
- ✓ Solubilité dans les hydrocarbures réduite.
- ✓ Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion.

➤ **Le glycol : [10]**

Un diol ou polyol ou polyalcool ou glycol est un composé chimique organique caractérisé par un certain nombre de groupes OH- (groupes hydroxyles). Ils possèdent au moins deux groupements alcool. Lorsque les deux groupes hydroxyle sont portés par le même atome de carbone, on parle de diol géminé.

On parle de diol vicinal lorsque les deux groupes hydroxyle sont en position vicinale, c'est-à-dire attachés à des atomes de carbone adjacents. On compte parmi ceux-ci l'éthane-1,2- diol ou éthylène glycol (HO-(CH<sub>2</sub>)<sub>2</sub>-OH), un composant courant des produits antigels ou le propane-1,2- diol (propylène glycol, HO-CH<sub>2</sub>-CH(OH)-CH<sub>3</sub>).

Le terme est cependant également utilisé pour un certain nombre de polymères que l'on obtient par addition d'oxydes d'alcènes à un sucre par exemple mais aussi du glycérol. Des exemples-type sont l'oxyde de polyéthylène ou polyéthylène glycol Peg, le polypropylène glycol Ppg et le poly tétra méthylène glycol Ptmg.

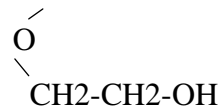
➤ **Différents types de Glycols : [8]**

La forme générale des glycols est : (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>O)<sub>n</sub> HOH.

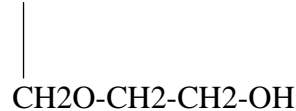
Il existe plusieurs types de glycol :

➤ Le mono éthylène glycol (MEG) : HO-CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-OH.

➤ Le diéthylène glycol (DEG) : CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-O-CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-OH



➤ Le triéthylène glycol (TEG): CH<sub>2</sub>O-CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-OH



➤ Le tétraéthylène glycol (TREG) CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-O-CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-OH



➤ **propriétés physico-chimiques des glycols :**

Le tableau II.1 résume les propriétés physico-chimiques de différents types de glycols qui peuvent être utilisés.

**Tableau II.1** : Propriétés physico-chimiques des glycols.[11]

<b>Glycols</b>	<b>MonoÉthylène</b>	<b>Diéthylène</b>	<b>TriÉthylène</b>
<b>Formule Chimique</b>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O <sub>2</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O <sub>3</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> O <sub>4</sub>
<b>Poids Moléculaire.</b>	62.1	106.1	150.2
<b>Point de bulle</b>	197.3°C	244.8°C	285°C
<b>Densité a 25<sup>0</sup>C</b>	1110 kg/m <sup>3</sup>	1113 kg/m <sup>3</sup>	1119 kg/m <sup>3</sup>
<b>Point de fusion</b>	- 13°C	- 10°C	- 7°C
<b>Point d`éclair</b>	111°C	138°C	165°C

**MEG** – Mono éthylène Glycol est utilisé pour l'injection dans les canalisations de gaz pour empêcher la formation des hydrates. MEG n'atteint pas un point de rosée aussi bas que celui atteint par le DEG et le TEG.

**DEG** – Di éthylène Glycol est utilisé pour l'injection et déshydratation mais il compromet les performances entre les spécialités des glycols.

**Note:** DEG est moins stable que le MEG parce qu'il se pyrolyse en contact avec l'acier au carbone.

**TEG** – Tri éthylène Glycol est couramment utilisé pour la déshydratation en boucle fermée et atteindre des points de rosée assez bas avec un minimum de perte en vapeurs.

**Note :**Le Méthanol utilisé comme inhibiteur d'hydrate dans le gaz alimentant l'unité de déshydratation à glycol, sera absorbé par le glycol.

Les glycols absorbent les composants aromatiques comme le benzène, toluène, benzène-éthylque et le xylène du gaz naturel. Les aromatiques absorbés sont libérés dans le ballon de flash. Tous les glycols ne sont pas dangereux en nature et sont facile à manipuler.

➤ **Les avantages et les inconvénients des glycols :**

Dans la lumière de ces propriété il semble évidemment que le tri éthylène glycol est le plus adéquat pour les procédés de déshydratation du gaz par absorption, de part de sa inertie face aux hydrocarbures, et d'autre par de sa viscosité qui ne change pas mêmes à des degrés de températures élevés de régénération.

**Tableau II.2** : Les avantages et les inconvénients des glycols[11]

<b>Glycol</b>	<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<b>MEG</b>	Travaille à basse température. Un coût moyen.	Présente quelque tendance au moussage, donc il exige l'anti moussage ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter.
<b>DEG</b>	Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. Stable en présence de soufre, oxygène, et de CO <sub>2</sub> . Moins coûteux par rapport aux autres.	Difficilement régénéré à 95%. Une différence du point de rosée entre l'entrée et la sortie de l'absorber minimale par rapport au TEG.
<b>TEG</b>	Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. Stable en présence de soufre, oxygène, et de CO <sub>2</sub> . Solubilité négligeable pour les hydrocarbures. Grande différence du point de rosée à la sortie de l'absorbeur.	Très coûteux. Présente quelques tendances au moussage donc il exige l'anti moussage ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter.

➤ **La dégradation du glycol : [8]**

Des problèmes opératoires et des problèmes de corrosion se produisent habituellement lorsque la solution du glycol en circulation est contaminée. Pour un fonctionnement prolongé sans problème, il est nécessaire d'identifier les problèmes de contamination potentiels et de savoir comment les éviter.

- **Oxydation :**

L'oxygène peut pénétrer dans le système avec le gaz d'entrée, à travers des bacs de stockage couverts et des puisards, à travers les presse-étoupe des pompes ou par la récupération des fuites et des déversements du glycol au niveau de l'anneau de purge de la plaque de base. Les glycols s'oxyderont facilement en présence d'oxygène et formeront des acides organiques corrosifs. Le glycol récupéré, sale ou ancien et qui a été exposé à l'oxygène ne devrait pas être retourné dans le système glycol.

Des inhibiteurs d'oxydation peuvent être utilisés pour éviter la corrosion si la contamination avec de l'oxygène ne peut pas être évitée.

- **Décomposition thermique :**

La chaleur excessive, qui peut se produire dans l'une des conditions suivantes, décomposera le glycol pour former des composés corrosifs.

Si la température du rebouilleur est très élevée, la température du film à l'extérieur des tubes peut être au-dessus de la température de décomposition du glycol. Les températures du rebouilleur devraient être maintenues à la température minimale nécessaire pour accomplir la déshydratation.

Un flux de chaleur élevé, peut être utilisé des fois, pour maintenir le coût du rebouilleur bas, peut causer une surchauffe. Si c'est le cas, une amélioration du fonctionnement peut être obtenue en maintenant la température d'entrée du gaz aussi basse que possible et en utilisant un gaz de stripping additionnel qui permet de réduire la température du rebouilleur;

Une surchauffe localisée est un sérieux problème causé par le dépôt du sel ou de composés goudronneux dans le réchauffeur du rebouilleur ou par une mauvaise direction de flamme qui peut se heurter aux tubes en feu. La nature de la flamme devrait être vérifiée régulièrement et corrigée si nécessaire. Maintenir le gaz d'entrée exempt de liquides et solides entraînés peut réduire les dépôts.

- **Contrôle du PH :**

La vitesse de corrosion du métal augmente rapidement lorsque le pH du glycol diminue. Les acides organiques, résultants de l'oxydation du glycol et des produits de décomposition thermique, ou les gaz acides absorbés dans les lignes de gaz sont les composés corrosifs les plus gênants. Le pH du glycol devrait être vérifié régulièrement et maintenu entre 6.5 et 8.0 en neutralisant les composés acides avec du borax, des éthanols amines, des cendres de soda ou par d'autres produits chimiques alcalins.

- **Contamination salifère :**

Les dépôts du sel accélèrent la corrosion des équipements, réduisent le transfert de chaleur dans les tubes du rebouilleur et affectent la lecture de la densité lorsqu'un densimètre est utilisé pour la détermination de la concentration de l'eau dans le glycol. Les sels indésirables ne sont pas éliminés par une régénération normale et s'accumulent dans le circuit glycol. L'eau salée entraînée, sous forme de bouchon ou de fine brume, devra être évitée par l'utilisation d'un séparateur efficace en amont du contacteur glycol. Toutefois, lorsqu'il ne sera pas possible

d'éliminer toute l'eau salée du gaz, il est nécessaire d'éliminer ce sel du glycol. Diverses méthodes pour l'élimination du sel du glycol sont disponibles telles que la distillation sous vide et l'électrodialyse.

- **Contamination par les hydrocarbures :**

Les hydrocarbures liquides entraînés avec le gaz ou formés par condensation dans le contacteur augmentent le moussage, la dégradation et les pertes du glycol. L'entraînement des hydrocarbures liquides peut être évité par le maintien de niveaux appropriés dans le séparateur d'entrée. La condensation dans le contacteur peut être évitée en gardant la température du glycol d'entrée supérieure de 3 à 6(°C) par rapport à celle du gaz d'entrée. Si des hydrocarbures pénètrent dans le contacteur, ils doivent être éliminés dans le ballon flash glycol ou dans le filtre à charbon actif.

- **Boue :**

Les particules solides et les hydrocarbures goudronneux s'accumulent fréquemment dans la solution glycol. Cette boue se trouve en suspension dans le glycol en circulation et après un certain temps l'accumulation devient importante et forme des dépôts. Ce procédé résulte en une formation de gomme noire, collante et abrasive qui peut éroder les pompes, les vannes et autres équipements. Cette boue se forme souvent lorsque le pH est faible et elle devient dure et cassante lorsqu'elle se dépose sur les plateaux ou sur le garnissage du contacteur, le garnissage de la colonne de régénération ou sur d'autres endroits dans le système de circulation. Une filtration adéquate de la solution peut éviter l'accumulation de la boue.

- **Moussage :**

Il se peut qu'il soit un problème avec les plateaux à calotte de barbotage du fait de l'agitation créée. Le moussage augmente les pertes du glycol et réduit la capacité du système. Le glycol sera entraîné avec le gaz de vente en tête du contacteur si un moussage stable se produit sur les plateaux. Le moussage peut aussi provoquer un mauvais contact entre le gaz et la solution glycol, qui par conséquent conduit à un mauvais point de rosée différentiel.

Une turbulence excessive et des vitesses de contact liquide-vapeurs importantes font souvent de sorte que la solution glycol a tendance à mousser. Cette condition peut être favorisée par les dépôts sur les plateaux ou par un débit de gaz supérieur à celui du design.

La solution la plus satisfaisante pour les problèmes de moussage est l'entretien approprié de la solution du glycol. Les mesures les plus importantes pour arriver à cela est un nettoyage effectif

du gaz avant d'atteindre le système glycol et une filtration appropriée de la solution en circulation. L'utilisation des agents anti-moussage (AF) ne résoudra pas un problème fondamental. L'ajout des AF devrait être observé comme un contrôle temporaire jusqu'à l'identification et l'élimination des activateurs de moussage.

Le succès des agents anti-moussage dépend souvent du moment et de la façon dont ils sont ajoutés. Certains agents anti-moussage, lorsqu'ils sont ajoutés après que le moussage soit formé, agissent comme un bon inhibiteur, mais lorsqu'ils sont ajoutés avant que le moussage se forme, agissent comme un bon stabilisateur de moussage, ce qui aggrave le problème. La plupart des agents anti-moussage sont désactivés en quelques heures sous des conditions de haute température et de haute pression et leurs efficacités se dissipent avec la chaleur de la solution glycol. Les agents anti-moussage devraient être généralement ajoutés en continu, par goutte pour de meilleurs résultats.

#### **II.3.1.2.2. Déshydratation par adsorption : [8]**

La technologie de séparation par adsorption constitue aujourd'hui une des technologies de séparation les plus importantes, en particulier parmi les technologies qui ne sont pas basées sur l'équilibre vapeur-liquide. Elle est largement utilisée pour la séparation et la purification des gaz et des liquides dans des domaines très variés.

##### **➤ Principe :**

L'adsorption est le processus au cours duquel des molécules d'un fluide (gaz ou liquide), appelé un adsorbat, viennent se fixer sur la surface d'un solide, appelé un adsorbant. Par la surface du solide, on sous-entend les surfaces externes et internes engendrées par le réseau de pores et cavités à l'intérieur de l'adsorbant.

Le schéma de principe d'une opération de déshydratation par adsorption en lit fixe est représenté sur la figure II.4. Le procédé fonctionne de manière alternée et périodique, chaque lit passe par des étapes successives d'adsorption et désorption selon le principe général.



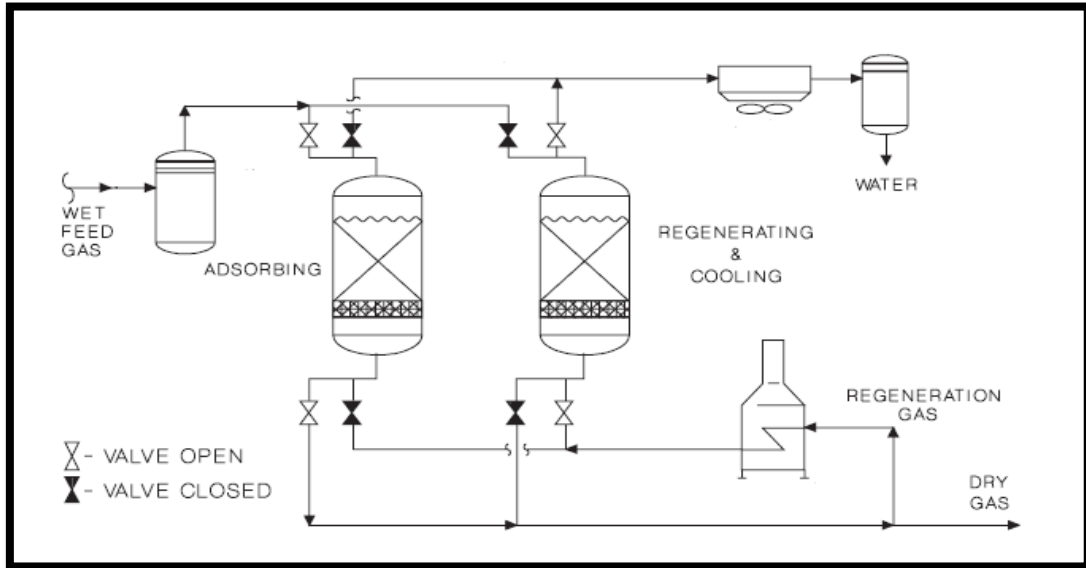


Figure II.4: Schéma typique d'une unité de déshydratation par adsorption

➤ **Propriétés de l'adsorbant : [6]**

Ils existent plusieurs solides qui possèdent les caractéristiques requises pour adsorber la vapeur d'eau présente dans le gaz.

Les propriétés requises pour ces solides sont :

- ✓ Une grande surface d'échange, de l'ordre de 500 à 800 (m<sup>2</sup>/g).
- ✓ Une bonne activité vis-à-vis de la vapeur d'eau.
- ✓ Un bon transfert de masse.
- ✓ Régénération facile et économique.
- ✓ Faible résistance à l'écoulement (perte de charge réduite).
- ✓ Une grande résistance mécanique.
- ✓ Non corrosif, non toxique.

Les unités de déshydratation par adsorption sur solide sont plus coûteuses en termes d'investissement et d'exploitation que les unités de déshydratation au glycol.

Elles sont utilisées dans les cas suivants :

- ✓ Un très faible point de rosée jusqu'à 1 (PPM).
- ✓ Teneur élevée en H<sub>2</sub>S.
- ✓ Un contrôle simultané des points de rosée eau et HC.
- ✓ Température cryogénique.
- ✓ Déshydrater les NGL.

➤ **Différents types d'adsorbants : [8]**

Au sens strict, tous les solides sont des adsorbants. Cependant, seuls les adsorbants ayant une surface spécifique suffisante (surface par unité de masse) peuvent avoir des intérêts pratiques. Les adsorbants industriels ont généralement des surfaces spécifiques. Ces adsorbants sont nécessairement microporeux avec des tailles de pores inférieures à 2 nm ou mésoporeux avec des tailles de pores comprises entre 2 nm et 50 nm. Les adsorbants industriels les plus courants sont les suivants :

Les charbons actifs, les zéolites, les gels de silice et les alumines activées.

Les zéolites se distinguent des trois autres types d'adsorbants par leurs structures cristallines conduisant à des micropores réguliers de taille uniforme (d'où le nom de tamis moléculaires).

Les principales propriétés physiques des différents adsorbants sont données dans le tableau II.3.

**Tableau II.3** : Principales caractéristiques physiques des adsorbants.[8]

Adsorbant	Surface spécifique ( $m^2 \cdot g^{-1}$ )	Taille Des Pores (nm)	Porosité interne	Masse volumique appare
Charbons actifs	400 à 2 000	1,0 à 4,0	0,4 à 0,8	300 à 600
Tamis Moléculaires carbonés	300 à 600	0,3 à 0,8	0,35 à 0,5	500 à 700
Zéolites	500 à 800	0,3 à 0,8	0,3 à 0,4	600 à 750
Gels de silice	600 à 800	2,0 à 5,0	0,4 à 0,5	700 à 800
Alumines actives	200 à 400	1,0 à 6,0	0,3 à 0,6	800 à 950
Adsorbants à base de polymère	100 à 700	4,0 à 20	0,4 à 0,6	400 à 700

➤ **Caractéristiques du procédé : [9]**

L'adsorption est un processus exothermique qui se produit donc avec un dégagement de chaleur, ce qui peut conduire à un échauffement du solide et à une réduction des quantités adsorbées. Les variations de température sont souvent importantes dans les procédés industriels d'adsorption et peuvent constituer un des principaux facteurs de la dégradation de performances.

L'exothermicité d'un système d'adsorption est caractérisée par les chaleurs d'adsorption qui peuvent être mesurées par des techniques calorimétriques ou estimées à partir des isothermes d'adsorption à différentes températures.

Les caractéristiques principales de l'adsorption en lit fixe sont les suivantes :

- ✓ La concentration en H<sub>2</sub>O dans le gaz doit être faible.
- ✓ Il est recommandé pour les grands débits de charge.
- ✓ Le pourcentage résiduel d'eau est très faible.
- ✓ Il nécessite un fonctionnement discontinu.
- ✓ La teneur en hydrocarbures lourds dans la charge doit être limitée.
- ✓ La présence de COS et CS<sub>2</sub> est nuisible.
- ✓ L'adsorbant est un produit cher qui doit être remplacé tous les trois ans.

➤ **Avantages et inconvénients : [12]**

Le tableau II.4 rassemble les principaux avantages et inconvénients des procédés d'adsorption.

**Tableau II.4 : Avantages et inconvénient des procédés d'adsorption.[12]**

<b>Avantages</b>	<b>inconvénients</b>
-Point de rosée très bas (sous 70 bar) : zéolithes -90°C alumine : -73°C Silice : -60°C  -Insensible aux changements de température, pression et débit.  - Simplicité de la mise en œuvre et du design.  -Pas de problème de moussage.	- Investissements importants.  - Pertes de charge élevées.  - Sensibles à l'empoisonnement.  - Demandent une importante quantité de chaleur pour la régénération.

**II.3.1.2.3. Déshydratation par membranes (perméation gazeuse) : [13]**

Les techniques de séparation par membrane constituent des opérations unitaires de séparation dont le développement est relativement récent et qui sont susceptibles de compléter ou de remplacer dans certains cas les autres techniques (distillation, absorption, adsorption).

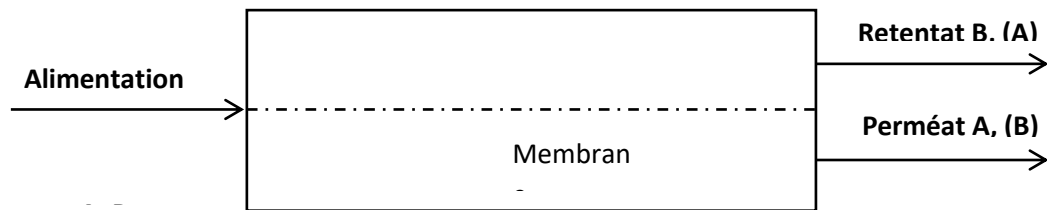
Ces techniques sont généralement faciles à mettre en œuvre, les investissements qu'elles nécessitent surtout liés au coût des membranes et des modules, constituent le principal facteur limitant leurs applications pratiques.

➤ **Principe :**

Le principe d'une séparation par membrane est représenté sur la figure II.5

On considère un mélange binaire A, B et une membrane supposée sélectivement perméable au constituant A. Le mélange à séparer circule en amont de la membrane et s'épuise progressivement en son constituant A, au fur et à mesure que celui-ci pénètre sélectivement à travers la membrane.

On récupère donc en sortie du compartiment amont de perméateur enrichi en constituant B. On collecte dans le compartiment aval du perméateur les espèces ayant traversés la membrane. Le perméateur recueilli en sortie de ce compartiment aval est enrichi en constituant A. Sauf dans les très rares cas où la membrane est infiniment sélective pour le constituants A, ce perméateur contiendra toujours une fraction mineur du constituant B ayant traversé la membrane.



**Figure II.5 :** Schéma de principe de perméateur. Se réfère au constituant minoritaire.[12]

**II.3.1.2.4. Fractionnement par refroidissement et condensation : [14]**

Elle est utilisée principalement pour éliminer l'eau et les hydrocarbures liquides, elle consiste à refroidir le gaz par détente (turbo-expander, vanne joul-thomson) et aéro-réfrigérant puis la séparation dans une colonne. Dans cette procédés en utilise les inhibiteurs d'hydrate (glycol ou méthanol). Ce procédé est de large utilisation pour liquéfaction de gaz naturel.

**II.3.1.2.5. Comparaison des méthodes : [15][16]**

Les deux méthodes les plus efficaces de la déshydratation sont l'absorption et l'adsorption. L'absorption avec le Glycol est la méthode préférée de déshydratation car il est plus économique que l'adsorption. Ceci est dû aux différences entre l'absorption et l'adsorption suivantes :

- L'adsorbant est plus cher que le glycol.
- Elle nécessite plus d'énergie pour régénérer l'adsorbant que le glycol.
- Le remplacement de glycol est beaucoup moins cher que le remplacement d'un lit d'adsorption.
- Le glycol peut être modifié en continu, tandis que la modification d'un lit d'adsorption nécessite un arrêt.

### **II.3.1.3. Régénération de TEG :**

La méthode la plus utilisée dans la déshydratation du gaz, pour réduire le point de rosé du gaz, est bien l'absorption par tri-éthylène glycol (TEG), qui permet de réduire ce point à 0 C° à 70 bar. Le procédé de régénération du glycol est la deuxième partie essentielle dans l'unité de déshydratation, le TEG riche en eau est distillé à la pression atmosphérique pour obtenir de TEG pauvre en 98.8 % en poids, pour cela on utilise un rebouilleur avec une limitation de chauffage (inférieur à 204 C°) température critique pour la dégradation du glycol. L'objectif est de régénérer le glycol avec une grande performance, il est nécessaire d'étudier l'équilibre Eau-TEG. Pour voir les paramètres influencent le système de régénération.

#### **II.3.1.3.1. Avantage du tri-éthylène glycol "TEG" : [8]**

Le tri-éthylène glycol est couramment utilisé comme un produit rentable pour la déshydratation en boucle fermée et atteint des points de rosée assez bas avec un minimum de perte en vapeurs.

- Le tri-éthylène glycol "TEG" possède une affinité assez élevée pour l'eau
- Comparé aux autres glycols éthylène glycol et di-éthylène glycol, le TEG est plus stable à la pression et la température d'exploitation de la colonne de régénération,
- Le point d'ébullition du TEG (285 C°) est assez élevé pour éliminer toute l'eau absorbée et sa dégradation thermique se produit à 207 C° à la température atmosphérique qui est comparativement plus élevée que d'autre glycol,
- Étant donné que le débit de circulation unitaire de TEG est inférieur à celui des autres glycols cela réduira la chauffe requise pour le système et la puissance nécessaire pour le pompage.

#### **II.3.1.3.2. Problème de régénération glycol : [17]**

Les problèmes de régénération sont multiples : La présence de certains sels, Les dépôts solides, les composés sulfurés, les composés organiques (HC) provoquent la corrosion et la formation de la mousse.

Le glycol réagit avec les composés sulfurés produit un composé visqueux très corrosif, le PH devient faible (acide) et pour remédier la situation (le PH maintenir supérieur à 6) l'injection d'inhibiteur est primordiale mais la bonne filtration reste la meilleure façon pour éviter les problèmes. Certains produits d'inhibition forment une couche limite sur la conduite pour éviter la corrosion (Nacap, certaines Amines), en effet la corrosion ne peut pas éliminer en totalité mais elle est réduite à des niveaux tolérables.

Le glycol absorbe des quantités limitées des BTX, elle est favorisée par la haute pression et basse température et augmentation de la concentration du TEG et débit (taux) de circulation.

### **II.3.2. Décarbonation :**

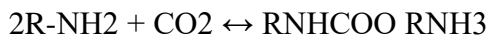
La décarbonation est définie comme procédé d'élimination des gaz acide (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S).elle peuvent être effectuée par différentes méthodes :

#### **II.3.2.1. Décarbonation du gaz naturel par adsorption :**

Procédé d'adsorption consiste à capter les gaz acides par un adsorbant solide. Les procédés d'élimination se font soit par réaction chimique ou par liaison ionique du solide des particules avec le gaz acide. Utilisent couramment des procédés d'adsorption, l'oxyde de fer, l'oxyde de zinc et le procédé tamis moléculaire (zéolite). L'adsorbant est généralement caractérisé par une structure microporeuse qui retient sélectivement les composants à séparer, une fois le lit de la colonne d'adsorption est saturé par le gaz acide. [18]

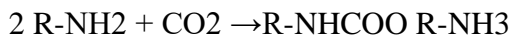
#### **II.3.2.2. Absorption chimique [18] :**

En utilisant des solvants à base d'amine (Amines, carbonate de potassium). Selon la réaction réversible ci-après avec une solution aqueuse de mono-éthanol-amine (M.E.A de 15% en masse), aux conditions de température et de pression de la colonne d'absorption, c'est la réaction (1) qui est favorisée et aux conditions de la colonne de régénération c'est la réaction (2).



La réaction est exothermique, elle est effectuée à basse température permettant de maintenir un transfert de masse raisonnable et une bonne vitesse de réaction. Elle a lieu selon le processus suivant :

Formation sels de Carbonate : (réaction rapide)



Formation de Bio carbonate : (réaction lente)



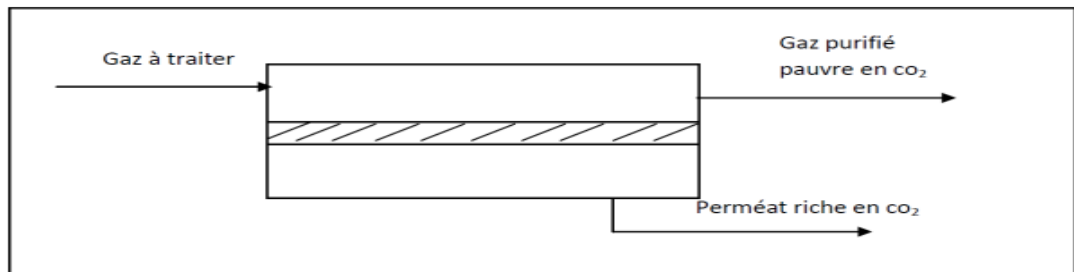
#### **II.3.2.3. Absorption physique :**

Les solvants physiques sont caractérisés par leurs chaleurs de dissolution réduites, ils sont capables d'absorber les gaz acides en proportion à leurs pressions partielles, la capacité d'absorption du solvant physique augmente au fur et à mesure de l'augmentation de la pression partielle du gaz acide. Leur régénération est réalisée par détente à basse pression, mais certaines applications emploient la chaleur pour obtenir une meilleure régénération. En utilisant

(SELEXOL, méthanol) pour éliminer CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S en concentration élevé. Le lit solide est intéressante pour H<sub>2</sub>S lorsque les concentrations sont mois de 2000 à 3000 PPM. Exemple d'absorbant physique : Oxyde de zinc, éponge de fer, tamis moléculaire. [18]

#### II.3.2.4. Conversation direct en utilisant des membranes :

La séparation par membrane est déjà appliquée industriellement pour réaliser la décarbonatation du gaz naturel. Ces unités ne sont utilisées que pour de petites capacités. La mise en œuvre de la séparation par membrane permet de réaliser simultanément la décarbonatation et la déshydratation du gaz naturel. Le schéma de principe d'une opération de séparation par membrane est représenté sur la Figure II.6. Pour que la séparation soit efficace, la membrane doit être très perméable vis –à-vis de dioxyde de carbone, qui passe à travers la membrane sous l'effet de la pression et très peu perméable vis-à-vis du méthane[6]



**Figure II.6 :** Schéma de séparation par membrane [6]

---

**Chapitre III: Systèmes de**  
**déshydratation du gaz à IS**

**CPF**

---



### **III.1. Introduction :**

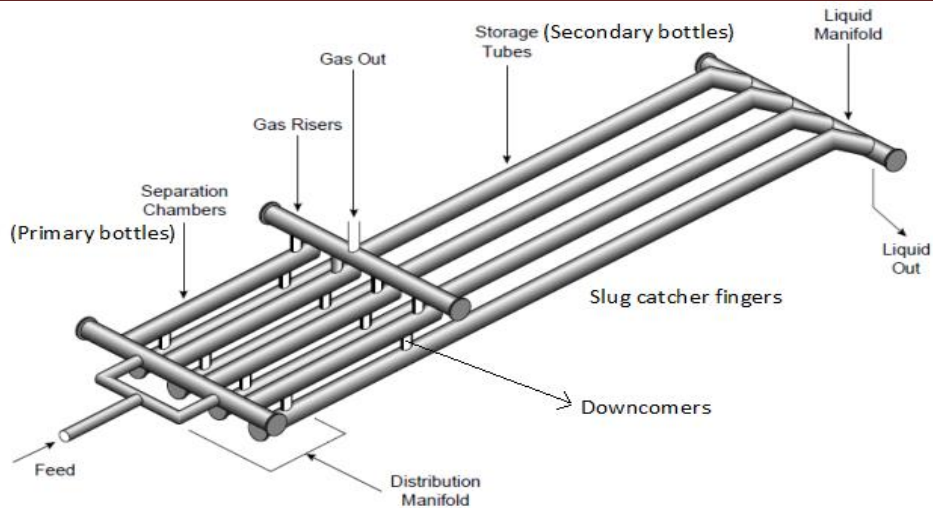
La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivants les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation. La vapeur d'eau peut se condensée et provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou favoriser la corrosion, si le gaz contient des composants acides. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz au moyen de la technique de traitement approprié.

### **III.2. Détails Du Procédé Et Des Equipements De Pré-Déshydratation :**

#### **III.2.1. Récupérateur de bouchon liquide Slug Catcher (H-LD-020001) :**

Le gaz des champs GMD, IS, GBF et HMN est transporté à travers le conduit de production au Récupérateur de bouchon liquide (Slug Catcher) (H-LD-020001) (type doigts) qui dispose de 8 ramifications (42") conçus avec section primaire de séparation et section de séparation d'eau, pour un volume de bouchon de 250m<sup>3</sup> et un débit de vidange maximum de 90 m<sup>3</sup> /h. L'eau collectée est conduite sous le contrôle de niveau vers le dégazeur d'eau produite, et le gaz est conduit vers le Séparateur d'entrée. Le niveau du Récupérateur de bouchon liquide est maintenu par le contrôleur en cascade de niveau (contrôleur maître H020-LIC-007) et de débit (contrôleur esclave H020-FIC-003). Une vanne de contrôle de pression H020-PV-010 est fournie au Récupérateur de bouchon liquide pour contrôler la pression d'exploitation sûre dans le Récupérateur de bouchon liquide pendant les opérations d'accélération.

Il y a deux vannes de régulation de débit H020-FV003A&B pour travailler en plage fractionnée. En cas de faible production d'eau dans les puits, la vanne de régulation H020-FV-003B seule sera en fonctionnement. Cependant, dans le cas d'une ouverture totale de la vanne de régulation H020-FV-003B et ensuite l'augmentation du niveau du Récupérateur de bouchon liquide, la vanne de régulation de débit H020-FV-003A commence à s'ouvrir pour maintenir le niveau.[19]



**Fig. III.1 :** slug catcher.[19]

### **III.2.2. Séparateur d'entrée (H-VA-020001) :**

Du Récupérateur de bouchon liquide (H-LD-020001) est conduit vers un unique Séparateur d'entrée vertical biphasé 100% de service (H-VA-020001) qui est dimensionné pour assurer la séparation adéquate gaz/eau ayant une pression de service d'environ 40-80 bars et une température d'approximativement 65°C et traiter l'arrivée intermittente de 60 m<sup>3</sup>/h de débit d'eau, bien qu'une eau minimum soit attendue pour être transportée depuis le Récupérateur de bouchon liquide. Le contrôleur de niveau H020-LIC-001 du Séparateur d'entrée fonctionne sur le contrôle de vide et la vanne H020-LV-001 est capable de traiter le débit de liquide de 0.6 to 60 m<sup>3</sup> /h. Le niveau du Séparateur d'entrée est contrôlé en modulant le débit d'eau produite au dégazeur d'eau produite avant son évacuation vers un puits. Gaz de Procédé vers refroidisseurs de Gaz de Production.

- H020-SDV-113 en amont du refroidisseur de gaz de production Train-100.
- H020-SDV-213 en amont du refroidisseur de gaz de production Train-200.[19]

### **III.2.3. Refroidisseur de Gaz de Production (H-HC020101/H-HC-020201) :**

Le gaz HC de Séparateur d'Entrée IS CPF est divisé en deux tranches égales, s'écoulant vers les trains parallèles de Refroidisseurs de Gaz de Production et Contacteurs de Glycol pour la déshydratation du gaz. Deux Refroidisseurs de Gaz de Production (H-HC020101/201 A-D), un pour chaque train sont prévus pour refroidir la température du gaz à partir de 65 ° C à 55 ° C. La température de sortie du Refroidisseur de Gaz de Production est contrôlée et minimisée à tout moment en faisant varier la vitesse d'entraînement de ventilateur (H-KE-020101/H-KE020201) A / C, régler volets et en faisant mettre en marche et arrêter les ventilateurs (H KE-020101/HKE-020201) B/D.[19]

### **III.3. Détails du procédé et des équipements de déshydratation :**

#### **III.3.1. Contacteur glycol VB-024101/201 :**

Pour l'installation de gaz de Hassi Moumen, Le Contacteur Glycol VB-024101/201 est une colonne verticale d'un diamètre intérieur de 2,1 m (1,6 m) et une hauteur totale de 11 m. Il est aussi appelé un ballon absorbeur. La pression de fonctionnement de la colonne est de 82.5 barg durant la 1<sup>ère</sup> année d'exploitation et de 66.1 barg durant la 6<sup>ème</sup> année. La température maximum du gaz d'alimentation est de 55°C qui est admis par-dessous du ballon de séparation à travers un dispositif d'admission de gaz.

Le ballon est équipé par des buses pour l'introduction de gaz, d'une canalisation de déshumidification, d'un plateau de cheminé et un distributeur de liquide. Afin d'avoir un contact adéquat entre le gaz humide et le Glycol pauvre, la colonne est équipée d'un lit de garnissage structuré d'une épaisseur de 4.74 mètre. Le garnissage est installé à l'intérieur de la colonne d'une manière à créer un écoulement turbulent et sous forme de serpentins pour le glycol pauvre qui s'écoule vers le bas et le gaz humide qui s'écoule en contrecourant vers le haut de la colonne.

Le contacteur est aussi muni d'une canalisation de déshumidification à la section inférieure, juste au-dessous du plateau de cheminée qui sert à séparer autres liquides entraînés par le gaz d'alimentation.

La section inférieure de la colonne abrite un distributeur de gaz d'admission à ailettes et un demister à double mat à mailles métalliques. Un plateau de cheminée est installé, et il existe une section d'absorption garnie, où une garniture structurée de 4,6 m favorise le contact entre le gaz et le liquide.

Le glycol est introduit par le sommet de la colonne, à travers un distributeur à pulvérisation qui répartit le glycol de façon égale sur la garniture structurée. Un deuxième distributeur à double mat situé au niveau de la sortie du gaz réduit au minimum le vapour entrainement de liquide avec le gaz s'écoulant vers le bas et entrant à contre-courant avec le gaz humide qui remonte vers le haut de la colonne.[20]

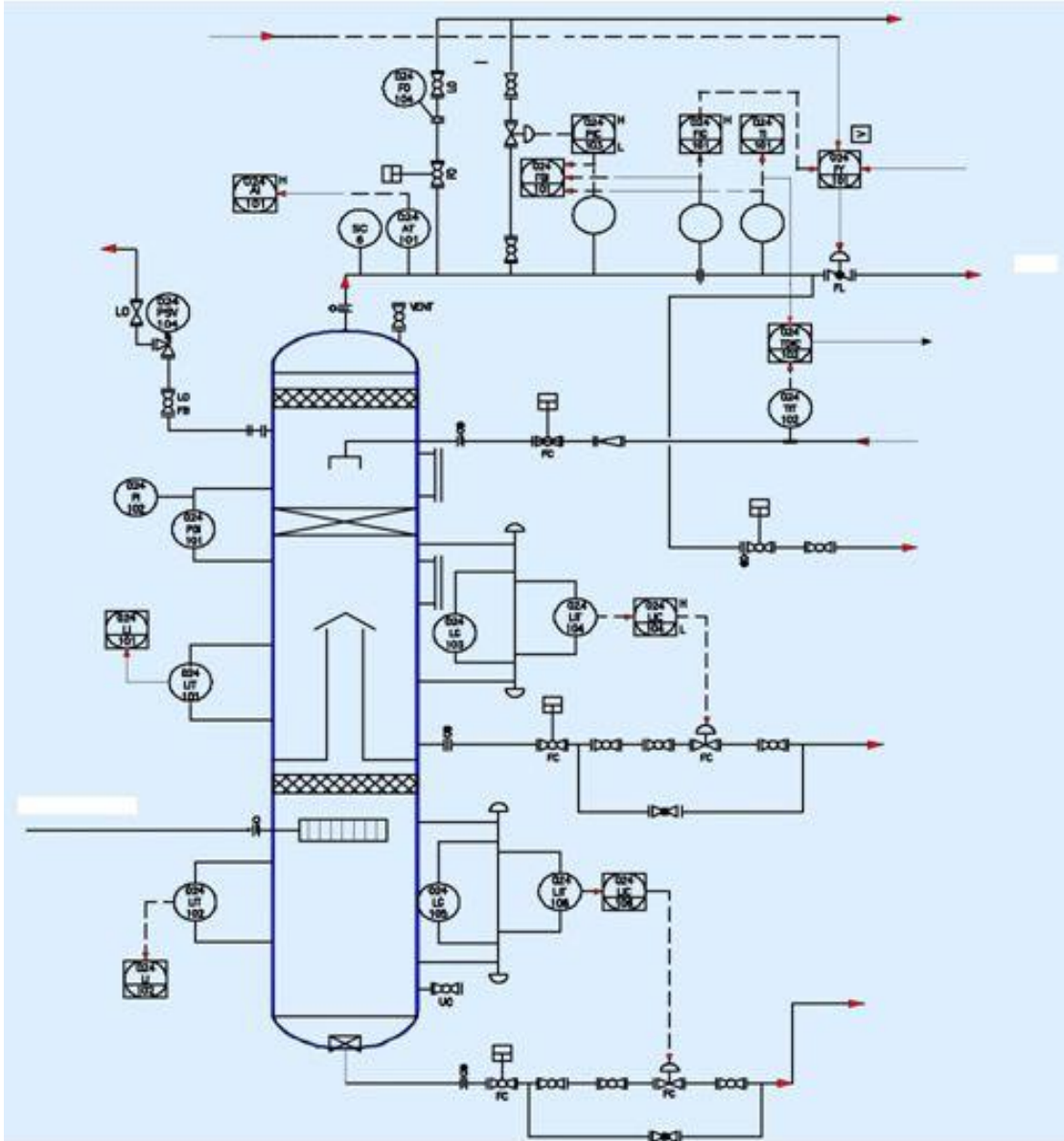


Figure III.2 : Contacteur Glycol[20]

### III.3.2. La régénération du glycol :

Le Glycol riche qui provenant du contacteur glycol doit être régénérer pour réutiliser dans la déshydratation du gaz. Cette opération passe par des équipements dans l'unité de régénération récupérer glycol à son état initial. Pour obtenir un glycol pauvre pour réutilisation l'opération se fait à une haute température 198°C.[20]

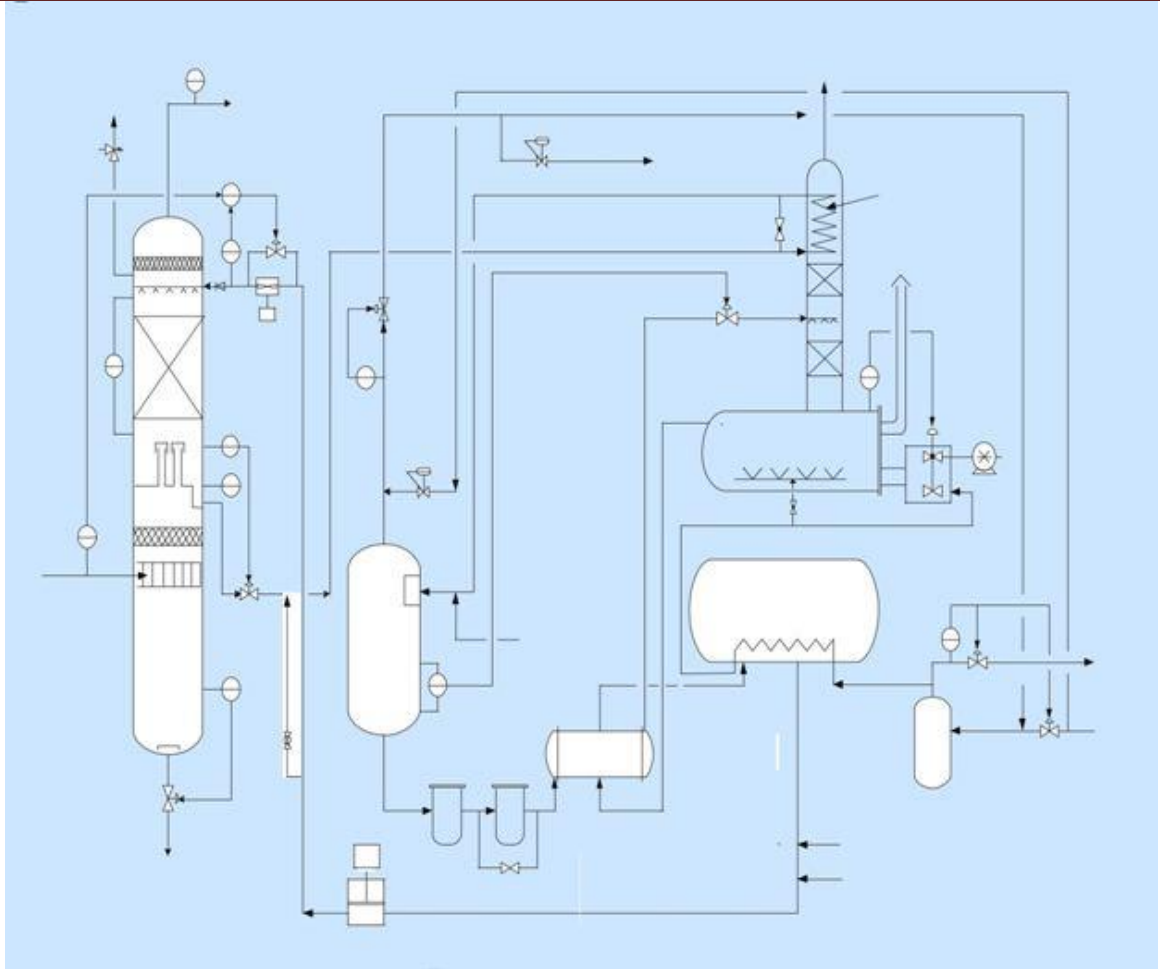


Figure III.3: Système de déshydratation par Glycol[20]

### III.3.3. Equipement de régénération du glycol [20]:

#### III.3.3.1. Condensateur de la Colonne à Reflux /Ballon de Flash de Glycol

La solution TEG riche (Glycol Riche) sortant du Contacteur de Glycol (H-VB-024101) circule à la verticale du condensateur de reflux de type (H-HA024102) où le glycol riche est préchauffé entre 34 ° C (cas d'hiver ) et 77 ° C (température ambiante élevée). Les vapeurs de glycol issues de la colonne sont condensées du côté du tube. Le préchauffage du condensateur à reflux (H-HA-024 102) coule du Tambour étincelant de Glycol riche (H-VD-024 102) qui est un séparateur à deux phases de fonctionnant à 5 bar au manomètre. Le niveau de glycol riche dans le Tambour étincelant de Glycol riche est contrôlé par une soupape de commande (H024-LV503) située en aval de l'échangeur de chaleur de glycol (H-HA-024 101). La pression du Tambour étincelant est maintenue à 5 bars au manomètre par H024-PCV-506 en évacuant l'excès de pression et par l'admission du gaz combustible à travers H024- PCV-507. Les hydrocarbures gazeux séparés de la solution de TEG riche coulent à travers la vanne de régulation de pression (H024-PCV-506) à

## Chapitre III: Systèmes de déshydratation du gaz à IS CPF

---

la Torchère LP ou à travers la vanne de régulation de pression (H024-PV-505) au condensateur de tête de de la colonne à Alambic

### III.3.3.2. Filtres glycol :

Un filtre est un système de séparation des éléments ou un appareil à travers lequel on fait passer un fluide pour le débarrasser des matières qui s'y trouvent en suspension ou pour l'extraire de matières solides ou pâteuses auxquelles il est mélangé.

Dans l'unité de régénération de glycol il y a Deux types de filtre :

- Filtre à cartouche.
- Filtre à charbon.

La solution TEG Riche coule d'abord à travers les filtres à cartouches de Glycol Riche du 2x100% des filtres en fonctionnement (H-GC-024101A / B - un filtre en fonctionnement + un en attente) - où 99% des particules solides de plus de 5 microns sont filtrés. Environ 10% de glycol riche traverse le filtre à charbon de glycol Riche (H-GC-024102) où les hydrocarbures lourds (tels que TEG dégradés ) sont absorbés, et coule enfin à travers le filtre de garde du Glycol Riche où 99% des particules de carbone, une plus grande à 5 microns entraînées à un filtre à charbon de glycol riche sont capturés avant de rejoindre le courant de glycol riche de l'échangeur de glycol riche / maigre et ensuite à la colonne d'alambic. Une conduite de dérivation avec la soupape sphérique est prévue à travers le filtre à charbon actif pour agir comme un sillage. Normalement, 10% du débit de glycol est maintenu à travers le filtre de carbone et 90% en dérivation pour l'augmentation des intervalles de maintenance et aussi utilisé durant le remplacement de l'élément de cartouche du Filtre à charbon.

### III.3.3.3. Échangeur de Glycol / Still Colonne/ Stripping colonne / Rebouilleur de Glycol:

Après filtration, la solution TEG Riche est chauffée à environ 160 ° C dans l'échangeur de Glycol riche/pauvre (H-HA024101). Le glycol pauvre coule de la colonne d'extraction du Glycol à l'échangeur de chaleur de Glycol (côté coquille H-HA-024101) où il est refroidi de 204 ° C à 96 ° C par la solution TEG Riche entrant (côté Tube H-HA-024101) puis s'écoule au ballon tampon de Glycol (H-VL-24104). Le glycol riche chaud sortant de l'échangeur de glycol riche / pauvre (HHA-024101) pénètre ensuite dans la still colonne (H-VE-024102), où il s'écoule vers le bas au Rebouilleur (H-HI-024103) à travers les sections de garnissage aléatoires. Un transmetteur de pression différentielle, H024-HAP-547 pour surveiller la chute de pression. La solution TEG riche est chauffée jusqu'à 204 ° C dans le Rebouilleur de glycol (H-HI-024 103) qui est à environ

## Chapitre III: Systèmes de déshydratation du gaz à IS CPF

---

0,8 bars au manomètre. La température de TEG est maintenue par deux brûleurs forcés conçus (H-FX-024101A/B) dans le chauffage de tir direct. La concentration du TEG à la sortie du bouilleur est de 98,20% - 99,90% de poids.

### **III.3.3.4. Still Colonne/ Ballon Tompon/ Refroidisseur du Glycol pauvre / Pompes de Glycol pauvre :**

Le TEG s'écoule par le débordement du bouilleur à la Still colonne de glycol (H-VE-024 106), où la concentration en glycol est améliorée par stripping avec du gaz combustible qui entre dans l'arrière de la colonne, après avoir été chauffé dans le Rebouilleur de Glycol. Un transmetteur de pression différentielle, H024-PDT-546 surveille la chute de pression à travers l'emballage dans la Still colonne .

Le glycol pauvre coule par gravité de la Still colonne du Glycol au réservoir à liquide de Glycol ( H-VL-024101) via l'échangeur de chaleur de Glycol (H-HA-024101), où il est refroidi de 204 ° C à 96 ° C par la solution TEG Riche entrante. Une ligne d'équilibre entre le Rebouilleur de Glycol (H-HI024103), la Still colonne de Glycol (H-VE024106) et le réservoir à liquide de Glycol (H-VL024104) est prévu pour la libre circulation de TEG.

La solution TEG Lean est recyclée à un débit nominal de 18000 kg / h par pompe de recirculation de glycol pauvre (H-PB-024101A / B - une en opération dans + une en secours) avec la possibilité de démarrage automatique. Les entraînements électriques à vitesse variable sont prévus pour les pompes de recirculation de Glycol pauvre. Le package de régénération est équipé d'une ligne de dérivation et durant la mise en service; la ligne de dérivation est utilisée pour isoler le package de régénération à partir du contacteur de glycol.

Avant de pénétrer dans le contacteur, le TEG pauvre est refroidi dans le refroidisseur d'air de glycol pauvre (H-HC-024 104) à une différence de température de 5 ° au-dessus de la température d'entrée de gaz de traitement du contacteur de glycol. Le contrôle de la température de glycol maigre est défini à partir de la valeur différentielle entre l'admission du gaz de procédé du Contacteur de Glycol et la température d'entrée de glycol maigre.

Le TEG pauvre est correctement réparti dans la partie supérieure du contacteur par le plateau de distribution de liquide par gravité.

### **III.3.4.Injections de produits chimiques :**

Un appareil d'injection de produits chimiques pour le régulateur de pH / inhibiteur de corrosion et une solution antimousse est fourni est fournie pour l'appareil de déshydratation de



## Chapitre III: Systèmes de déshydratation du gaz à IS CPF

---

glycol des deux Trains 100/200. Les produits chimiques sont assouplis, à la conduite d'aspiration de la pompe de glycol pauvre pour les Train-100/200.

L'agent de contrôle de pH est assoupli pour maintenir le pH d'une solution de TEG à une valeur voisine de 7 par neutralisation et évitant ainsi la corrosion.

La mousse est générée en raison de la présence d'impuretés dans le gaz (solides, condensats) qui se forme dans la solution de TEG. L'injection anti-mousse est assouplie pour briser l'émulsion / mousse, évitant des pertes massives de glycol dans le flux de gaz.

### **III.3.5.Description procédé de déshydratation :**

La condensation du reflux est atteinte par un Condenseur tête colonne de distillation (H-HA-024102/202) avec TEG riche provenant du Contacteur Glycol

Dans le Rebouilleur glycol (H-HI-024103/203) la solution TEG riche est chauffé jusqu'à 204°C à environ 0,8 barg. La température en masse du TEG est atteinte par un brûleur à gaz à triage forcé (H-FX-024101/201). La concentration du TEG a la sortie du rebouilleur est de 99,1% en poids.

TEG reconcentré s'écoule par le déversoir du rebouilleur vers la Colonne de stripping de glycol (H-VE-024106/206), où le glycol est éliminé par injection d'un gaz de stripping (gaz combustible chaud) en bas de la colonne. On chauffe le gaz combustible par le serpentin de chauffage dans le Rebouilleur de glycol. La Colonne de stripping de glycol est conçue pour atteindre une concentration TEG de 99,90% en poids. Un transmetteur de pression différentielle, 024-PDT-446/546 va surveiller la chute de pression à travers le garnissage.

TEG pauvre s'écoule par gravité à partir de Colonne de stripping vers le Ballon tampon glycol (H-VL-24104/204) via Échangeur glycol-glycol (H-HA-024101/201) où il est refroidi de 204°C à 96,6°C par la solution TEG riche entrante. Une ligne d'équilibrage entre le Rebouilleur glycol (H-HI-024103/203), la Colonne de stripping de Glycol (H-VE-024106/206) et le Ballon tampon glycol (H-VL-024104/204) est fournie afin d'éviter toute perturbation du débit de TEG.

La solution TEG pauvre est ensuite recirculé à un débit nominal de 18000 kg/h par les Pompes de recirculation de glycol pauvre (H-PB-024101/201A/B - une en opération + une en stand-by).

Le package de régénération est équipée d'une ligne de by-pass. Le by-pass va être utilisé pour isoler l'ensemble de la régénération à partir du contacteur de glycol lors du démarrage.

Avant d'entrer dans le contacteur, le TEG pauvre est refroidi dans le Refroidisseur à air de glycol pauvre (H-HC-024104/204) à une différence de température de 5° au-dessus de la température de gaz d'entrée du Contacteur de glycol.



### Chapitre III: Systèmes de déshydratation du gaz à IS CPF

Le TEG pauvre est ensuite ré-injecté dans la partie supérieure du Contacteur. Une bonne distribution de TEG pauvre est assurée par un plateau de distribution de liquide par gravité.

La solution TEG pauvre est ensuite recirculé à un débit nominal de 18000 kg/h par les Pompes de recirculation de glycol pauvre (H-PB-024101/201A/B - une en opération + une en stand-by).

Le package de régénération est équipée d'une ligne de by-pass. Le by-pass va être utilisé pour isoler l'ensemble de la régénération à partir du contacteur de glycol lors du démarrage.

Avant d'entrer dans le contacteur, le TEG pauvre est refroidi dans le Refroidisseur à air de glycol pauvre (H-HC-024104/204) à une différence de température de 5° au-dessus de la température de gaz d'entrée du Contacteur de glycol.

Le TEG pauvre est ensuite ré-injecté dans la partie supérieure du Contacteur. Une bonne distribution de TEG pauvre est assurée par un plateau de distribution de liquide par gravité.

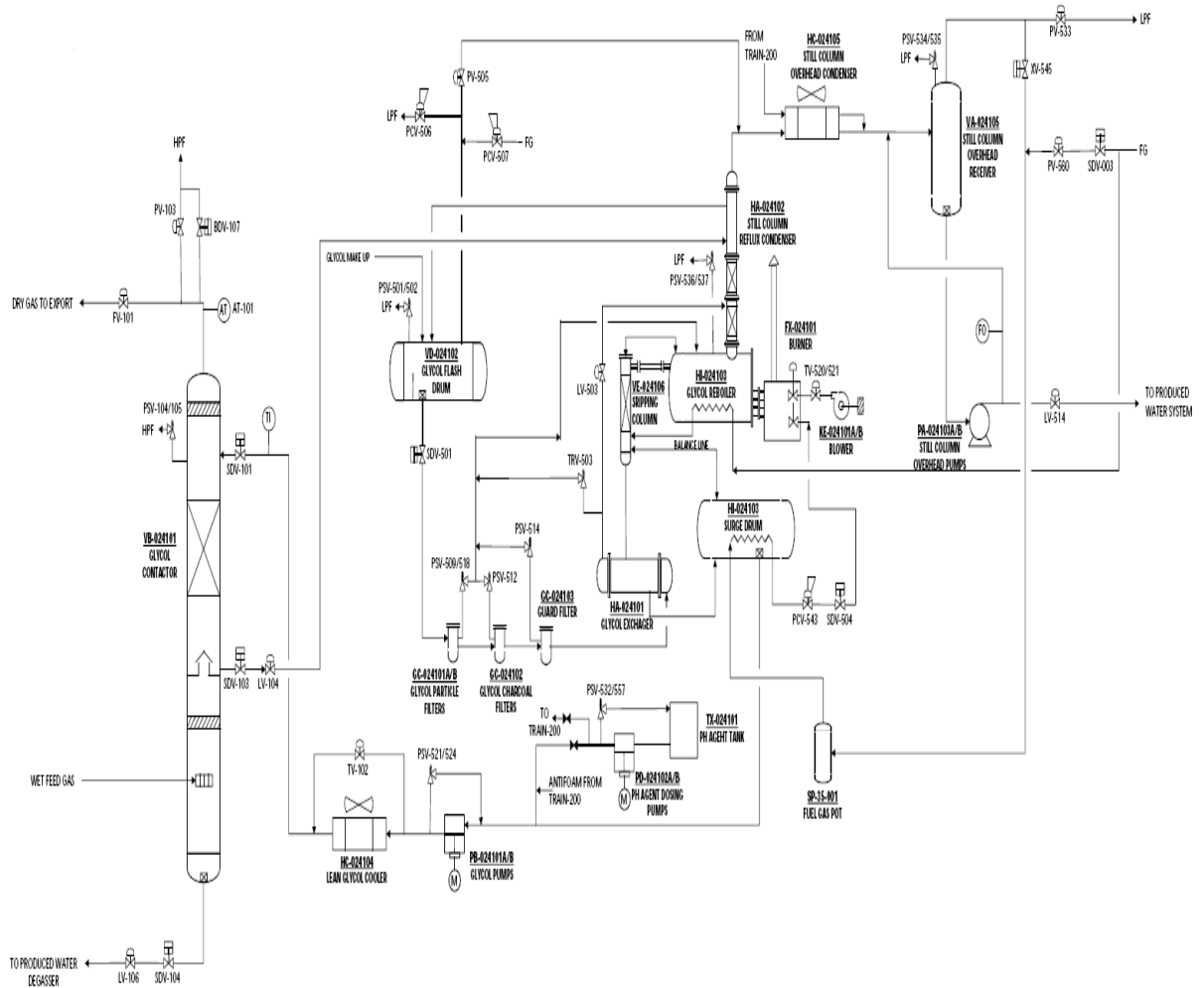


Figure III.4 : Procède de régénération du glycol[20]

### **III.3.6 Récupération de vapeurs (overhead) (H-HC-024105) [21]:**

Trains 100 et 200 reçoit les vapeurs provenant du Colonne de distillation glycol Train 300 (H-HA-024202). Les vapeurs provenant de la tête de la Colonne de distillation glycol sont acheminé vers le Condenseur tête colonne de distillation (H-HC-024105). Le gaz de purge est partiellement condensé à 55°C pour Train 100/200 en utilisant l'air comme fluide de refroidissement.

Le gaz de purge et le condensât provenant du Condenseur tête colonne de distillation (H-HC-024105) sera acheminés vers le Receveur tête colonne de distillation (H-VA-024105) pour séparer l'eau et hydrocarbures gaz à partir de vapeurs. La pression dans le Receveur tête colonne de distillation sera réglée par la vanne de contrôle (024-PV-533/633) sur la ligne de sortie de gaz vers la torche LP. En tant que la pression Receveur tête colonne de distillation augmente, PCV s'ouvre fournissant plus de gaz combustible pour augmenter l'évacuation de vapeur de Receveur tête colonne de distillation.

Une partie de gaz d'échappement provenant du Receveur tête colonne de distillation (H-VA-024105) est acheminé à travers Pot de gaz combustible (H-VD-024107/207) et serpentín du Ballon tampon où il est chauffé à 80°C et est utilisé comme combustible gaz pour le Brûleurs à triage forcé du rebouilleur (H-FX-024301). En tant la pression du Receveur diminue la vanne de contrôle (024-PV-560/660) s'ouvre pour maintenir la pression de gaz combustible vers le Brûleur du rebouilleur.

Gaz de la tête Colonne de distillation glycol Train 200 est acheminés à l'entrée du Condenseur tête colonne de distillation (H-HC-024105). Le gaz combustible pour H-FX-024201 est réinjecté dans le Train 200 en amont du Pot du gaz combustible (H-024-SP-035-001).

### **III.4. Conclusion :**

les systèmes de déshydratation du gaz dans le IS CPF Salah sont essentiels pour assurer la qualité et la conformité du gaz naturel extrait. Ils jouent un rôle clé dans le processus de traitement du gaz et permettent d'éliminer efficacement l'humidité afin de garantir la sécurité et la performance du produit final.

Les conditions pour l'utilisation ou la commercialisation impliquent des critères de pureté en ce qui concerne la teneur en eau et le pourcentage de dioxyde de carbone. La méthode prédominante de séparation est la technique d'absorption, qui repose principalement sur l'absorption des composés liquides. Un exemple de séparation est l'absorption de l'eau par le glycol Tri éthylène (TEG) à travers un procédé de contact contrecourant entre une solution de

### Chapitre III: Systèmes de déshydratation du gaz à IS CPF

---

glycol et un gaz contenant de l'eau dans un réservoir de séparation. Ensuite, la solution de glycol est envoyée à une section de régénération pour être réutilisée

---

***Chapitre IV : Partie***  
***simulation***

---

### IV.1. Introduction

La simulation est une méthode qui permet de résoudre des modèles mathématiques complexes issus de l'étude de phénomènes physiques à l'aide d'outils informatiques et de logiciels. Cette technique est en constante évolution grâce aux avancées scientifiques et technologiques, ainsi qu'à la collecte de données expérimentales provenant de différents secteurs.

La simulation est largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour étudier les différentes phases des projets. L'un des logiciels les plus utilisés dans ce domaine est HYSYS, qui offre une grande puissance de calcul et une variété de modèles pour résoudre les opérations courantes de l'industrie pétrolière et gazière.

L'objectif de notre étude est d'optimiser l'absorption et la régénération de TEG dans des conditions d'alimentation du gaz fixe, en maintenant un point de rosée inférieur à  $-20^{\circ}\text{C}$  et en garantissant une pureté de TEG supérieure à 99,7 %.

Les modèles mathématiques utilisés sont le modèle Pen-Robinson pour l'alimentation en gaz humide et le modèle Glycol Package pour l'absorption et la régénération du glycol.

### IV.2. Présentation de HYSYS [22] :

HYSYS n'est pas le logiciel de simulation le plus flexible ni le plus largement utilisé dans l'industrie, mais il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser une fois que les éléments de base sont compris. Bien qu'il ait été initialement développé pour l'industrie pétrolière, HYSYS peut être utilisé pour simuler une large gamme de problèmes, allant des séparations biphasiques et triphasiques simples à la compression, la distillation et la transformation chimique.

Les simulations sont réalisées à l'aide des outils des menus et d'une interface graphique pour la construction des diagrammes de procédé. HYSYS comprend également une importante banque de données sur les corps purs, regroupés en plusieurs familles, tels que les hydrocarbures, les hydrocarbures oxygénés, azotés et sulfurés, les halogènes, les solides et les corps hypothétiques.

HYSYS propose plusieurs modèles thermodynamiques avec leur domaine d'application, tels que des modèles spéciaux pour les amines, des modèles utilisant la pression de vapeur, des modèles semi-empiriques et des modèles basés sur les équations d'état comme Peng-Robinson et Soave-Redlick-Kwong.

Le simulateur HYSYS est un ensemble de modèles mathématiques des opérations unitaires connectées dans un schéma de procédé PFD. Il peut être utilisé pour l'ingénierie, l'établissement des bilans matière et d'énergie, le dimensionnement des équipements, le

réajustement des paramètres de fonctionnement et la détermination des performances des équipements.

Pour utiliser HYSYS, l'utilisateur doit choisir un modèle thermodynamique et les constituants, établir le schéma de procédé PFD, spécifier les paramètres nécessaires de chaque opération et éventuellement dimensionner des équipements. En somme, HYSYS est un programme informatique de simulation de procédés industriels pour l'industrie du gaz, de la pétrochimie et du raffinage, à l'état stationnaire ou en situation dynamique.

### IV.3. Les étapes de simulation :

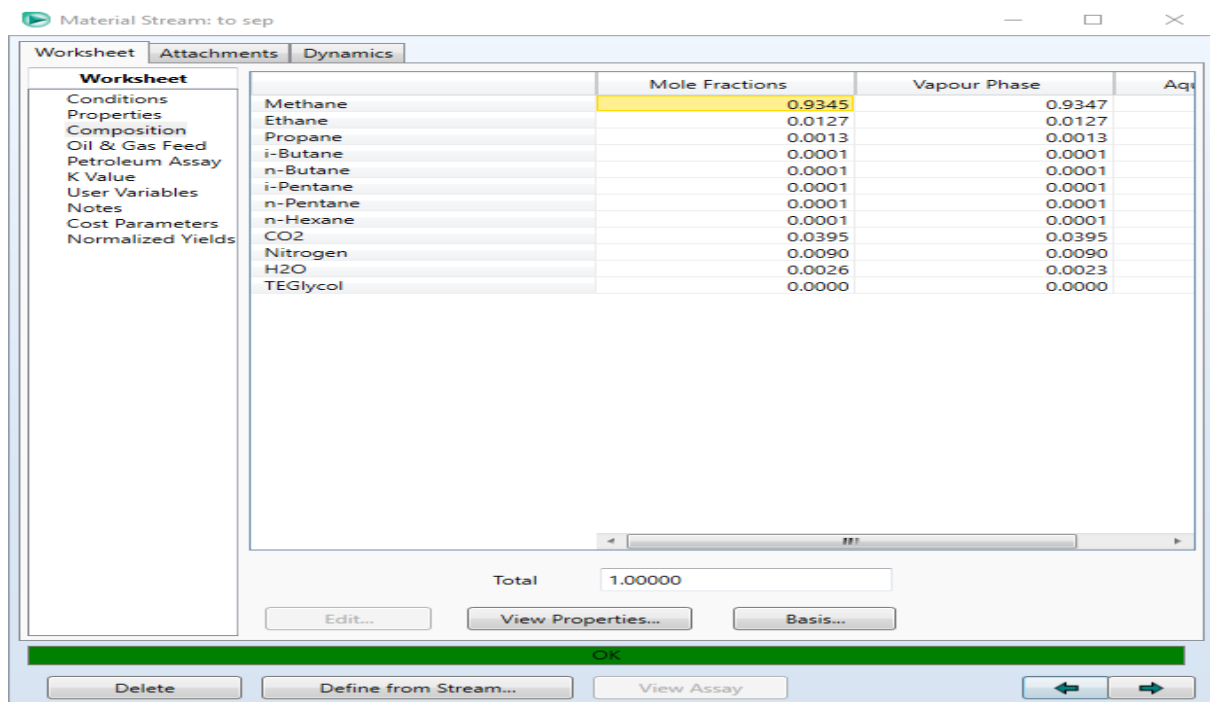
#### IV.3.1. Choix du modèle thermodynamique :

Le choix du modèle thermodynamique utilisé pour la simulation est crucial pour garantir des résultats proches de la réalité, que ce soit pour le calcul de conception ou les évaluations de performance. Dans notre étude, nous avons sélectionné deux modèles : "Basic 1: Peng-Robinson" et "Basic 2: Glycol package".

#### IV.3.2. Composition du gaz :

Basé sur les analyses au niveau de laboratoire KBA en date 14/5/2022 et Pour l'eau en saturation, nous passons un flux d'eau sur le débit gaz jusqu'à une fraction d'eau stable dans le gaz de sortie. Cette opération est réalisée par un mixeur et un séparateur comme elle illustré dans la figure .

Le résultat après la saturation en eau est le suivant :



	Mole Fractions	Vapour Phase	Aq
Methane	0.9345	0.9347	
Ethane	0.0127	0.0127	
Propane	0.0013	0.0013	
i-Butane	0.0001	0.0001	
n-Butane	0.0001	0.0001	
i-Pentane	0.0001	0.0001	
n-Pentane	0.0001	0.0001	
n-Hexane	0.0001	0.0001	
CO2	0.0395	0.0395	
Nitrogen	0.0090	0.0090	
H2O	0.0026	0.0023	
TEGlycol	0.0000	0.0000	

Figure IV.1: Composition de gaz par HYSYS



**IV.4. Analyse des résultats :**

**IV.4.1. Cas actuel :**

**IV.4.1.1. Cas service:**

**Tableau IV.1 :** les condition de service actuel

Débit massique du gaz sec	17300kg/h
Pression d'entrée	33.32bar=483.14psi
Température de contact	36.7C=98.06F=309.7K
La concentration du glycol à l'entrée du contacteur	99.7 %
Débit de glycol	2.4 gal/LbH2O
Point de rosé	-24°C

**IV.4.1.2. Calcule des propriétés du gaz humide :**

**A. Composition du gaz :**

La composition du gaz actuelle selon l'analyse effectué dans le laboratoire du CPF KBA sont mentionné dans le tableau ci-après.

**Tableau IV.2 :** Calcul des fraction molaire

Composé	Fraction molaire%	Masse molaire	Mixture
Méthane	93.73	16.043	15.037
Ethane	1.27	30.070	00.382
Propane	0.13	44.097	00.573
I-butane	0.01	58.124	5.812*10 <sup>-2</sup>
n-butane	0.01	58.124	5.812*10 <sup>-2</sup>
I-pentane	0.01	72.148	7.215*10 <sup>-2</sup>
n-pentane	0.01	72.147	7.215*10 <sup>-2</sup>
Hexane et plus	0.01	86.175	8.6175*10 <sup>-2</sup>
CO2	3.96	44.010	01.743
Nitrogène	0.90	28.013	0.252
Σ	100.4	/	17.4768

**B. Calcul de la densité du gaz :**

$$densité = \frac{\text{la masse molaire du gaz}}{\text{masse molaire d'air}} \dots \dots \dots (1)$$

$$= \frac{17.4768}{28.9}$$

$$d=0.6045$$



**C. Calcul du facteur de compressibilité :**

Le facteur de compressibilité Z est un paramètre adimensionnel déterminé à partir de la température, pression et caractéristique du gaz. La température réduite ( $Tr = T/Tc$ ) et la pression réduite ( $Pr = P/Pc$ ) pour les gaz sont calculées par l'utilisation des valeurs pseudo-critique obtenues par les valeurs critique de chaque constituant selon la relation de Kay.

$$Tr = T/Tpc = T/ \Sigma (yi* Tci).....(VI.2)$$

$$Pr = P/Ppc = P/ \Sigma (yi* Pci) .....(VI.3)$$

**Tableau IV.3** :Calcul des pression et température pseudo-critique.

Constituent	Fraction molaires	Paramètres		Paramètres pseudo-critique	
		Tcr	Pcr	Tpc	Ppc
CH <sub>4</sub>	0.9373	190.5	4.604	178.6306	4.315329
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.0127	305.4	4.880	3.878834	0.061976
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0013	369.8	4.249	0.480766	0.005237
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0001	408.1	3.648	0.040814	0.000364
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0001	425.1	3.797	0.042518	0.000379
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0001	461.0	3.330	0.046043	0.000330
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0001	469.1	3.369	0.046965	0.000369
C <sub>6+</sub>	0.0001	507.4	3.012	0.050743	0.000312
N <sub>2</sub>	0.009	126.1	3.394	1.1349	0.030546
CO <sub>2</sub>	0.0396	304.1	7.382	12.04592	0.272395
	1.004	/	/	196.3981	4.687239

$$Pr = \frac{3.332}{4.6872395} = 0.71$$

$$Tr = \frac{309.7}{196.3981} = 1.5768$$

Et à partir du graphe ci-dessous la valeur de compressibilité est Z=0.93

**D. Détermination de la masse volumique  $\rho_{gaz}$  :**

$$\rho_{gaz} = \frac{P.M}{Z.R.T} \dots \dots \dots (VI.3)$$

$$= \frac{33,32 \cdot 10^5 \cdot 17,4768 \cdot 10^{-3}}{0,93 \cdot 8,314 \cdot 309,7}$$

$$\rho_{gaz} = 24,01 \text{kg/m}^3$$

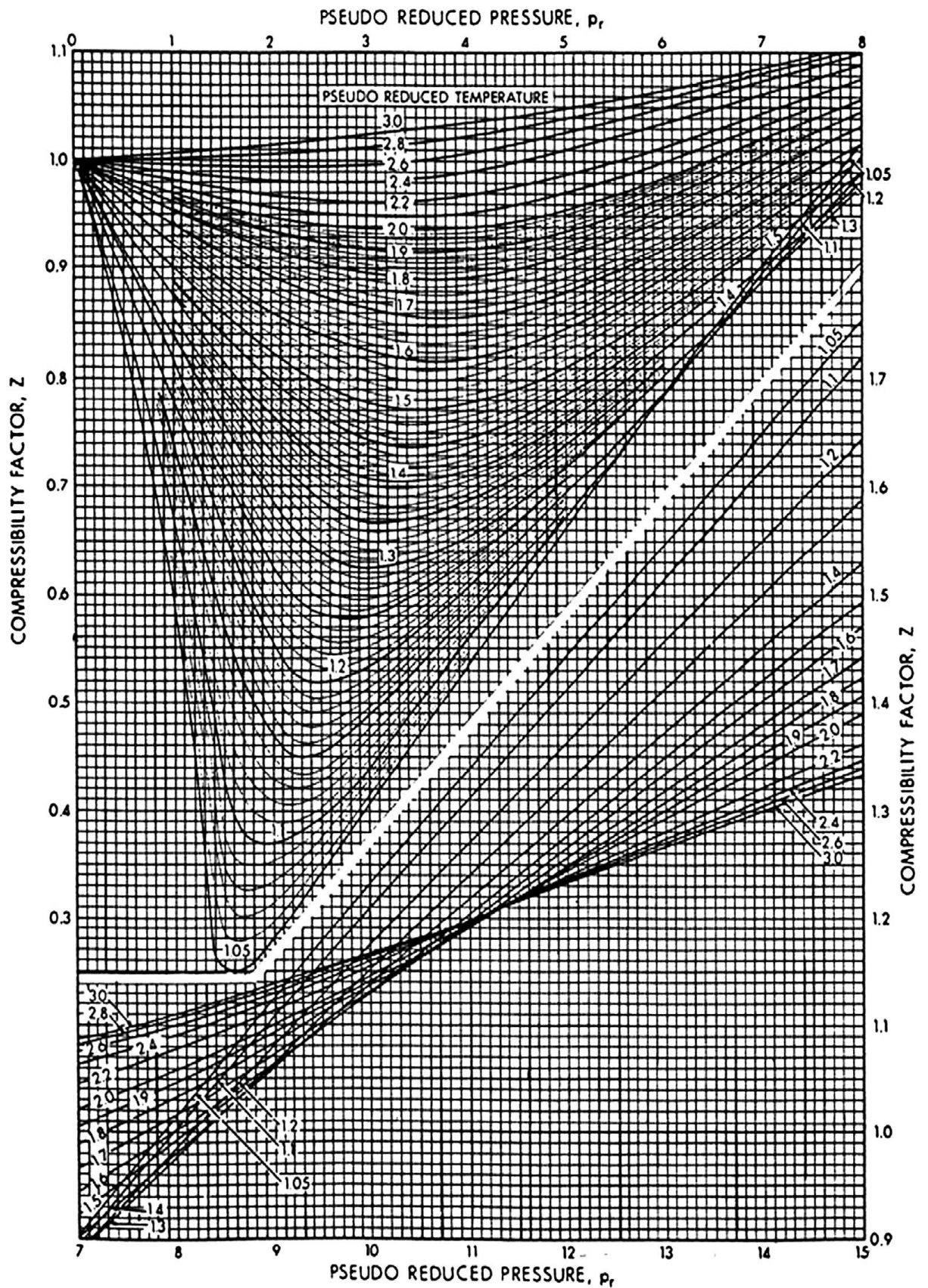
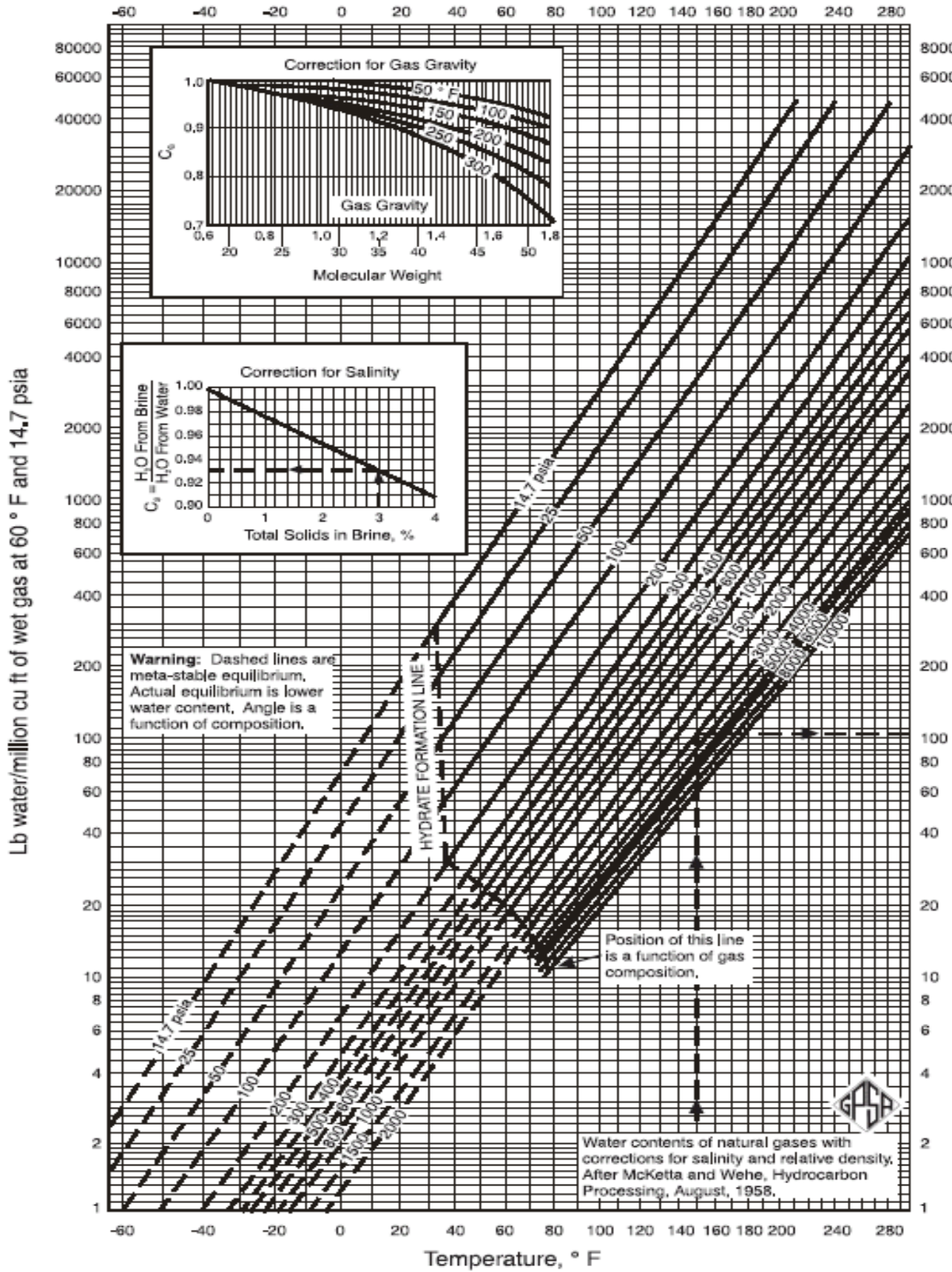


Figure IV.3 : La compressibilité des gaz naturels en fonction de la pression et de la température réduite (Standing and Katz, 1942).







Figur IV.4:Contenu en eau des gaz naturels avec corrections pour la salinité et la gravité.  
(McKetta)



• **Bilan matière de l'absorbeur :**

$$\text{Entrée : } G_E = G_{gh} + G_{gl} \dots \dots \dots \text{ (VI. 9)}$$

$$\text{Sortie : } G_S = G_{gséc} + G_{glh} \dots \dots \dots \text{ (VI. 10)}$$

La conservation de la masse :  $G_E = G_S$

$$G_{gh} + G_{gl} = G_{gséc} + G_{glh} \dots \dots \dots \text{ (VI. 11)}$$

• **Débit massique du gaz sec :**

Cette propriété est déterminée grâce la formule suivant :

$$G_{gséc} = G_{gh} - G_{abs} - G_{hcdiss} \dots \dots \dots \text{ (VI. 12)}$$

$G_{hcdiss}$ : quantité des hydrocarbures dissouts dans le glycol

• **Détermination de la quantité des hydrocarbures dissouts dans le glycol :**

En application de la formule , on obtient :

$$G_{hcdiss} = V_{hcdiss} \times \rho_{hdiss} \times V_{gl} \dots \dots \dots \text{ (VI. 13)}$$

$V_{hcdiss}$  : Solubilité des hydrocarbures gazeux dans le TEG= 1,67 m3 du gaz/m3 TEG

$$\begin{aligned} G_{hcdiss} &= 1.67 \times 24.01 \times 223.2 \\ &= 10067.81544 \text{ kg/j}=19730 \text{ lb/d} \end{aligned}$$

Alors: d'après l'équation (VI.13):

$$\begin{aligned} G_{gséc} &= 173000 - 456.92 - 419.49231 \\ &= 172123.5877 \text{ kg/h} \end{aligned}$$

• **Débit massique de glycol riche :**

$$\begin{aligned} G_{glh} &= G_{gl} + G_{hcdiss} + G_{abs} \dots \dots \dots \text{ (VI. 14)} \\ &= 10196.6316 + 419.49231 + 456.92 \\ &= 11073.04391 \text{ kg/h} \end{aligned}$$

**Tableau IV.4:** Bilan matière de contacteur

Désignation		Kg/h
entrée	Débit massique du gaz humide	173000.0000
	Débit massique de glycol pauvre	10196.6316
	$\Sigma$	183169.6316
Sortie	Débit massique du gaz sec	172123.5877
	Débit massique de glycol riche	11073.04391
	$\Sigma$	183196.6316

Donc les condition

**Tableau IV.5:** les condition de fonctionnement actuel

	Gaz		Glycol	
	Entrée	Sortie	Entrée	Sortie
Condition				
T°C	38.4	41.27	43.6	40
P (bar)	33.32	32.23	33.99	33
Qm (kg/h)	173000	172123.5877	10196.6316	11073.04391
Point de rosée °C	/	-24	/	/

### IV.4.2 Cas opérationnel par HYSYS :

**Tableau IV.6:** résultats de simulation HYSYS dans le contacteur TEG cas actuel

	Gaz		Glycol	
	Entrée	Sortie	Entrée	Sortie
Condition				
T°C	38.52	39.19	43.52	40.96
P(bar)	33.19	33	33	35
Qm(kg/h)	173000	1725000	10490.63169.	10920
Point de rosée °C	/	-24.88	/	/

Les resulta du simulation de l'unité de déshydratation avec les conditions de cas actuel confirmes que notre modèle de HYSYS est bon pour faire optimiser l'absorption et la régénération de TEG riche .

## IV.5.Optimisation des paramètres de fonctionnement

### IV.5.1. Dans le contacteur :

#### a. Le contacteur de glycol :

Il n'est pas possible de calculer les dimensions des éléments internes du contacteur car toute modification de ces éléments nécessite le remplacement de la colonne.

#### b. variation de la pression de TEG

Dans ce cas on fixe les paramètres de fonctionnement dans le contacteur et on change la pression de glycol à l'entrée de contacteur

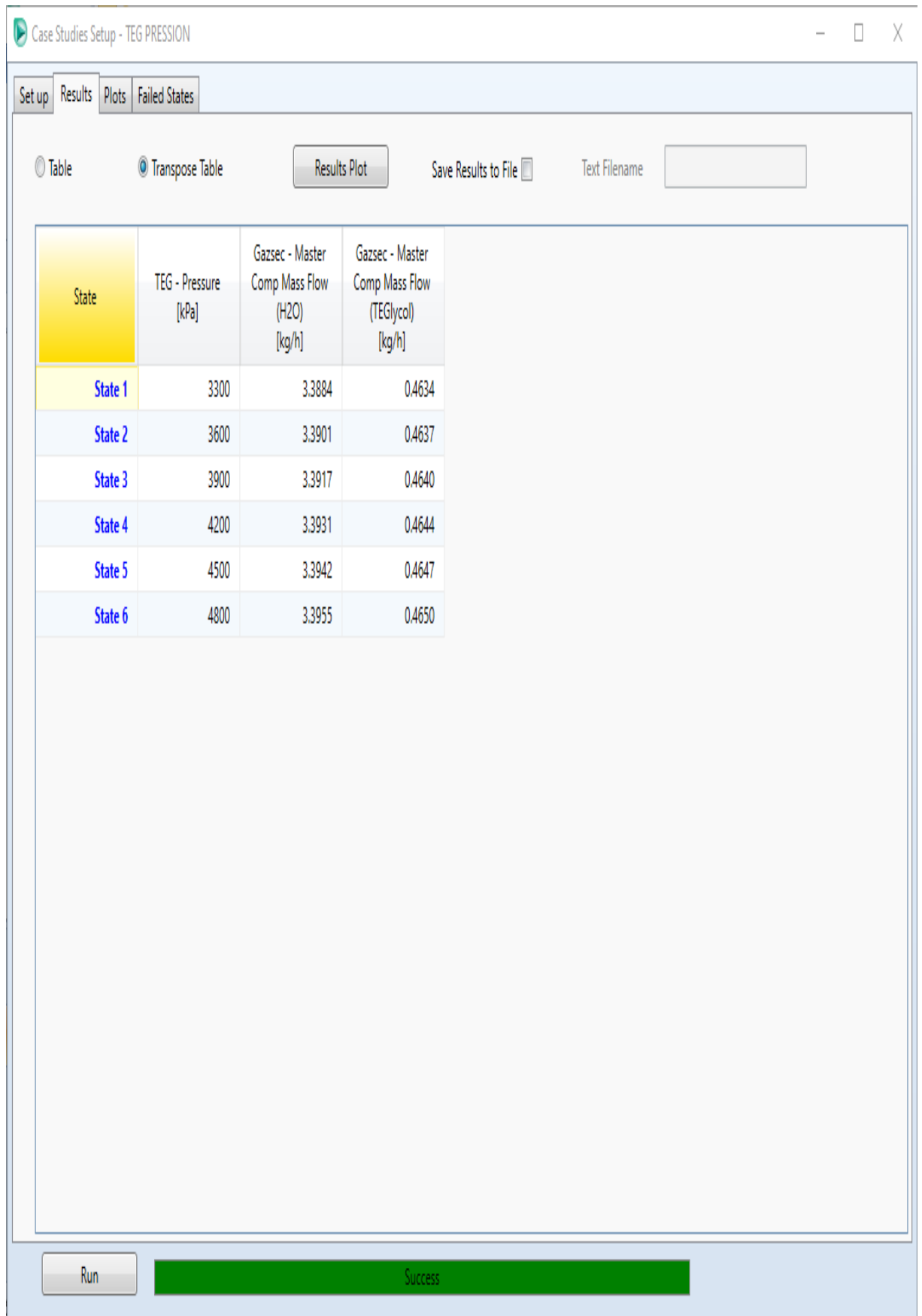
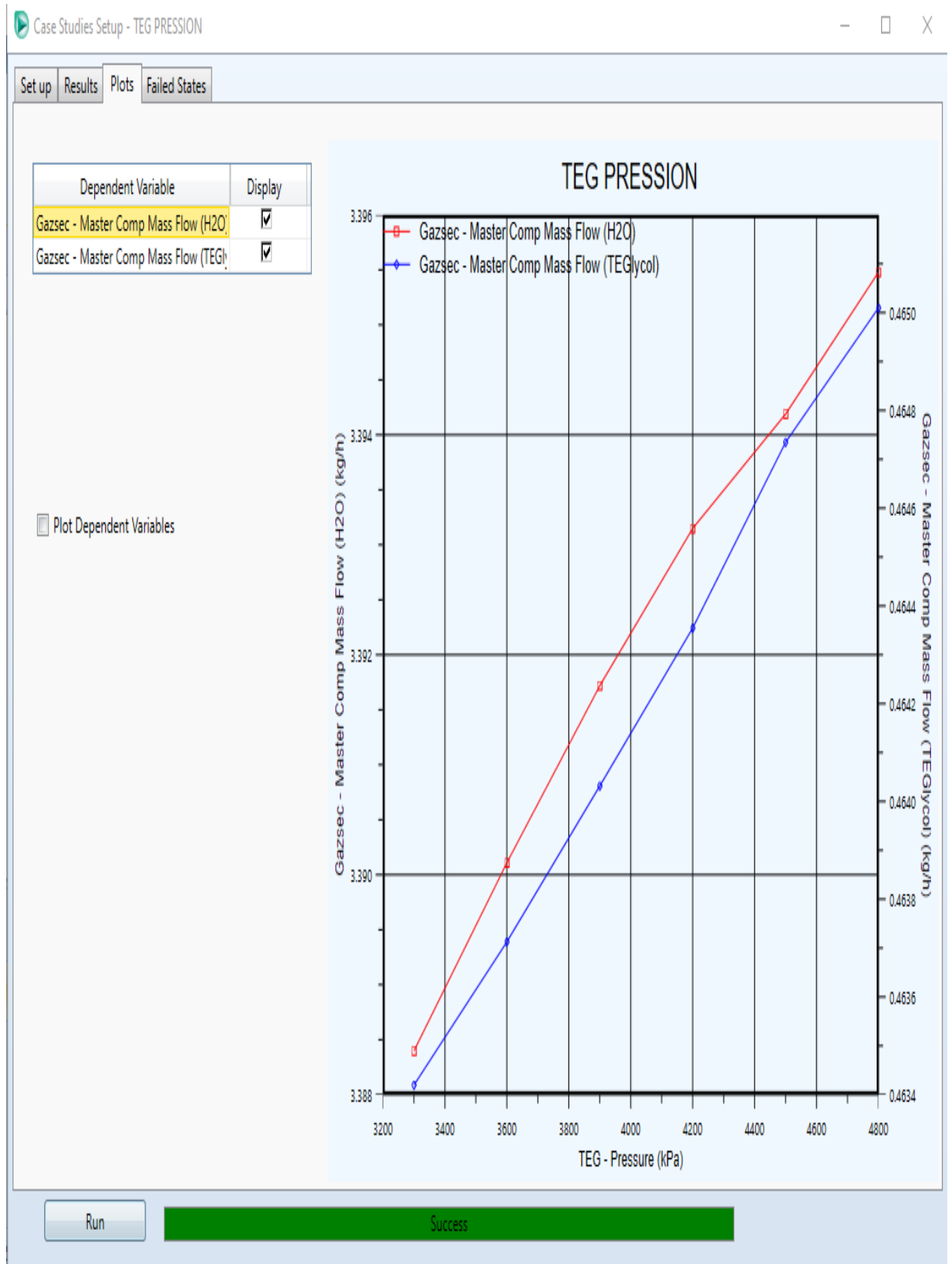


Figure IV.5 : L'effet de la pression du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol.



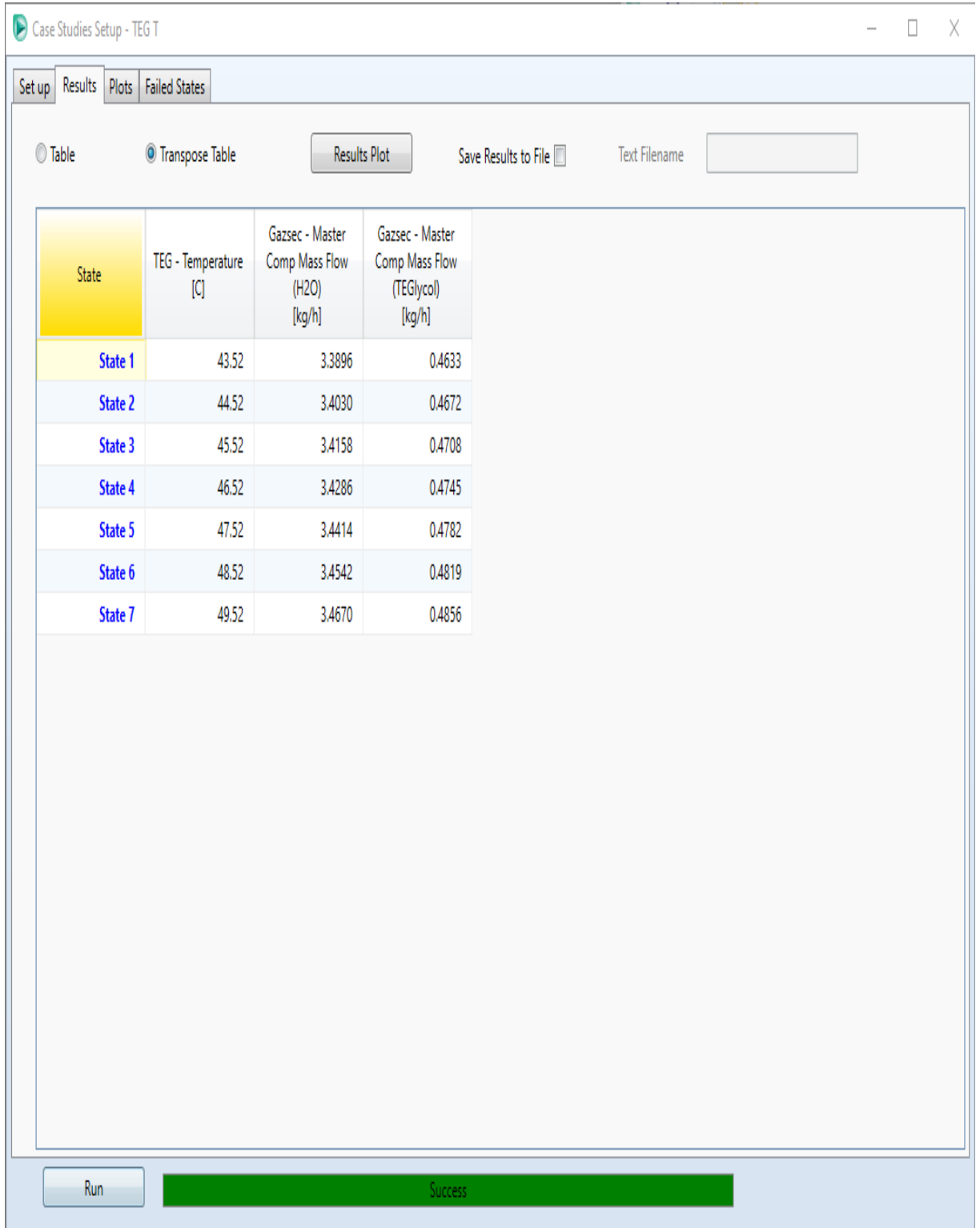


**Figure IV.6:** L'effet de la pression du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol.

L'augmentation de la pression de glycol à l'entrée de contacteur engendre l'augmentation de la teneur en eau et l'entraînement de glycol dans le gaz donc il est préférable de garder la pression de service actuel

**c. variation de la température de TEG**

la variation de température de glycol à l'entrée de contacteur de glycol n'a pas une grand influence sur l'absorption (la teneur en eau et l'entraînement de glycol dans le gaz) car l'augmentation de la  $\Delta T(+5^{\circ}\text{C})$  entre le glycol et le gaz engendre le moussage



**Figure IV.7 :** L'effet de la température du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol.

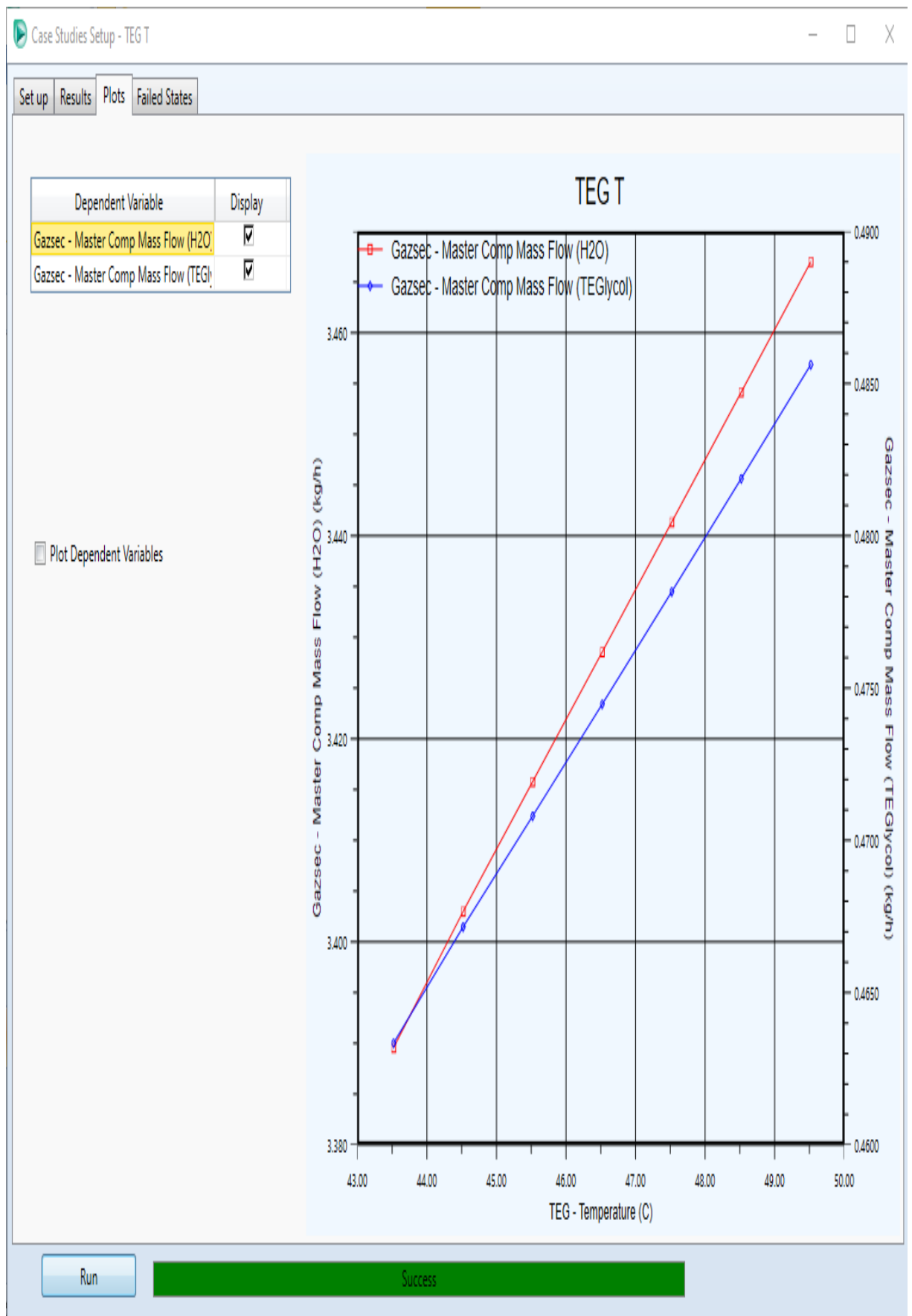
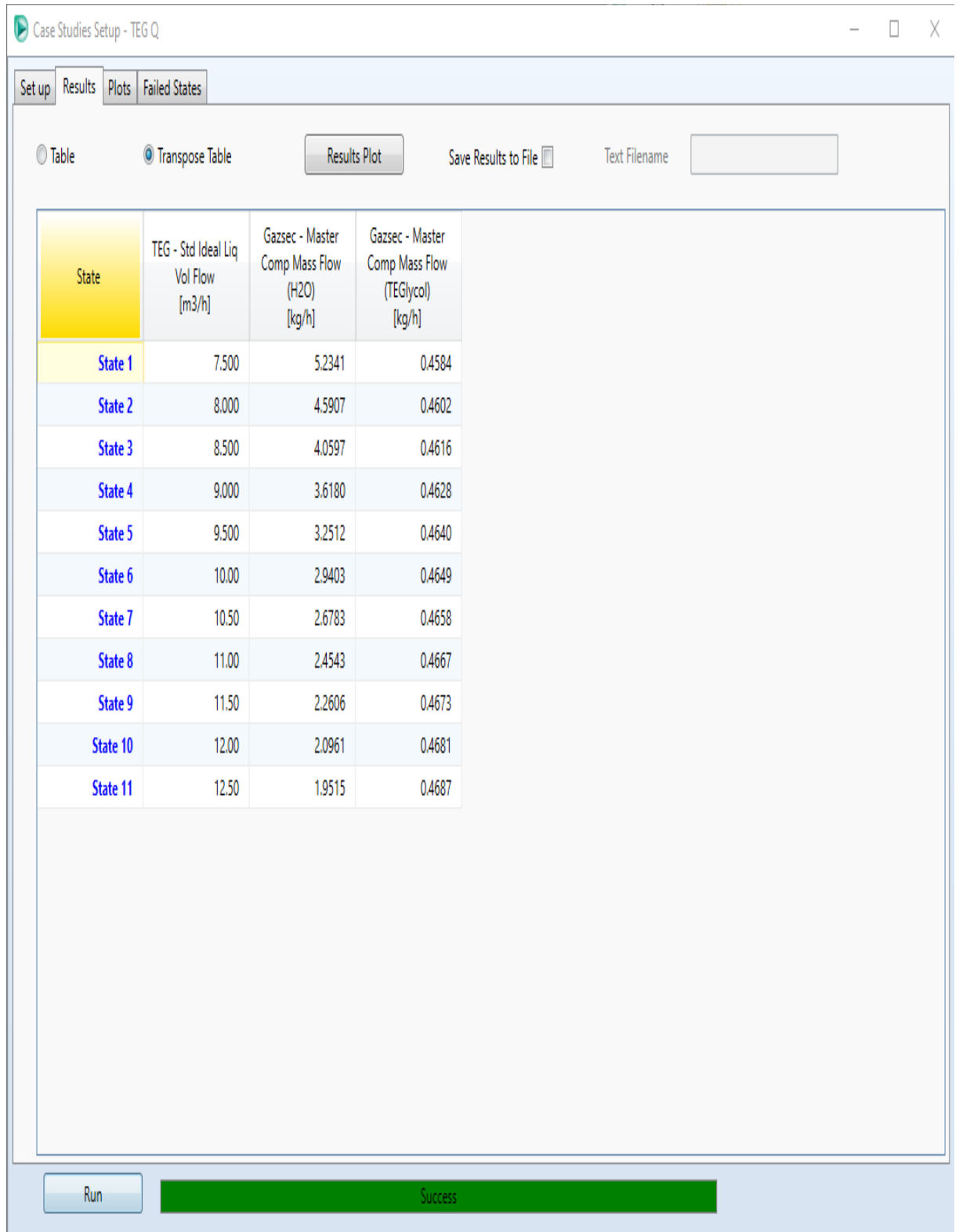


Figure IV.8: L'effet de la température du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol.

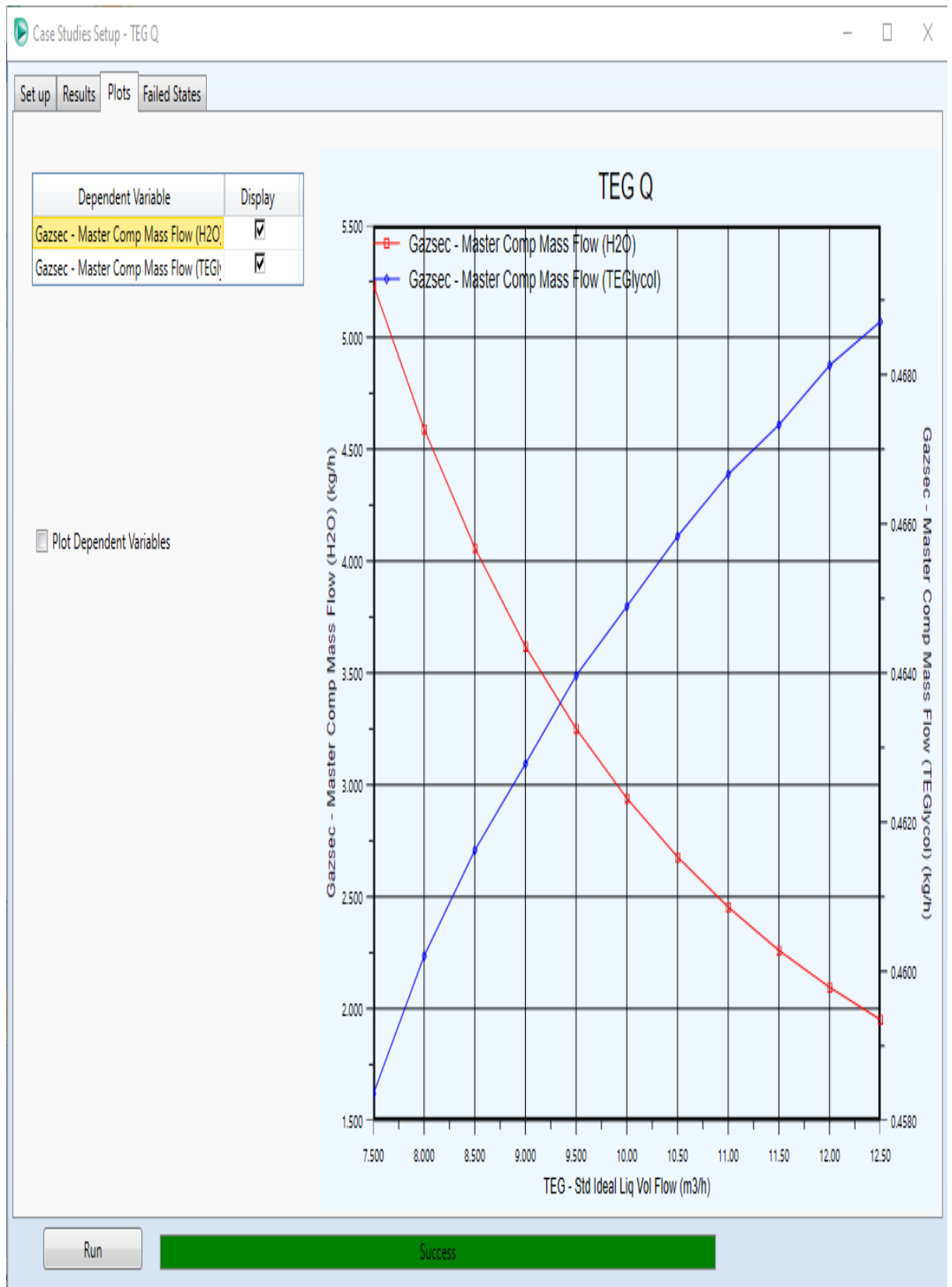
### d. Débit de TEG :

Le tableur et le graph suivant montre que la variation des pertes de TEG et teneur en H<sub>2</sub>O en fonction de débit de circulation de TEG pauvre dans le contacteur de glycol

Le débit de circulation de TEG est limité par la capacité des pompes de glycol (min/max)



**Figure IV.9:** L'effet de la débit du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol.



**Figure IV.10 :** L'effet de débit du glycol sur la teneur en eau et les pertes de glycol.

D'après les résultat obtenu, on remarque que les pertes de TEG est proportionnelle avec l'augmentation de débit de TEG, et inversement proportionnelle pour le point de rosée H2O.

### IV.5.2. Dans l'unité de régénération :

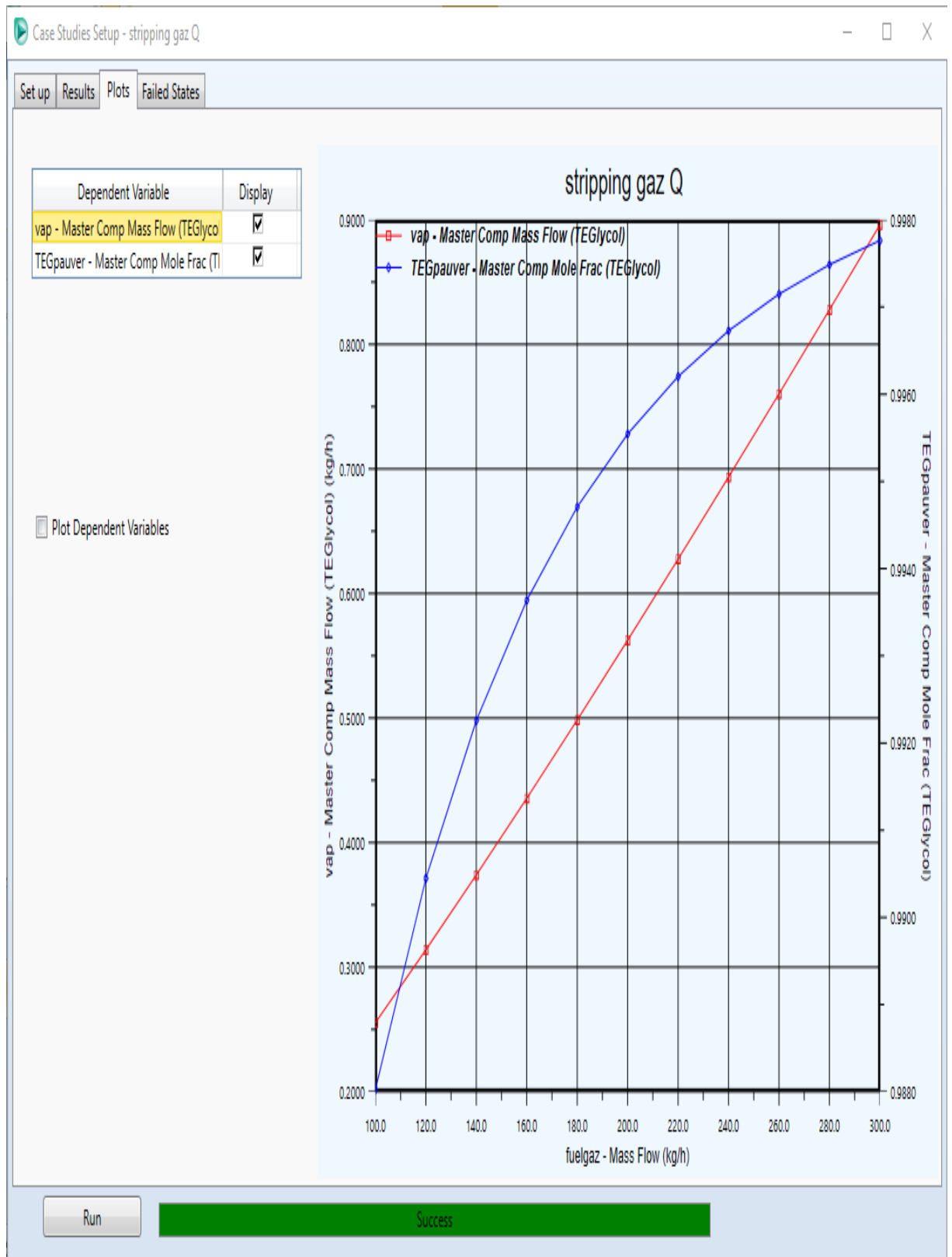
Pour optimiser l'unité de régénération du glycol nous basons sur deux paramètres, le débit de stripping gaz et la température de rebouilleur, nous allons étudier l'influence du débit stripping gaz et la température de rebouilleur sur la régénération de glycol .

#### a. stripping gaz :

pour le débit du stripping gaz, on fixe tous les paramètres de la régénération et on va étudier la variation des pertes et la pureté de TEG en fonction de la variation du débit stripping gaz les résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

State	fuelgaz - Mass Flow [kg/h]	vap - Master Comp Mass Flow (TEGlycol) [kg/h]	TEGpauver - Master Comp Mole Frac (TEGlycol)
State 1	100.0	0.2555	0.9880
State 2	120.0	0.3141	0.9904
State 3	140.0	0.3742	0.9923
State 4	160.0	0.4356	0.9936
State 5	180.0	0.4985	0.9947
State 6	200.0	0.5626	0.9955
State 7	220.0	0.6276	0.9962
State 8	240.0	0.6936	0.9967
State 9	260.0	0.7603	0.9971
State 10	280.0	0.8278	0.9975
State 11	300.0	0.8960	0.9978

Figure IV.11 : L'effet de stripping gaz sur les pertes et la pureté de TEG.

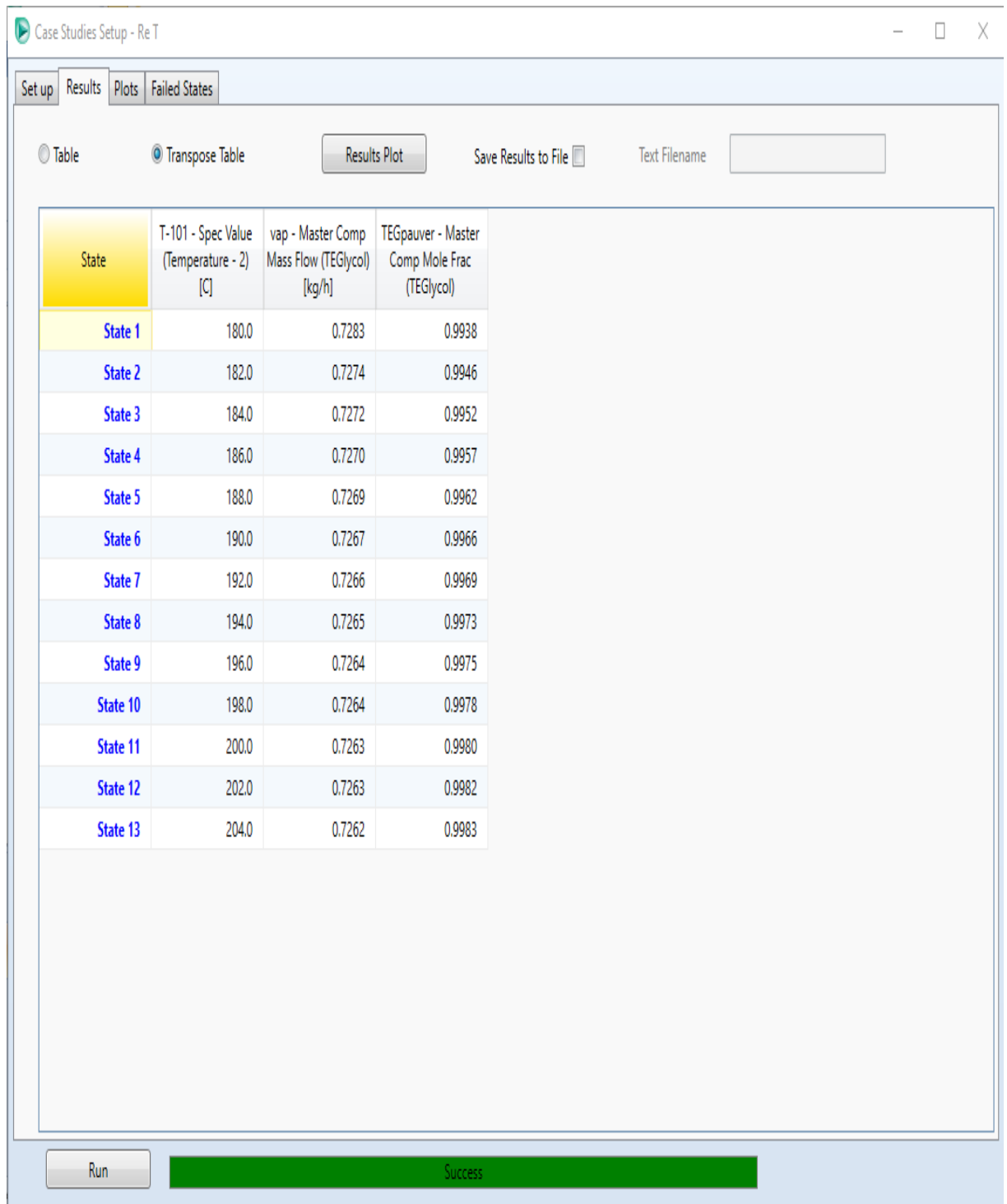


**Figure IV.12** : L'effet de stripping gaz sur les pertes et la pureté de TEG

D'après le graph on remarque que les pertes de TEG et la pureté de TEG sont proportionnelle avec l'évolution de débit stripping gaz, le débit de stripping gaz correspondant à la pureté de TEG 99.7 qu'on utilise dans la section de glycol est  $Q_m=250$ .

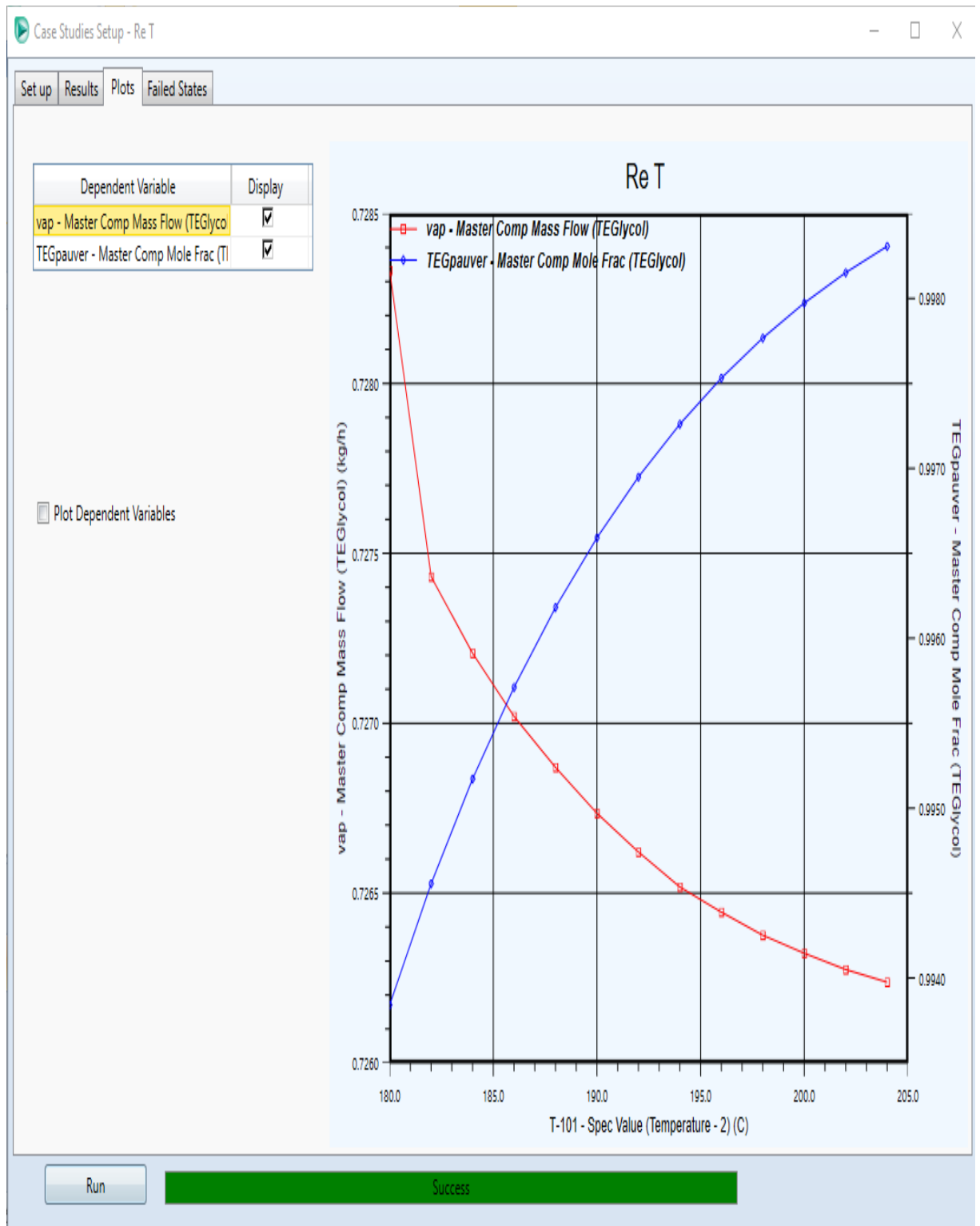
### b. température de rebouilleur :

dans ce cas on va étudier les pertes et la pureté de TEG en fonction de la température de rebouilleur, pour cela on fixe les paramètres de fonctionnement d'absorption et de régénération de TEG. Il est noté que la température de rebouilleur est limitée par la température de dégradation thermique de TEG.



**Figure IV.13 :** L'effet de la température de rebouilleur sur les pertes et la pureté de TEG





**Figure IV.14** : L'effet de la température de rebouilleur sur les pertes et la pureté de TEG.

D'après le graph on remarque que la pureté de TEG augment avec l'augmentation de la température de rebouilleur par contre les pertes de TEG diminués, donc l'augmentation de la température de rebouilleur est favoriser pour la régénération de TEG et pour notre point de fonctionnement qui correspondant à une pureté de TEG 99.7% la température minimal de rebouilleur nécessaire est 192 °C.

### IV.5.3. Les pertes des glycol

Dans les condition actuel les perte de glycol par HYSYS est égale : 1.2117 kg/h

Les pertes des Glycol actuel : 1m3/mois = 1.528 kg/h

### IV.5.4. Le cas optimum

Dans ce cas on diminue le débit de TEG pauvre (7.5 m3/h), le débit de gaz stripping (180 kg/h) et augment la température de rebouilleur ( 196°C)

En utilisant ces valeurs, nous parviendrons à minimiser les pertes de glycol tout en préservant nos conditions préalablement définies (pureté 99.7% et point rosé -20)

**Tableau IV.7** : résultats de simulation par HYSYS de déshydratation dans le cas optimal

	Gaz		Glycol		Glycol
	Entrée	Sortie	Entrée	Sortie	régénéré
Condition					
T°C	38.52	41.13	43.52	41.35	43.52
P(bar)	33.19	33	33	35	33
Qm(kg/h)	173000	172500	8461	8891	8461
Point de rosée	/	-20.34	/	/	/
Pureté %	/	/	99.7	70.50	99.7

Les pertes des glycol dans ce cas est égale : 0.9731 kg/h

Donc se basant sur ces valeurs, il est envisageable de diminuer les pertes de glycol de :

$$1.2117 - 0.9731 = 0.2386 \text{ kg/h} = 5.7264 \text{ kg/d} = 2090.136 \text{ kg/ans}$$

### IV.6. Conclusion :

Selon les conditions de travail du IS CPF ; point de rosée -25 jusqu'à -20 °C et la pureté du TEG de 99,7 %, nous recommandons de réduire le débit de TEG appauvri de 9,3 à 7,5 m3/h et le débit de stripping gaz de 250 kg/h à 180 kg/h, avec une température de rebouilleur de 196 °C, afin de bénéficier de 2090,136 kg/an de TEG, ce qui correspond à 5643.36 dollars/an pour un seul train.

---

## ***Conclusion générale***

---

## Conclusion générale

---

Dans ce mémoire, nous avons essayé d'optimiser les paramètres opératoires de la section de déshydratation (Système 024) à Hassi Moumen (Ain Salah). L'objectif était d'améliorer l'absorption et de réduire la consommation d'énergie. Nous avons utilisé le logiciel de simulation Aspen HYSYS pour calculer et simuler ce processus de déshydratation en exploitant des données d'entrée réelles telles que la pression, la température, le débit et la composition du gaz.

En utilisant les données du cas actuel, nous avons réalisé la simulation de cette section avec le logiciel HYSYS, ce qui nous a permis de développer un modèle représentant cette section. Ce modèle sera utilisé pour étudier d'autres scénarios opérationnels.

L'un des critères utilisés pour évaluer l'efficacité d'une installation de déshydratation est le point de rosée de l'eau du gaz sec. Ce critère peut être facilement déterminé en identifiant la température à laquelle l'eau commence à se condenser.

En étudiant les variations des paramètres opératoires dans le contacteur de glycol, nous avons identifié des paramètres optimaux permettant de réduire la quantité de tri-éthylène glycol (TEG) perdu dans le gaz en sortie du contacteur de glycol.

Nous recommandons ainsi de réduire le débit de glycol, en étudiant les variations des paramètres de régénération du TEG, nous avons réussi à réduire le débit de gaz de stripping injecté dans le rebouilleur à 180 kg/h et à augmenter la Température de rebouilleur (196°C). Ces nouveaux paramètres permettent de réduire la quantité de glycol perdue de 2090 kg/ans dans seul train.

## *Références*

- [1] ISG Southern Fields Development Présentation générale de Project IS CPF : documents de Sonatrach.
- [2] Mokhatab, S., Poe, W.A., & Mak, J.Y. (2023). Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices (4th ed.). Canada: Gas Processing Consultant, Canada; AVEVA, USA; Fluor, USA
- [3] Guo, B., & Ghalambor, A. (2005). Natural Gas Engineering Handbook. University of Louisiana at Lafayette.
- [4] Mokhatab, S., Poe, W. A., & Speight, J. G. (2006). Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Elsevier: Gulf Professional Publishing.
- [5] Bouchard, G. (2015). Le Gaz Naturel: De la production aux marchés. Préface de Desque General de l'AFG. Paris, France: Editions TECHNIP.
- [6] Rojet, A. (1997). Le gaz naturel production traitement et transport. Paris, France: Editions TECHNIP.
- [7] Leonard, Y. (2015). Ingénieurs Production Traitement et conditionnement des Gaz - Flow assurance. Hassi Messaoud/Centre IAP – 18-23 Avril 2015.
- [8] Manuel pour le Transport et la Distribution du gaz, tome IV, traitement du gaz naturel en vue du Transport et de la Distribution, Association Technique de l'industrie du Gaz en France (ATG, Paris), septembre 1987
- [9] Speight, J.G. (1999). The Chemistry and Technology of Petroleum. CRC Press.
- [10] Aquaportail . (2023, May 19). Extrait de <https://www.aquaportail.com>
- [11] Ataman Chemicals. (2023, May 19). Extrait de <https://www.atamanchemicals.com/>
- [12] Hyne, N. J. (2012). Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling & Production, 3rd Edition. PennWell Corp.
- [13] Poole, H. (2009). The Calorific Power of Fuels. BiblioLife.
- [14] Christensen, D. L. (February 2009). Thermodynamic Simulation of the Water/Glycol Mixture. Aalborg University Esbjerg.
- [15] Gandhidasan, P. (March 2003). Parametric Analysis of Natural Gas Dehydration by a Triethylene Glycol Solution. Energy Sources, 25(3), 189-201.
- [16] Netušil, M., & Ditl, P. (September 2011). Comparative Study of Three Methods for Natural Gas Dehydration. Journal of Natural Gas Chemistry, 20(5), 471-476. DOI: 10.1016/S1003-9953(10)60218-6.

[17] Bråthen, A. (2008). Development of Processes for Natural Gas Drying: Further exploring the TEG Injection Concept. Master's thesis, Norwegian University of Science and Technology, Department of Energy and Process Engineering.

[18] ROIZARD, C., WILD, G., & CHARPENTIER, J.-C. (01 nov. 2015). Absorption avec réaction chimique. techniques-ingenieur.

[19] ISG Southern Fields Development Project IS CPF System-020: Séparateur de condensat, Séparation d'entrée et Refroidissement de production : documents de Sonatrach.

[20] ISG Southern Fields Development Project IS CPF System-024: Déshydratation : documents de Sonatrach.

[21] ISG Southern Fields Development Project IS CPF Récupération de vapeurs : documents de Sonatrach.

[22] aspentech .(2023, May 22), Extrait de <https://www.aspentech.com/en>

# Annexe

## Krechba Laboratory Gas Analysis Report

### Sample Details:

Description : HMN Inlet Gas  
 Date & Time : 14 May 2022 00:00  
 Sampled By :  
 Comments :

### Analysis Details:

Analyst : chafia  
 Date & Time : Sat May 14, 2022, 15:42  
 Analysis File : C:\star\DATA\5-14-2022\hmn inlet gas001.run

### Gas Composition:

#### GC Analysis:

Methane	93.73 mol %
Ethane	1.27 mol %
Propane	0.13 mol %
iso-Butane	0.01 mol %
n-Butane	<0.01 mol %
iso-Pentane	<0.01 mol %
n-Pentane	<0.01 mol %
Hexane +	<0.01 mol %
Carbon Dioxide	3.96 mol %
Nitrogen	0.90 mol %

#### Stain Detection Tube:

Hydrogen Sulphide	Not Determined
Carbon Dioxide	Not Determined

Annexe 01 : L'analyse de gaz



## LABORATORY DAILY REPORT

**StartDate :** 12/03/2023 00:00:00

**EndDate :** 12/03/2023 23:59:59

**Comment :**

#### Samples Scheduled For : 11/03/2023

H-024-SP-101\_LEAN\_GLYCOL\_TR1\_12/03/2023\_1

**IS\_CPF**

LEAN GLYCOL TR 01

Chloride	Chloride	mg/kg	25	-
Water, KF	Water Content	%	0.300	-
pH	pH		7.4	0.0 to 14.0
Total solids	Total solids	mg/100g	25.6	-
Foaming	Volume	mL	250	-
	Collapse time	sec	14	-

H-024-SP-102\_RICH\_GLYCOL\_TR1\_12/03/2023\_1

**IS\_CPF**

RICHE GLYCOL TR01

pH	pH		6.0	-
Water, KF	Water Content	%	3.45	-
Foaming	Volume	mL	300	-
	Collapse time	sec	43	-
Total solids	Total solids	mg/100g	59.3	-

Annexe 2 : L'analyse de glycol



Material Stream: Gazsec

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet	Stream Name	Gazsec	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	41.65	41.65
Composition	Pressure [kPa]	3300	3300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	9857	9857
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	1.725e+005	1.725e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	531.0	531.0
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8.700e-004	-8.700e-004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	157.1	157.1
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-8.576e+008	-8.576e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	2.324e+005	2.324e+005
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

OK

Activate Windows  
Go to Settings to activate Windows

Delete Define from Stream... View Assay

Annexe 3 : les condition de gaz traité

Material Stream: Gazsec

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet	Stream Name	Gazsec	Vapour Phase
Conditions	Molecular Weight	17.50	17.50
Properties	Molar Density [kgmole/m3]	1.341	1.341
Composition	Mass Density [kg/m3]	23.47	23.47
Oil & Gas Feed	Act. Volume Flow [m3/h]	7349	7349
Petroleum Assay	Mass Enthalpy [kJ/kg]	-4972	-4972
K Value	Mass Entropy [kJ/kg-C]	8.977	8.977
User Variables	Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	40.23	40.23
Notes	Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	2.299	2.299
Cost Parameters	LHV Molar Basis (Std) [kJ/kgmole]	7.744e+005	7.744e+005
Normalized Yields	HHV Molar Basis (Std) [kJ/kgmole]	8.532e+005	8.532e+005
	HHV Mass Basis (Std) [kJ/kg]	4.876e+004	4.876e+004
	CO2 Loading	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Mole Conc. [kgmole/m3]	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Wt. Conc. [kgmol/kg]	<empty>	<empty>
	LHV Mass Basis (Std) [kJ/kg]	4.426e+004	4.426e+004
	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000
	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000
	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000
	Mass Exergy [kJ/kg]	484.2	<empty>
	Partial Pressure of CO2 [kPa]	130.5	<empty>
	Cost Based on Flow [Cost/s]	0.0000	0.0000
	Act. Gas Flow [ACT_m3/h]	7349	7349
	Avg. Liq. Density [kgmole/m3]	18.56	18.56
	Specific Heat [kJ/kgmole-C]	40.23	40.23
	Std. Gas Flow [STD_m3/h]	2.331e+005	2.331e+005

Property Correlation Controls

Preference Option:  Active

ck

Activate Windows  
Go to Settings to activate Windows

Delete Define from Stream... View Assay

Annexe 4 : les propriétés de gaz traité

Material Stream: Gazsec

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet			
Conditions	Cp/(Cp - R)	1.260	1.260
Properties	Cp/Cv	1.386	1.386
Composition	Heat of Vap. [kJ/kgmole]	7589	<empty>
Oil & Gas Feed	Kinematic Viscosity [cSt]	0.5380	0.5380
Petroleum Assay	Liq. Mass Density (Std. Cond) [kg/m3]	0.7420	0.7420
K Value	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [m3/h]	2.324e+005	2.324e+005
User Variables	Liquid Fraction	0.0000	0.0000
Notes	Molar Volume [m3/kgmole]	0.7456	0.7456
Cost Parameters	Mass Heat of Vap. [kJ/kg]	433.7	<empty>
Normalized Yields	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000
	Surface Tension [dyne/cm]	<empty>	<empty>
	Thermal Conductivity [W/m-K]	3.754e-002	3.754e-002
	Viscosity [cP]	1.263e-002	1.263e-002
	Cv (Semi-Ideal) [kJ/kgmole-C]	31.92	31.92
	Mass Cv (Semi-Ideal) [kJ/kg-C]	1.824	1.824
	Cv [kJ/kgmole-C]	29.03	29.03
	Mass Cv [kJ/kg-C]	1.659	1.659
	Cv (Ent. Method) [kJ/kgmole-C]	<empty>	<empty>
	Mass Cv (Ent. Method) [kJ/kg-C]	<empty>	<empty>
	Cp/Cv (Ent. Method)	<empty>	<empty>
	Reid VP at 37.8 C [kPa]	<empty>	<empty>
	True VP at 37.8 C [kPa]	<empty>	<empty>
	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) [m3/h]	2.324e+005	2.324e+005
	Viscosity Index	-38.12	<empty>
	Water Dew Point[Gas] [C]	-24.34	-24.34

Property Correlation Controls

Preference Option: Active

OK

Activate Windows  
Go to Settings to activate Windows

Delete Define from Stream... View Assay

## Annexe 5 : les propriétés de gaz traité

Material Stream: Gazsec

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet	Mass Flows	Vapour Phase
Conditions		
Properties		
Composition		
Oil & Gas Feed		
Petroleum Assay		
K Value		
User Variables		
Notes		
Cost Parameters		
Normalized Yields		
Methane	148157.2407	148157.2407
Ethane	3764.0461	3764.0461
Propane	564.8625	564.8625
i-Butane	57.0531	57.0531
n-Butane	57.2628	57.2628
i-Pentane	70.5405	70.5405
n-Pentane	71.0111	71.0111
n-Hexane	84.9558	84.9558
H2O	3.4670	3.4670
CO2	17160.5816	17160.5816
Nitrogen	2485.1960	2485.1960
TEGlycol	0.4856	0.4856

Total 172476.70285 kg/h

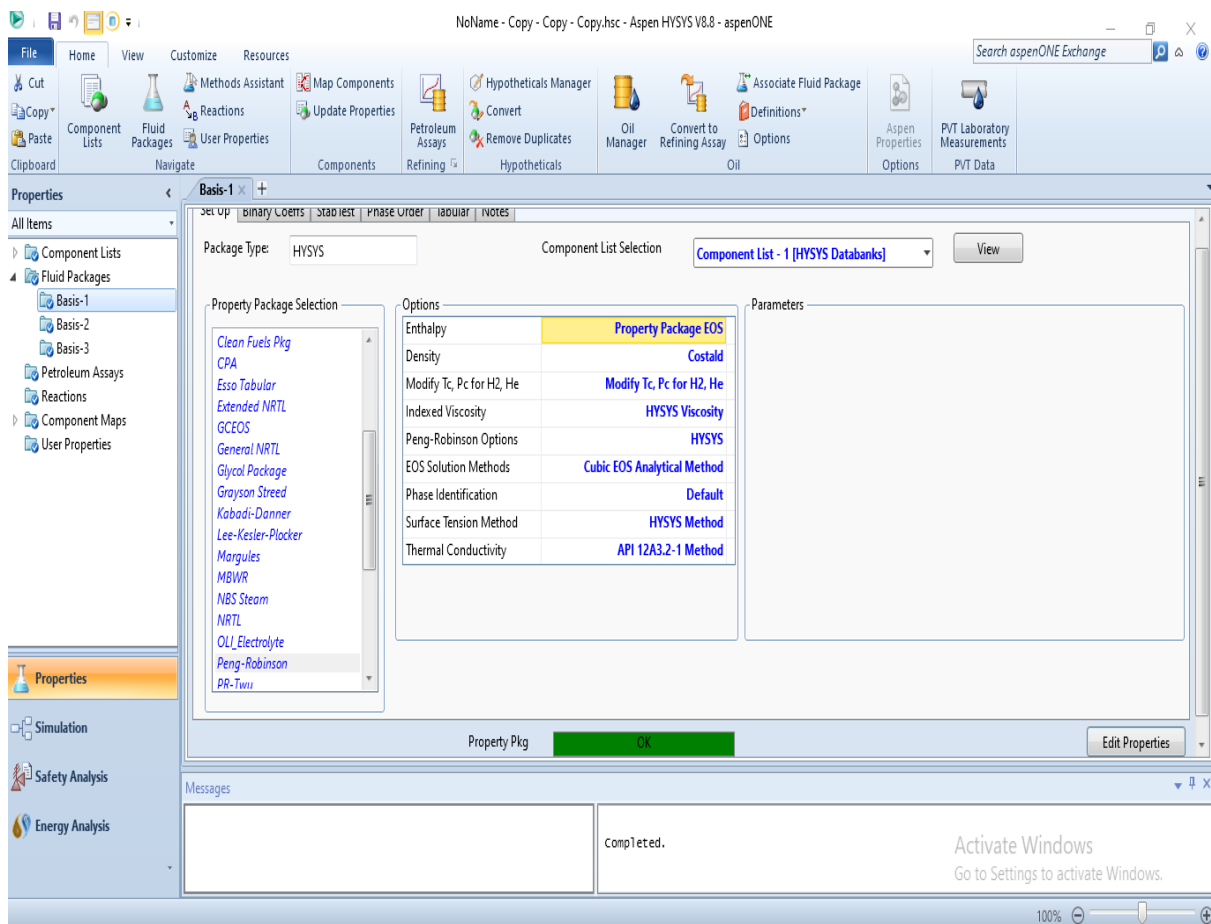
Edit... View Properties... Basis...

OK

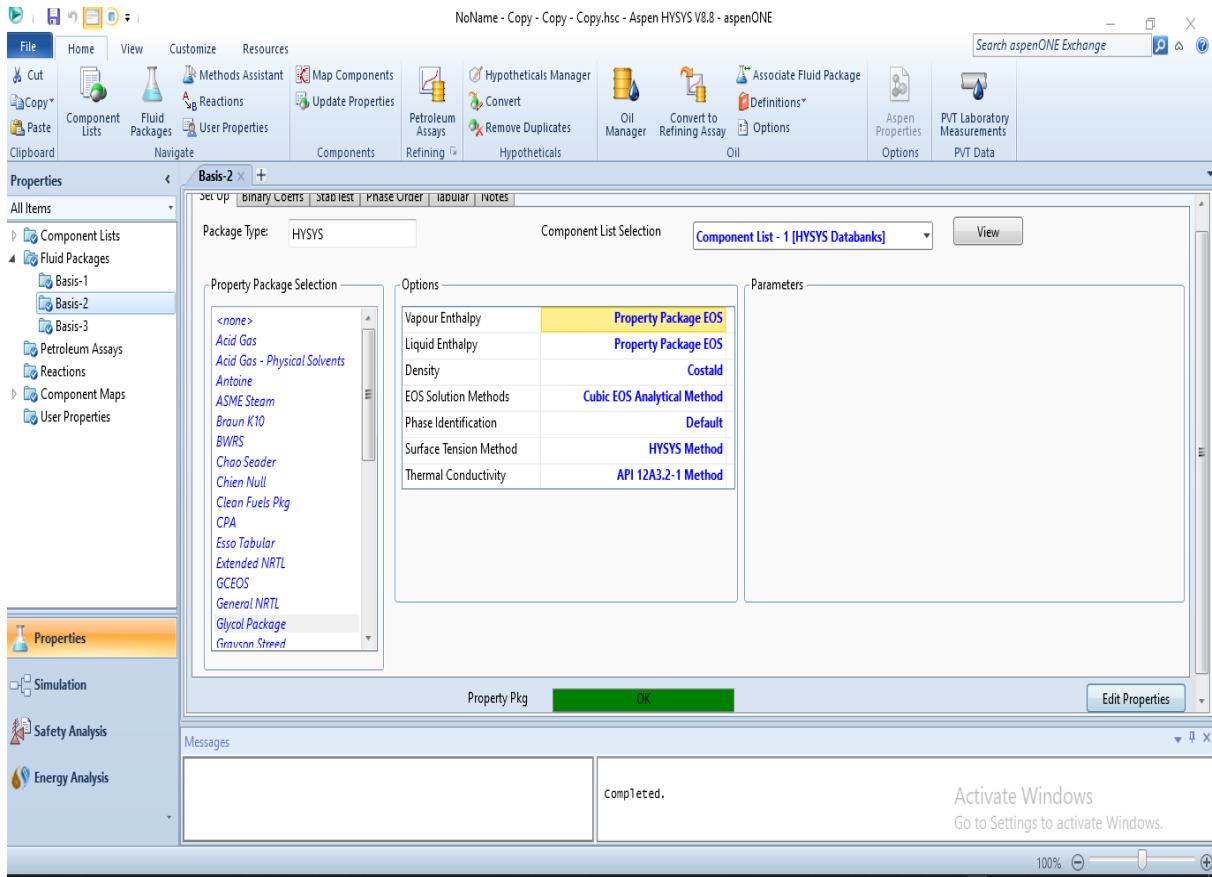
Delete Define from Stream... View Assay

Activate Windows  
Go to Settings to activate Windows

Annexe 6 :les composition de gaz traité



Annexe 8 :Basic 1 Peng-robinson



Annexe 9 :Basic-2 Glycol Package.

Material Stream: TEGrich			
Worksheet Attachments Dynamics			
Worksheet	Stream Name	TEGrich	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	41.45	41.45
Composition	Pressure [kPa]	3400	3400
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	93.78	93.78
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	1.093e+004	1.093e+004
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	9.761	9.761
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-6.775e+005	-6.775e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	108.1	108.1
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-6.354e+007	-6.354e+007
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	9.724	9.724
	Fluid Package	Basis-2	
	Utility Type		

OK

Annexe 10 :les condition de TEG rich

Material Stream: kofkpwkfpw

Worksheet Attachments Dynamics

Worksheet		Mole Fractions	Liquid Phase
Conditions	Methane	0.0006	0.0006
Properties	Ethane	0.0000	0.0000
Composition	Propane	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	i-Butane	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	n-Butane	0.0000	0.0000
K Value	i-Pentane	0.0000	0.0000
User Variables	n-Pentane	0.0000	0.0000
Notes	n-Hexane	0.0000	0.0000
Cost Parameters	H2O	0.0023	0.0023
Normalized Yields	CO2	0.0001	0.0001
	Nitrogen	0.0000	0.0000
	TEGlycol	0.9969	0.9969

Total 1.00000

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

OK

Annexe 11 :les composition de TEG pauvre après la régénération.