



*Université de Ghardaïa*

N° d'ordre :  
N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies  
Département de *Génie des Procédés*

**Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de**

## **MASTER**

**Domaine :** *Sciences et Technologies*

**Filière :** *Génie des Procédés*

**Spécialité :** *Génie Chimique*

**Par :** *HADJ MAHAMED Abdelkrim*

*NESSIBI Mohamed El Amine*

## **Thème**

**Déshydratation du gaz naturel au niveau d'In Salah  
Gaz/ site de KRECHBA**

**Soutenu publiquement le 24/06/2019**

**Devant le jury :**

<b>LADJAL Boumediene</b>	<b>MAA</b>	<b>Univ de Ghardaïa</b>	<b>Président</b>
<b>TRABELSI Amel</b>	<b>MAA</b>	<b>Univ de Ghardaïa</b>	<b>Examinatrice</b>
<b>CHEKHOUM Yasmine</b>	<b>MAB</b>	<b>Univ de Ghardaïa</b>	<b>Examinatrice</b>
<b>MANSOURI Khaled</b>	<b>MCB</b>	<b>Univ de Ghardaïa</b>	<b>Encadreur</b>

**Année universitaire : 2018/2019**

## *Remerciements*

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur qui nous a donné le courage et la volonté pour réaliser ce modeste travail.*

*Nous remercions vivement notre encadreur **Mr.MANSOURI Khaled** pour son aide, sa disponibilité et ses conseils judicieux durant toute la période de réalisation de ce mémoire.*

*Nous exprimons nos gratitudee et nos remerciements aux membres d'ISG, en particulier l'équipe OPS, spécialement **ANECHE Said , BELMOKHTAR Fatah , BELAÏD Amel, LABNI Amine , MENADE Tayeb , HADJI Abdelkrim , SAHRAWI Mohamed , Faysel , HAMZI Lamine , LACHEHAB Mohamed , BEDDIAF Taha** , l'équipe technique et surtout l'équipe TRAINING pour les orientations et les conseils ainsi que le support documentaire.*

*Nos remerciements vont également à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.*

Mohamed El Amine & Abdikrim

## *Dédicace*

*Je dédie ce mémoire :*

*A ma chère mère.*

*A mon cher père.*

*A Mon grand-père et ma chère grand-mère.*

*A mes chères frères et sœurs.*

*A tous mes amis :*

*Abdelkrim, Ismail, Walid, Adel, Bilal, Abdelghany,*

*Chouaib, Abdelali, et à tous ceux qui ont contribué à ce*

*modeste travail.*

*A tous ceux qui sèment le bonheur sur mon chemin*

*A toutes les enseignantes et tous les enseignants du  
département du génie des procédés.*

*A tous les habitants de Total et El Goliaà.*

*A tous ceux que j'aime.*

*Mohamed El Amine*

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail à  
Celle qui ma toujours soutenue dans ma vie, ma mère*

*que j'aime beaucoup*

*Mon cher père pour son amour et son sacrifice, afin  
que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A tous mes très chers frères*

*A ma chère sœur*

*A toute ma famille*

*A tous mes amis (e), avec lesquels j'ai partagé mes  
meilleurs moments.*

*A tous les habitants de Zouitel et El Goliaà .*

*A Tous ceux que j'aime*

*Abdelkrim*

## ملخص :

وجود الماء في الغاز الطبيعي يسبب مشاكل مختلفة عند الإستغلال ، حسب درجة الحرارة والضغط السائدة في المنشآت .

بخار الماء يمكن أن يتكثف ويسبب تكوين هيدرات . لتجنب هذه الظاهرة ، من الضروري الحد من المحتوى المائي في الغاز الطبيعي عن طريق تقنيات العلاج المناسبة.

في موقع كرشبا (عين صالح غاز) ، يتم تجفيف الغاز الطبيعي بواسطة عملية الامتصاص باستخدام ثلاثي إيثيلين جليكول (TEG) كمذيب استخراج المياه . الهدف المحدد من هذا العمل هو تحسين عملية الجفاف بواسطة محاكي .HYSYS

الكلمات الرئيسية: الجفاف ، TEG ، HYSYS ، هيدرات، الغاز الطبيعي.

### 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, présente dans le gaz naturel au moyen des techniques de traitement appropriées.

Au niveau du site KRECHBA (In Salah Gas), la déshydratation du gaz naturel est réalisée par le procédé d'absorption en utilisant le tri éthylène glycol (TEG) comme solvant d'extraction d'eau.

L'objectif de ce travail consiste à l'optimisation des paramètres du cas design et cas actuel du processus de déshydratation du gaz naturel en utilisant le simulateur HYSYS.

**Mots clés :** Déshydratation, TEG, HYSYS, Hydrates, Gaz naturel.

### Abstract:

The presence of water in natural gas causes different problems for farms, depending on the temperature and pressure conditions prevailing in facilities.

The water vapor can condense and cause the formation of hydrates. To avoid these phenomena, it is necessary to reduce the water content present in the natural gas by means of appropriate treatment techniques.

At the KRECHBA (In Salah Gas) site, dehydration of natural gas is achieved by the absorption process using tri-ethylene glycol (TEG) as a water extraction solvent.

## *Résumé*

The objective of this work is to optimize the parameters of the case design and current case of the process of dehydration of natural gas using the HYSYS simulator.

**Key words:** Dehydration, TEG, HYSYS, Hydrates, Natural gas.

<b>Tableau II.1</b> : condition nominales de séparation préliminaire.....	20
<b>Tableau II.2</b> : Spécification du gaz d'In Salah gaz.....	31
<b>Tableau II.3</b> : Les propriétés de Meg, Deg, Teg .....	39
<b>Tableau III. 1</b> : La composition du gaz à l'entrée du contacteur glycol .....	51
<b>Tableau III. 2</b> : La composition du gaz d'export et la pureté TEG régénère.....	53
<b>Tableau III. 3</b> : La pureté TEG en fonction de la température du rebouilleur.....	54
<b>Tableau III. 4</b> : La variation de la pureté TEG en fonction de débit de TEG.....	55
<b>Tableau III. 5</b> : Les résultats de simulation HYSYS dans le contacteur glycol cas actuel...57	
<b>Tableau III.6</b> : Les résultats de simulation HYSYS dans le contacteur glycol cas design....59	

<b>Figure I. 1 :</b> Répartition du gaz naturel dans le monde.....	5
<b>Figure I. 2 :</b> Transport par gazoduc transméditerranéen.....	7
<b>Figure II. 1:</b> Situation géographique d’In Salah Gas.....	8
<b>Figure II. 2:</b> Concept de développement du projet In Salah Gas.....	10
<b>Figure II. 3 :</b> Schéma de principe du champ - In Salah Projet des Champs du Sud.....	11
<b>Figure II. 4 :</b> Schéma de procédés de REG.....	12
<b>Figure II. 5 :</b> Schéma du procédé de traitement et compression au Teg.....	13
<b>Figure II. 6 :</b> Sources de l’énergie.....	30
<b>Figure II. 7:</b> Procédé de déshydratation par absorption.....	34
<b>Figure II. 8:</b> Procédé de déshydratation par adsorption.....	34
<b>Figure II. 9:</b> Déshydratation par abaissement de la température.....	36
<b>Figure II. 10:</b> Le contacteur glycol.....	39
<b>Figure II. 11 :</b> Schéma d’installation de l’unité de régénération de Glycol.....	43
<b>Figure III. 1 :</b> modèle de simulation de la déshydratation par HYSYS V10.....	49
<b>Figure III. 2 :</b> variation des pertes TEG et la teneur H <sub>2</sub> O en fonction du débit TEG.....	53
<b>Figure III. 3 :</b> variation des pertes et pureté TEG avec la température du rebouilleur.....	55

## Liste des abréviations

<b>BP</b>	British Petroleum.
<b>CPF</b>	Central processing facility
<b>SMC/an</b>	Composés de moulage de feuilles.
<b>WSSV</b>	Vanne de sécurité latérale de voilure / Vanne latérale de sécurité de surface..
<b>TVP</b>	Tension de Vapeur Reid (True Vapor Pressure).
<b>HP</b>	Haute pression.
<b>LP/BP</b>	Basse pression.
<b>MMSCF</b>	Millions de pieds cubes standard.
<b>RO</b>	Osiose inverse.
<b>ESD1</b>	Arrêt d'urgence Niveau1.
<b>ESD2</b>	Arrêt d'urgence niveau 2.
<b>ISG</b>	In Salah Gas.
<b>HSE</b>	Santé Sécurité En vironnement.
<b>GMD</b>	Gour Mehmoud.
<b>GBF</b>	Garet Befinet.
<b>Teg</b>	Teguentour.
<b>IS</b>	In Salah.
<b>HMN</b>	Hassi Moumen.
<b>HRM</b>	Hassi R'Mel.
<b>CNDG</b>	Centre national de distribution de gaz.
<b>CPF</b>	Centre de traitement.
<b>DCS</b>	Système de contrôledistributif.
<b>ESD</b>	Arrêt d'urgence.
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde De Carbone.
<b>MDEA</b>	Méthyl Di-éthanol aminé activé.
<b>MSDS</b>	Fiche de données de sécurité.
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Sulfure d'hydrogène.
<b>TEG</b>	Tri-éthylène glycol.
<b>PLC</b>	Contrôleurlogique programmable
<b>WHRU</b>	Récupérateur de chaleurperdue.
<b>FG</b>	gaz combustible.
<b>UA</b>	Utility Air .
<b>IA</b>	Air d'instrument.

## Liste des abréviations

<b>Deg</b>	Di éthylène glycol.
<b>Meg</b>	Mono éthylène glycol.
<b>HP</b>	Haute pression.
<b>LP</b>	Basse pression.
<b>ESDV</b>	Vanne d'arrêt d'urgence.
<b>SDV</b>	Vanne d'arrêt.
	Valve de purge.
<b>PSV</b>	Soupape de sécurité.
<b>LV</b>	Valve de niveau.
<b>JT</b>	Joule Thomson.
<b>PV</b>	Valve de pression.
<b>LL</b>	Basse basse.
<b>P&amp;ID</b>	Schema d'instrument de tuyauterie.
<b>PFD</b>	Diagrammes de flux de processus.
<b>GTG</b>	Générateur à turbine à gaz.
<b>GTC</b>	Générateur Turbo Compresseur
<b>ISSF</b>	In Salah Southern Fields
<b>DCS</b>	Distributive control system
<b>KBA</b>	KRECHBA
<b>ISG</b>	In Salah Gaz
<b>ICP</b>	Tuyauterie d'inter connexion.

## Liste des organigrammes

<b>Organigramme II. 2 : Procédé de traitement du KBA à la phase 1</b> .....	16
<b>Organigramme II. 3 : Règles d'or de sécurité</b> .....	33

# Sommaire

## Table des Matières

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	IV
Liste des figures.....	VI
Liste des tableaux.....	VII
Liste des organigrammes.....	VIII
Liste des abréviations.....	IX
Introduction générale.....	1

## Partie théorique

### Chapitre-I- : Généralités sur e gaz naturel

I.1 Introduction.....	2
I.2 Origine des constituants du gaz naturel.....	3
I.3 Caractéristique du gaz .....	3
I.4 Types des gaz naturels.....	4
I.5 Gaz naturels dans le monde.....	5
I.5.1 Réserves de gaz.....	5
I.5.2 Production mondiale du gaz naturel .....	6
I.6 Gaz naturel en Algérie.....	6
I.7 Richesse Algérienne en gaz naturel .....	8
I.8 Conclusion.....	8

## **Chapitre-II- :Présentation d’In Salah Gaz et le procédé de Krechba**

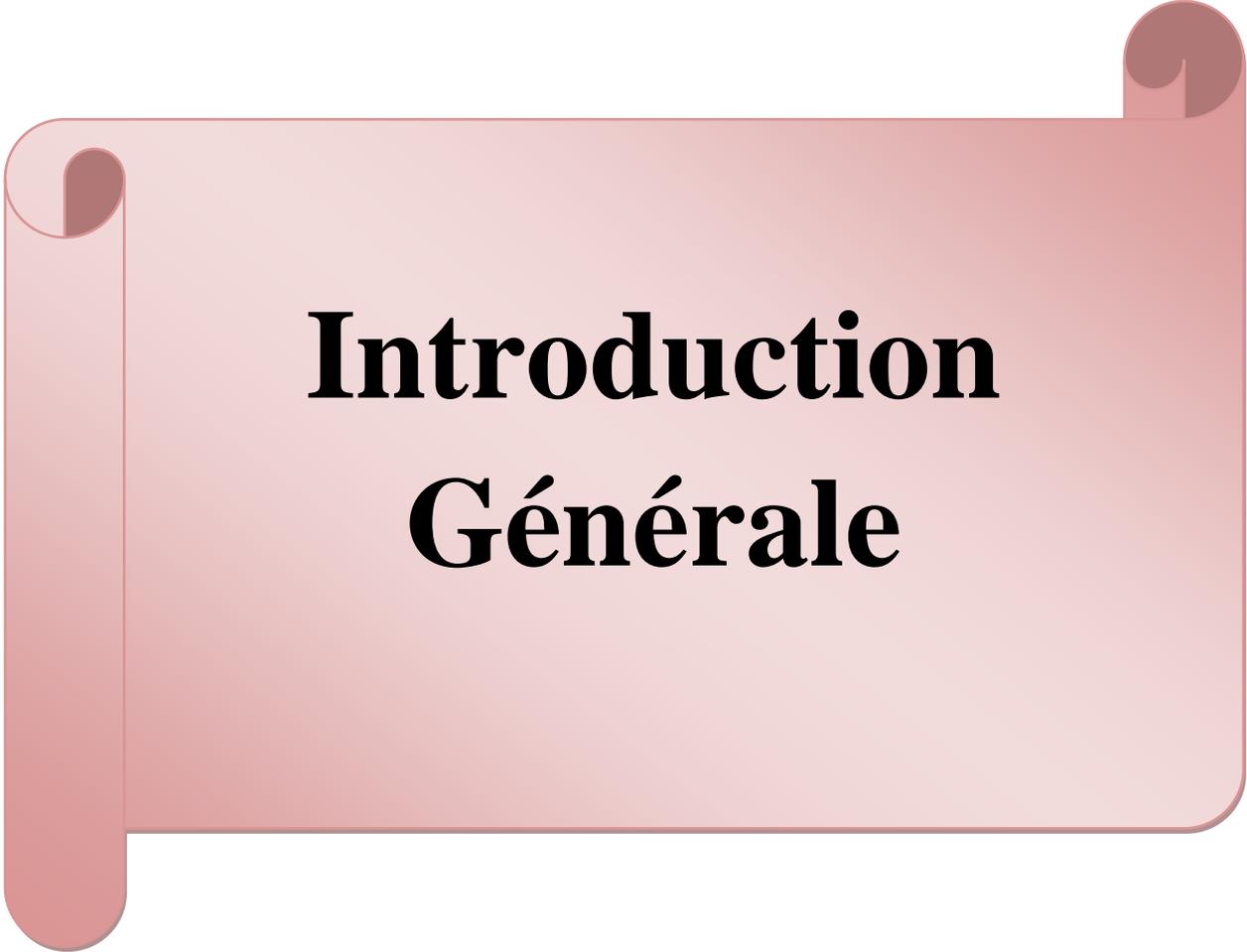
II.1 Introduction.....	10
II.2 Présentation du champ ISG.....	12
II.2.1 Description de l’IS CPF.....	12
II.2.2 Description du site REG CPF.....	12
II.2.3 Description de site Teg CPF .....	13
II.2.4 Description du site de Krechba.....	14
II.2.5 Description du site de HASSI R’MEL.....	15
II.3 Objectif de la phase1 du projet ISG.....	15
II.4 Description des installations de traitement au niveau de KBA.....	16
II.4.1 Système 013 puits.....	16
II.4.2 Système 034 collecte de gaz.....	17
II.4.3 Système 023 compression et refroidissement du gaz.....	17
II.4.4 Système 020 séparation sur champ et refroidissement de production.....	18
II.4.5 Système 024 séchage du Gaz/Régénération de Glycol & 054 système de stockage et Drainage de Glycol.....	19
II.4.6 Système 025 conditionnement du Gaz.....	20
II.4.7 Système 028 Extraction de Gaz acide & 058 système de stockage et de drainage d’amine.....	21
II.4.8 Système 022 stabilisation des condensats, 030 stockage de condensats, 039 transfert de condensats.....	23
II.4.9 Système 041 Eau chaud comme moyen de chauffage.....	23
II.4.10 Système 045 Fuel Gas.....	23
II.4.11 Systèmes 043 Torchères Haute Pression& Basse Pression, 044 Event de Gaz Acide et 038 Eau Produite .....	24
II.4.12 Système 063 Aire comprimé.....	25
II.4.13 Système 064 Gaz Inerte.....	25
II.4.14 Systèmes : 052 Eau Usine/Service ET053 Eau Fraiche & Eau Déminéralisée.....	26

II.4.15 Système 062 Diesel .....	27
II.4.16 Système 080 Génération électricité principal et pour les servisses essentiels.....	27
II.5 Système de production de procède à ISG-KRECHBA.....	27
II.5.1 Philosophie du système ESD et niveaux d'urgence.....	27
II.5.2 Arrêt de compression de site .....	29
II.5.3 Système de sécurité et contrôle feu et gaz.....	29
II.6 Spécification commercial du gaz d'In Salah Gaz .....	29
II.7 Politique de sécurité d'ISG .....	30
II.7.1 Sources de l'énergie.....	30
II.7.2 Règles d'or de sécurité .....	30
II.8 Nécessité de la déshydratation du gaz.....	32
II.9 Teneur en eau du gaz naturel .....	32
II.10 Méthodes de déshydratation .....	32
II.10.2 Processus de l'absorption.....	32
II.10.2 Processus d'adsorption .....	33
II.10.3 Par réfrigération.....	33
II.11 Différentes types de glycol.....	35
II.12 Propriétés des glycols .....	35
II.13 Glycols utilisés pour la déshydratation.....	36
II.14 Principe et l'installation de déshydratation de gaz.....	37
II.14.1 Section de la déshydratation de gaz.....	38
II.14.2 Section de régénération du glycol.....	38
II.15 Problème rencontrés dans une unité de déshydratation.....	41
II.15.1 Problème de la formation d'hydrates.....	41
II.15.2 Problème de Moussage.....	41
II.15.3 Problème de corrosion.....	42
II.16 Conclusion.....	42

## Partie pratique

### Chapitre-III- : Simulation du procédé déshydratation

III.1 Introduction.....	44
III.2 Modèle et simulation.....	44
III.3 Présentation du logiciel de simulation Aspen HYSYS.....	44
III.4 Types de simulation .....	45
III.4.1 Simulation statistique.....	45
III.4.2 Simulation dynamique.....	45
III.5 Choix de l'équation d'états.....	45
III.6 Simulation de la solution proposée.....	46
III.7 Schéma du procédé .....	47
III.8 Analyse des résultats.....	48
III.8.1 Cas désigné.....	48
III.8.2 Cas actuel .....	49
III.8.3 Contacteur de glycol.....	50
III.8.4 L'unité de régénération .....	51
III.8.5 Cas optimal.....	53
III.9 Conclusion.....	54
Conclusion générale.....	56
Références	



# **Introduction Générale**

## INTRODUCTION GENERALE

Le gaz naturel est une énergie primaire fossile composée d'un mélange de méthane et d'autres hydrocarbures gazeux, Le gaz naturel est issu de la décomposition de matières organiques. On le trouve dans de nombreux réservoirs naturels souterrains, en quantité plus importante que le pétrole.

Le gaz naturel est extrait par forage en milieu marin ou terrestre, transporté par canalisation jusqu'aux usines qui le traitent, il est épuré de ses composants non combustibles et corrosifs, Il est transporté par gazoduc ou par méthanier. Dans ce cas il est liquéfié pour être transporté, puis gazéifié à nouveau avant sa distribution et sa consommation finale.

La présence de l'eau dans le gaz occasionne dans les conditions idéales de température et de pression, la formation des hydrates, qui engendrent a leur tour le bouchage des conduits et l'obturation des tubes d'échangeurs, et peuvent en cas échéant conduire même à l'arrêt momentané du traitement.

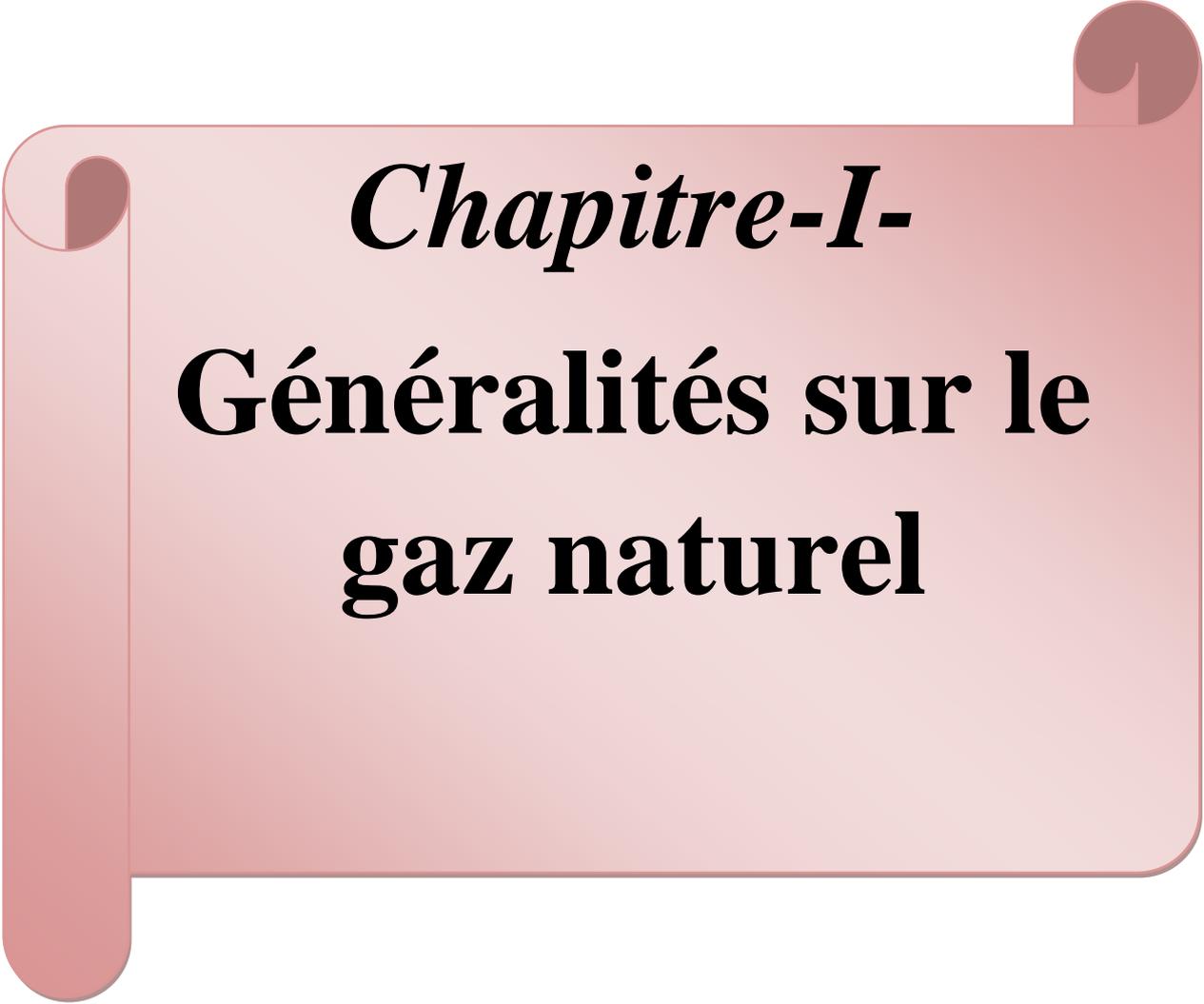
La déshydratation du gaz naturel consiste à l'élimination de l'eau qui est associé avec le gaz naturel sous forme de vapeur, une unité de déshydratation est utilisée dans les usines de gaz pour éviter la corrosion à des pipelines. Il existe plusieurs procédés chimiques, utilisés lors du procédé de déshydratation du gaz naturel à savoir : glycols, gel de silice ou tamis moléculaires....etc

Le tri ethylene glycol (TEG) est l'agent chimique utilisé au niveau de In Salah Gas pour la déshydratation du gaz naturel.

Nous avons fait une étude d'optimisation de la section de déshydratation afin dans d'améliorer l'absorption et réduire les pertes de TEG ainsi que la consommation d'énergie.

Ce mémoire est composé de trois chapitres :

- ❖ **Chapitre I** : Généralités sur le gaz naturel.
- ❖ **Chapitre II** : Présentation d'In Salah Gas et le procédé du gaz de krechba
- ❖ **Chapitre III** : Simulation du procédé de déshydratation .



*Chapitre-I-*  
**Généralités sur le  
gaz naturel**

### I.1. Introduction :

Le gaz naturel est une énergie fossile, présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. Le gaz est composé d'hydrocarbures, principalement du méthane ( $\text{CH}_4$ ), mais aussi du propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), du butane ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), de l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) et du pentane ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ).

### I.2. Origine des constituants du gaz naturel :

Le gaz naturel est généré à partir de la sédimentation de matières organiques, sédimentées de plusieurs millions d'années. Le plus souvent, c'est la matière organique enfouie dans le sous-sol qui se transforme d'abord en kérogène, sous l'effet de la pression et de la température. Lorsque la température augmente (entre 50 et 120°C), le kérogène se décompose en pyrolyse, cette décomposition thermique expulse deux hydrocarbures : le gaz naturel et le pétrole, qui constituent, dans une roche imperméable, un gisement. Entre 1,5 et 3 km de profondeur, le gaz et le pétrole sont présents dans les mêmes gisements [1].

### I.3. Caractéristiques du gaz naturel :

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel a les caractéristiques suivantes:

#### a) La masse volumique:

C'est la masse de l'unité de volume du gaz, exprimée en  $\text{Kg} / \text{m}^3$ , elle est en fonction de la température et de la pression, en dehors des conditions spécifiées, on se réfère à des conditions, dites normales ou standards :

- **Condition normale:**  $T = 0^\circ\text{C}$ ,  $P = 1\text{atm}$ .
- **Condition standard:**  $T = 15^\circ\text{C}$ ,  $P = 1\text{atm}$ .

#### b) Volume massique:

Il représente le volume occupé par unité de masse de gaz, il est donc l'inverse de la masse volumique et s'exprime en  $\text{m}^3 / \text{Kg}$ .

#### c) La densité :

Elle est définie pour un gaz comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans des conditions bien déterminées de température et de pression, comme elle peut-être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut la définir à partir de sa composition chimique en utilisant la relation :

Densité du gaz = masse moléculaire/28.966(kg/mol)

**d) Pouvoir calorifique :** C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en Joules / m<sup>3</sup>. On distingue deux pouvoirs calorifiques :

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

**2. Pouvoir calorifique inférieur PCI :** Il correspond à la combustion dans laquelle l'eau reste à l'état vapeur ; le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur latente de vaporisation de l'eau [1].

**e) Composition chimique :** En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures, l'éthane, le propane, le butane, le pentane et des concentrations plus faibles des hydrocarbures lourds. Les hydrocarbures (C<sub>3</sub> – C<sub>4</sub>) forment la fraction du GPL, la fraction la plus lourde correspond aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C<sub>5</sub><sup>+</sup>), appelée gazoline.

Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures, notamment de l'eau et des gaz acides- dioxyde de carbone et hydrogène sulfure, ainsi que de l'azote de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques.

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation, et elle sert aussi à calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de son exploitation. Elle est déterminée par la méthode chromatographique en phase gazeuse [2].

#### **I.4. Types des gaz naturels :**

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, ce qui conduit à distinguer les types suivants

➤ **Gaz sec :** Ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures lourds.

➤ **Gaz humide :** Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane.

➤ **Gaz à condensât :** Formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production, la phase condensée est riche en constituants lourds.

➤ **Gaz associé** : Coexistant dans le réservoir avec une phase «huile» (gisement de pétrole). Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et les gaz dissous [2].

## I.5. Gaz naturel dans le monde:

### I.5.1. Réserves de gaz :

Trois pays – l’Iran, la Russie et le Qatar – abritent actuellement près de 49 % des réserves conventionnelles de gaz naturel identifiées dans le monde.

Avec une production en croissance annuelle de près de 3 % en moyenne de puis, plus de trente ans, le gaz est l’énergie fossile dont la progression est la plus soutenue. Les gaz non conventionnels (gaz de schiste et gaz de houille) devraient permettre de prolonger cette croissance et de renouveler les ressources en gaz.

Le volume des ressources non conventionnelles est estimé à 51 % des ressources gazières mondiales. Les gaz de schiste, bien répartis sur la planète, concentrent la plus grosse part de ce potentiel, essentiellement exploités aux Etats-Unis, d’importantes ressources non conventionnelles existent en Chine, Argentine et Algérie [3].

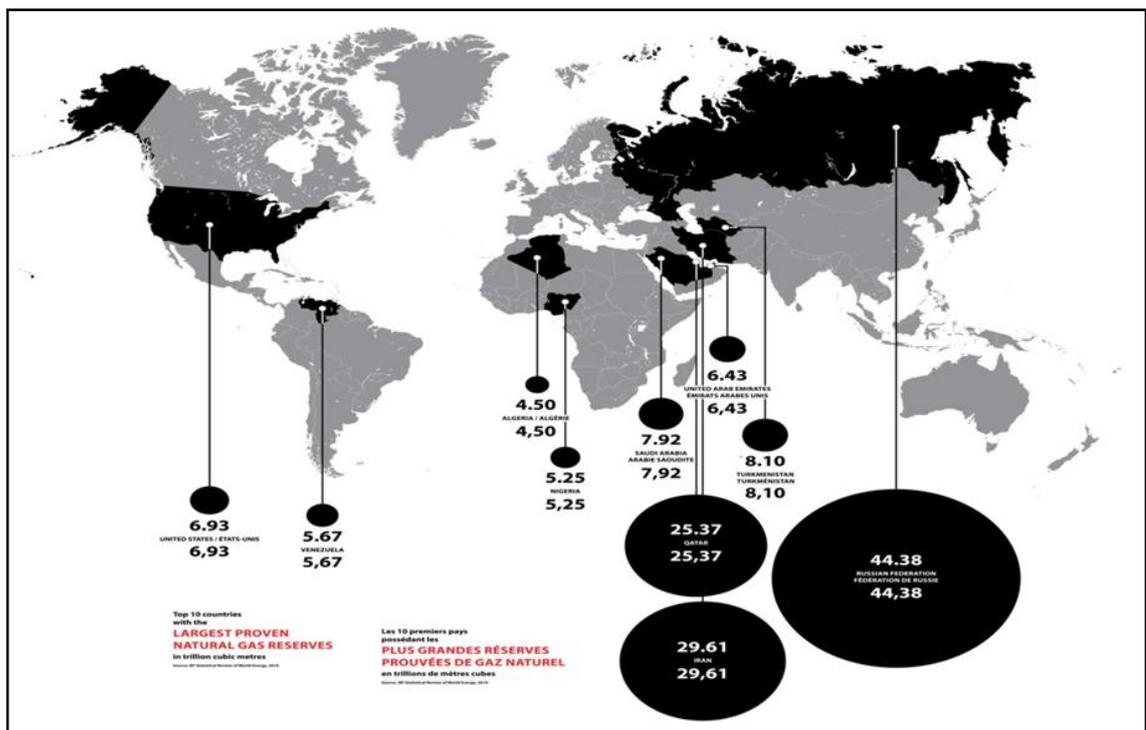


Figure I.1: Répartition du gaz naturel dans le monde [4].

### **I.5.2. Production mondiale du gaz naturel :**

Les principaux pays producteurs en 2010 étaient les Etats-Unis et la fédération de Russie avec respectivement 19.3 % et 18.4 % de la production mondiale. D'autres états ont également une certaine importance telle que Canada (5%), l'Iran (4.3%), Qatar (3.6%), Norvège (3.3%), Chine (3%), l'Algérie (2.5%), Saoudia Arabie (2.6%), l'Indonésie (2.6%), Malaisie (2.1%).

Ces onze pays ont représenté à eux seuls plus de 66.7% de la production totale de gaz naturel à la fin de l'année 2010. A noter que l'Amérique du Nord, l'Europe et Eurasie produisent 58.6% de la production globale.

La production mondiale totale à la fin de 2010 était de 3193,3 milliards de mètres cubes en croissance de 7,3% par rapport à l'année précédente. Bien que la production ait augmentée dans toutes les régions, la croissance la plus rapide a été enregistrée au Moyen-Orient et en Afrique [3].

### **I.6. Gaz naturel en Algérie :**

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel et c'est un bon producteur de gaz au niveau mondial.

A la fin de 1953, plusieurs compagnies de sismique s'aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute, pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'Mel, un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale, constituant un grand réservoir de gaz.

Ce premier développement du champ permet de préciser les vicies des niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement, permettant l'exploitation commerciale du champ, en février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi R'Mel à Arzew, le condensat était évacué à Haouhd El Hamra via l'oléoduc «N°8 » [5].

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement:

- De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m<sup>3</sup> et celle du condensat passe de 126 000 à 623 000 tonnes.
- De 1971 à 1974 : des études sur les réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.
- En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/j [5].

Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits, réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Elle a réalisé diverses installations de liquéfaction de gaz naturel, qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.).

Parallèlement à ce mode de transport, l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'Mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc transméditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie et l'Espagne via la Tunisie. (Voir figure I.2) [5].

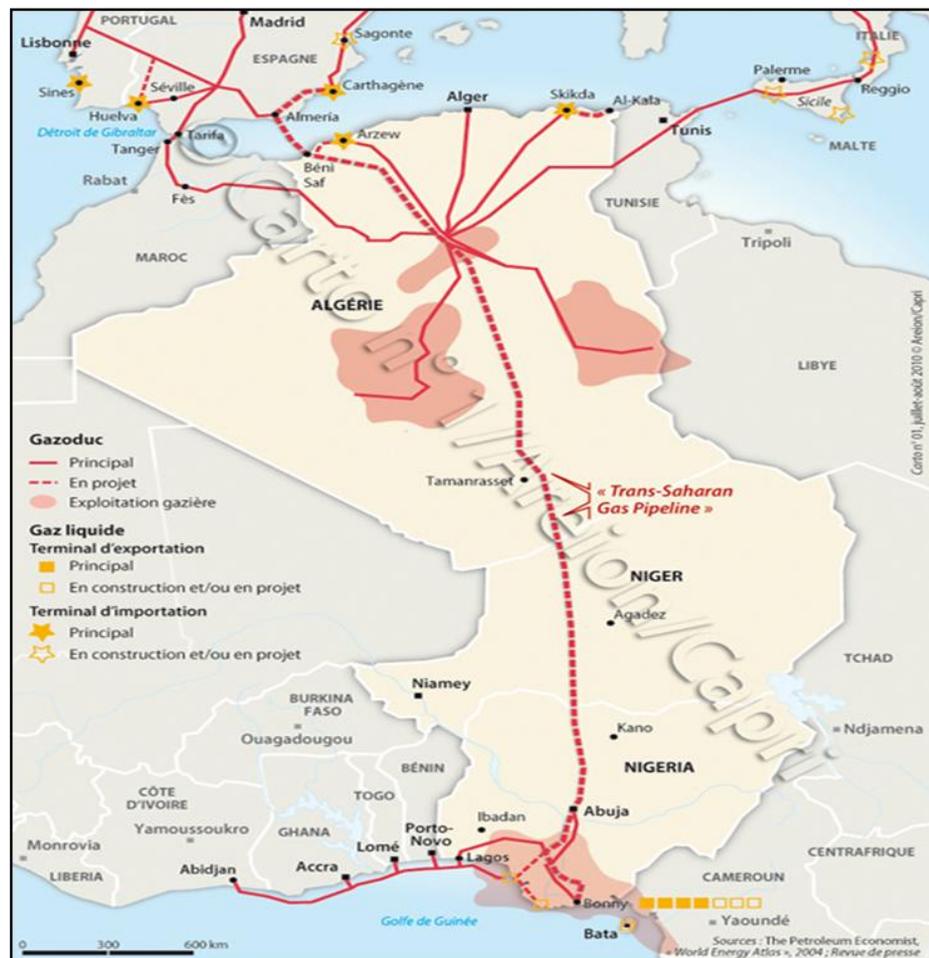


Figure I.2: Transport par gazoduc transméditerranéen [6].

**I.7. Richesse Algérienne en gaz naturel :**

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de Hassi R'Mel, qui est le plus grand à l'échelle nationale et celui de Ain-Salah, qui était exploité en 2002. A la fin de l'année 2010, l'Algérie est placée au dixième rang, en possédant 2.4% environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie a atteint 80.4 milliards de m<sup>3</sup> de production en 2010 [7].

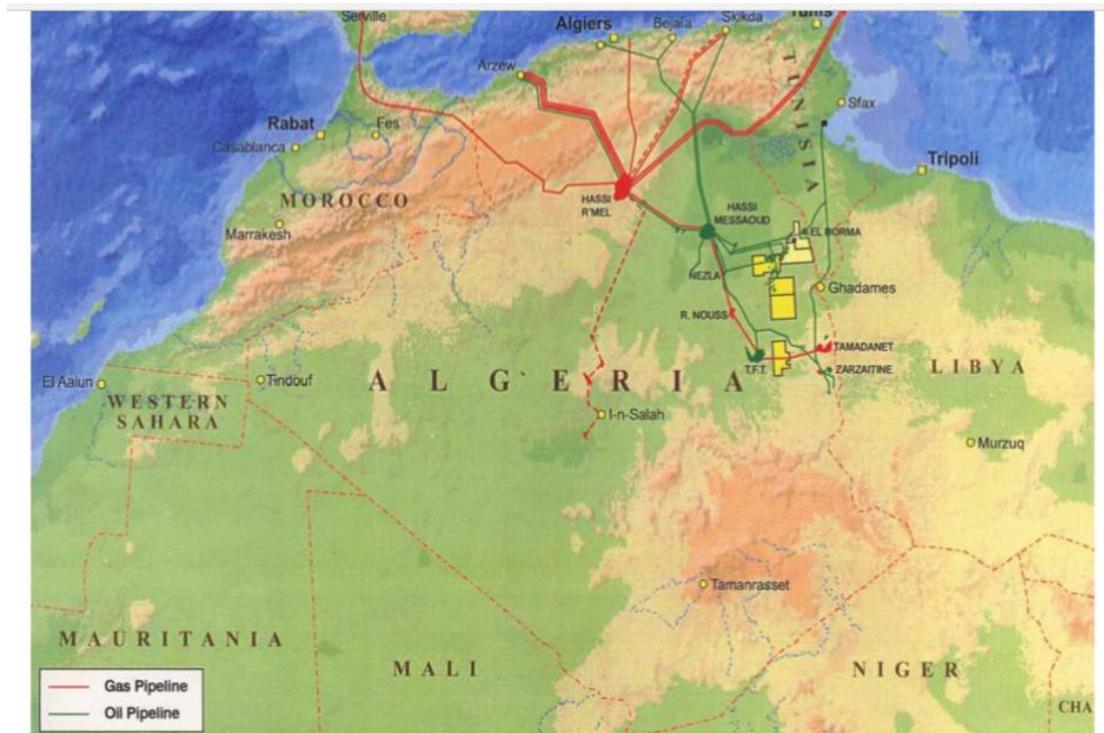
**I.8. Conclusion**

Ce premier chapitre explique les origines de gaz naturel en précisant statiquement le développement de la production à l'échelle mondiale généralement et en Algérie.

*Chapite-II-*  
**Présentation  
d'In Salah Gaz  
et le procédé de  
Krechba**

## II.1.Introduction:

Sonatrach et BP Exploration ont formé une association, In Salah Gas (ISG), pour développer et commercialiser le gaz du District 3 dans la zone du Sahara central. Sept champs principaux ont été identifiés : Krechba, TEG, REG, Garet el Befinat, HassiMoumene, In Salah et Gour Mahmoud. Le champ le plus exploité au nord dans le programme de développement actuel est Krechba, qui est à environ 440 km directement au sud de HassiR'Mel. Les autres champs principaux sont situés dans une zone s'étalant sur 250 km au sud de Krechba [8].



**Figure II.1:** Situation géographique d'In Salah GazSource [8].

La totalité de la production de gaz du District 3 est expédiée au moyen d'un gazoduc de 455 km, d'un diamètre de 48 pouces (122 cm) vers une nouvelle station de surpression de gazoduc et une installation de comptage fiscal, située à HassiR'Mel, à côté des stations de décompression GR1 et GR2 existantes. A partir de là, le gaz est transporté à 5 km plus loin par gazoduc de 48 pouces vers un point de raccordement au centre national de distribution du gaz (CNDG).

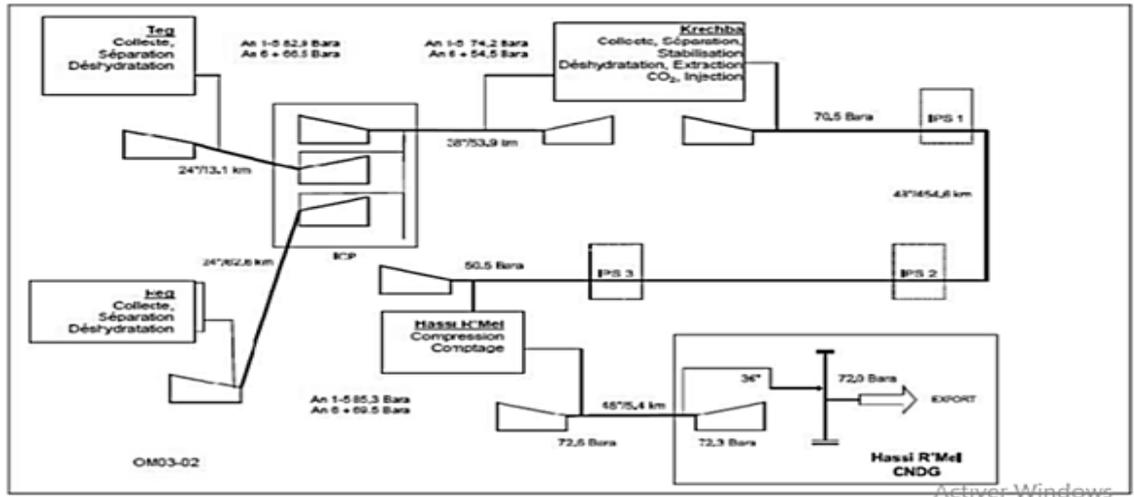


Figure II.2: Vue d'ensemble de l'installation [8].

Selon le plan de développement de la première phase, le gaz déshydraté provenant de TEG et REG est envoyé vers les installations centrales de traitement de Krechba (CPF) à travers le gazoduc à 38 pouces.

Après la séparation et le refroidissement, déshydratation et conditionnement, le gaz du champ de Krechba est combiné avec le gaz, venant de TEG et REG, au CPF de Krechba. Le mélange de gaz des trois sites est traité avec une solution d'amine pour l'élimination de CO<sub>2</sub> et en suite le gaz est expédié vers Hassi R'mel. A Hassi R'mel, le gaz est re-comprimé et exporté au collecteur du centre national de distribution du gaz (CNDG). Des procédés nécessaires de support et des systèmes d'utilité sont disponibles dans le CPF Krechba.

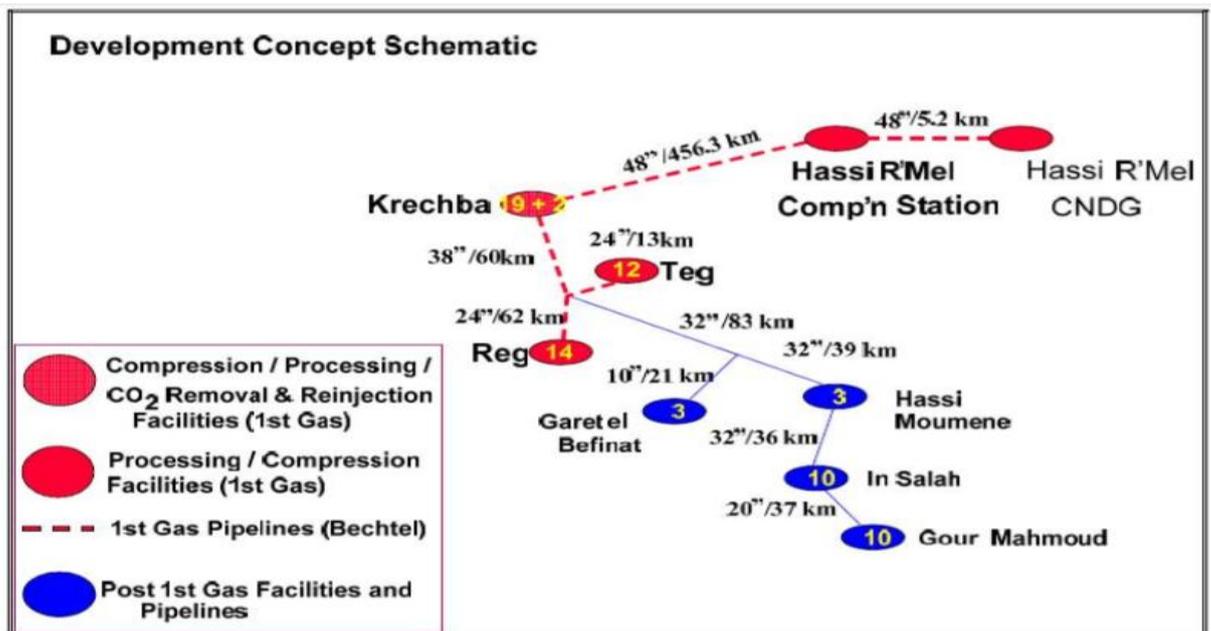


Figure II.3: Concept de développement du projet In Salah Gaz [9].

## II.2.Présentation du champ ISG:

### II.2.1.Description de l'IS CPF:

Le gaz provenant des champs de IS, GMD, HMN et GBF est déshydraté dans une nouvelle CPF (IS CPF), située près du champ de HMN et envoie le gaz produit dans un pipeline vers REG CPF.

L'IS CPF comprends [10]:

- ✓ Trois racleurs receveurs sur les pipelines des champs d'IS/GMD, GBF et HMN,
- ✓ Séparateur de condensât type doigts,
- ✓ Séparateur d'entrée,
- ✓ Deux trains de déshydratation,
- ✓ Système de l'eau produite y compris la réinjection,
- ✓ Racleur lanceur,
- ✓ Utilités.

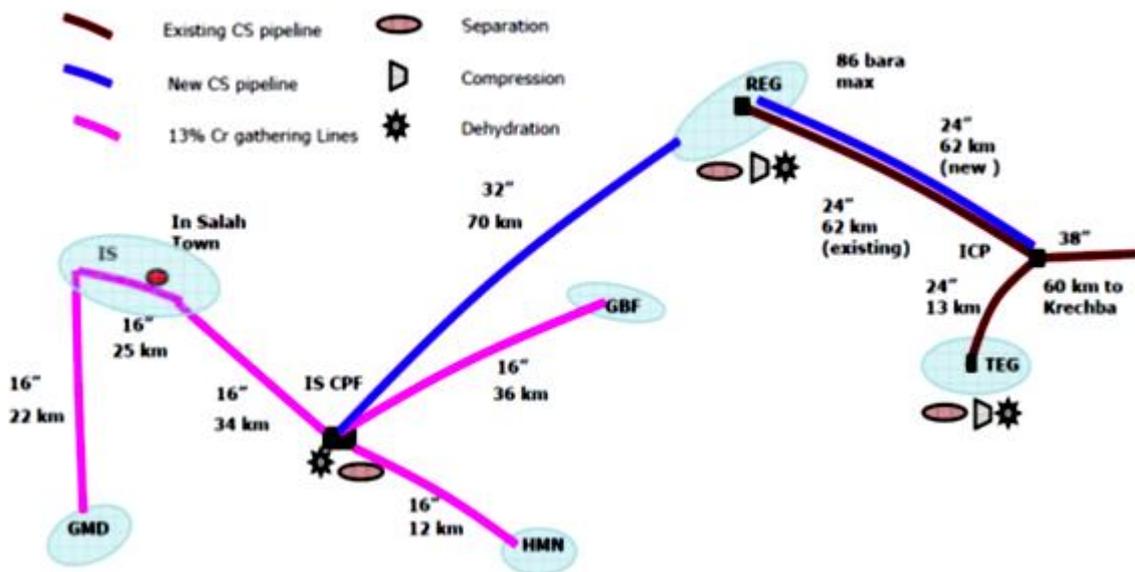


Figure II.4 : Schéma de principe du champ-In Salah Projet des Champs du Sud [9].

### II.2.2.Descreption du site REG CPF :

Le gaz traité au niveau d'IS CPF exporté vers REG CPF à travers un nouveau pipeline en acier carbone et sera acheminé vers REG, où il se mélange avec le gaz du champ, comprimé, déshydraté et exporté dans deux pipelines en parallèle vers ICP.

Les flux de produits arrivent à REG CPF à partir d'IS CPF et les puits de REG. La pression d'arrivée à REG CPF sera contrôlée par la pression d'aspiration du compresseur.

Un troisième train de déshydratation (Train 300) est installé pour l'accordement de IS CPF avec REG et aussi en parallèle avec les trains de déshydratation existants (Train 100 et Train 200) [3].

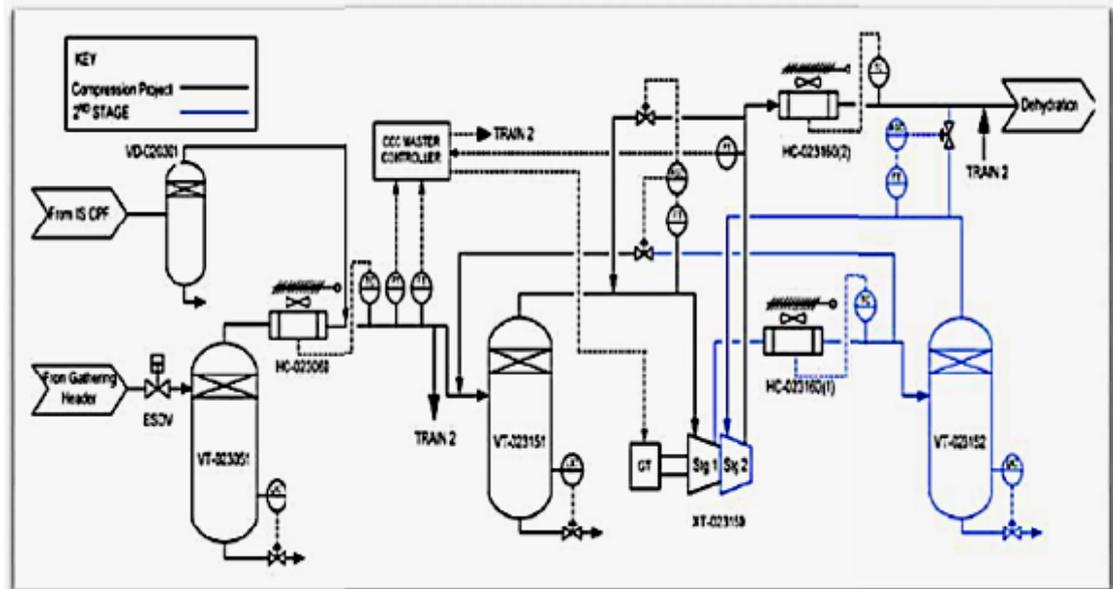


Figure II.5: Schéma du procédé de REG [14].

### II.2.3. Description de site Teg CPF :

Le gaz produit des puits individuels est collecté dans un réseau pour être acheminé vers les stations où débute son traitement préliminaire de séparation et de déshydratation avant de se recombinaisonner pour être acheminé vers Krechba via le pipeline inter champs. Les installations de production et de traitement de la station du champ sont constituées:

- ✓ d'un système de collecte de production.
- ✓ système de compression :

Quand le 1<sup>er</sup> étage de compression est installé, la pression d'aspiration sera 42 bars, chutant à 20 bars et finalement à 17 bars lorsque le 2<sup>ème</sup> étage de compression est installé. Les carters et les roues:

- ✓ d'un système de séparation et de refroidissement du gaz du champ.
- ✓ d'un système de déshydratation du gaz du champ.
- ✓ d'un ensemble de systèmes auxiliaires et d'utilités de soutien tels que FG, UA, IA, UN, HP, LP, PW, stockage de Gas-oil, du glycol et production d'énergie électrique principale et de secours [11].

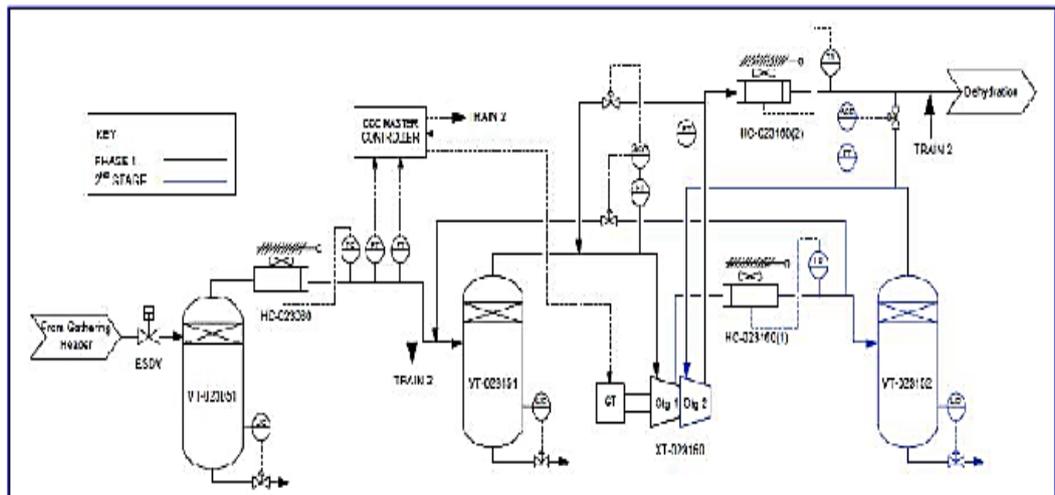


Figure II.6:Schéma de procédés de traitement et de compression au TEG [14].

**II.2.4.Description du Site de krechba :**

**a) phase 1:**

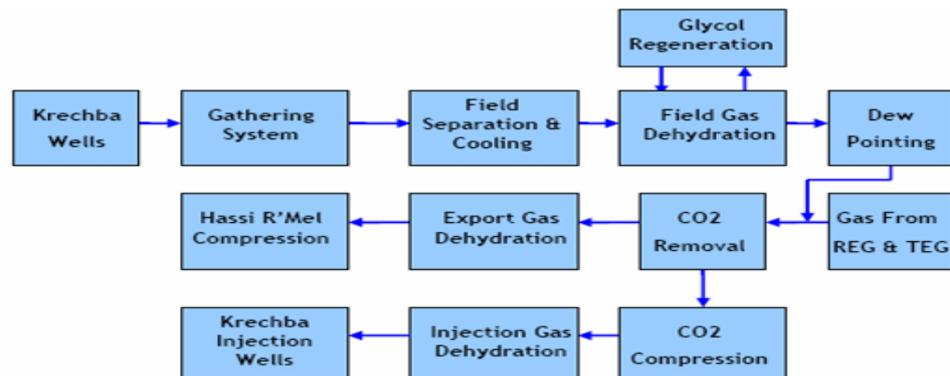
Les installations de traitement se composent du système de déshydratation par glycol pour atteindre le point de rosé -10°C.

Il y a un train de déshydratation de gaz de KBA et deux trains d’export, aussi deux trains de régénération de glycol (2 x 50 %) qui satisfait la demande en régénération de Glycol pour tous les trains de déshydratation de gaz.

Le gaz de Krechba, REG et TEG sont mélangés dans le CPF de Krechba et le CO<sub>2</sub> est extrait du courant de gaz, combiné à une teneur inférieure à 0.3% par un processus d’absorption qui utilise la solution d’amine (MDEA).

Le gaz CO<sub>2</sub> libéré lors du processus de régénération est comprimé et réinjecté dans le réservoir du carbonifère à une pression allant de 145 bars.

Le gaz traité à Krechba est ensuite transporté à HRM à travers le pipeline de diamètre de 48 pouces et de longueur 456 km [11].



Organigramme II.7: Procédé de traitement du gaz à KBA la phase 1 [11].

**b) Phase 2 Compression 1<sup>er</sup> étage:**

Les pressions en tête des puits du champ de KBA ont diminuées durant les 4-5 dernières années. A fin de maintenir une production de gaz stable, la pression d'écoulement en tête de puits sera réduite par les boosters des stations de compression. La mise en place des installations de compression facilitera la réduction de pression en tête de puits des réservoirs, existant d'un intervalle de 25-50 bars.

**c) Phase 3 Compression 2<sup>ème</sup> étage :**

Avec l'installation de compresseur, la pression des puits a déclinée. Cette situation a requis la mise en place d'un 2<sup>ème</sup> étage dans le compresseur pour soutenir la pression de service.

1<sup>er</sup> étage :  $P_{asp}=18$  bars,  $P_{ref}=39$  bars.

2<sup>ème</sup> étage :  $P_{asp}=39$  bars,  $P_{ref}=79$  bars [11].

**II.2.5. Description du site de HASSI R'MEL :**

Le gaz traité provenant de l'installation centrale de KRECHBA circule dans un pipeline (450 Km, 48") pour atteindre la station de recompression. Cette station est conçue pour augmenter la pression et régler la température du gaz d'exportation au niveau du point de raccordement du CNDG à 71 bars et 50°C au maximum.

Dans les deux cyclones, on récupère le glycol qui est entraîné dans le gaz traité arrivant de KBA [11].

**II.3. Objectif de la phase 1 du Projet ISG :**

L'objectif de cette phase est de maintenir un débit de production stable à 09  $bm^3/an$ . Assurer que le projet peut atteindre les débits instantanés maximum de production pendant une période prolongée, correspondant à 10.35  $bm^3/an$  de débit horaire maximal (MHR). Exécuter le Projet avec la philosophie de sécurité « Pas d'accidents, pas de blessures, pas de dommage aux équipements, à l'environnement et à la réputation de l'organisation » [12].

#### **II.4. Description des installations de traitement au niveau de KBA:**

La production du gaz provient de ces puits, appelés REG, TEG et Krechba a démarré en Juillet 2004, durant la première année, la pression d'alimentation à chaque site était maintenue entre 83 à 85 bars afin de maintenir une capacité de gaz de vente à 9 Billion mètre cube par an ( $\text{bm}^3/\text{an}$ ).

Après quelques années, la pression des puits commençait à décliner. Cette situation a requis l'installation de la compression pour soutenir la production du gaz. La phase 1 d'ISG Krechba comprend les installations suivantes:

Des installations de traitement et système de collecte de gaz. Les installations de traitement se composent du système de déshydratation à Glycol pour le réglage du point de rosée, et unité des évaporation et refroidissement de gaz en utilisant un turbo expander.

Les flux de gaz en provenance de Krechba, REG et TEG sont mélangés dans le CPF Krechba et le  $\text{CO}_2$  est extrait du courant de gaz combiné inférieur à 0.3% par un processus d'absorption, qui utilise une solution d'amine. Le gaz  $\text{CO}_2$  libéré lors du processus de régénération est comprimé et réinjecté dans le 1<sup>er</sup> réservoir du carbonifère à une pression, allant de 145 bars à 203 bars.

Le gaz traité à Krechba est en suite transporté à Hassi R'Mell à travers le pipeline de diamètre de 48" et de longueur de 456km.

D'une façon générale, le traitement des gaz naturels consiste à retirer spécifiquement certains constituants, présents dans les gaz « bruts » en sortie des puits de production pour rendre le gaz compatible avec les spécifications requises pour son transport et/ou pour le rendre compatible avec des spécifications de qualité commerciales (contractuelles) et réglementaires [12].

L'objectif d'ISG est de produire :

- du gaz destiné à l'exportation.
- Condensats stabilisés.

Les installations de production et de traitement de Krechba comprennent:

##### **II.4.1. Système 013 Puits :**

Tous les 08 puits de KBA sont mis en production : Kb-11, Kb-12, Kb-13, Kb-14, Kb-06, Kb15, Kb16 et Kb17. La quantité de gaz produite représenterait environ 15,5 % de la production totale d'In Salah Gas [12].

Le système de production est constitué des équipements de fond de puits, de la tête de puits, et des équipements de surface qui se trouvent dans le périmètre de surface du puits.

Le panneau de contrôle du puits (RTU) est conçu pour assurer le contrôle des vannes hydrauliques de la tête de puits et interfacer avec le DCS de l'usine pour fournir des informations sur les variables de traitement de la tête de puits et de l'arbre de Noël.

Le tableau de la vanne latérale de sécurité de surface interface avec le panneau de contrôle du puits, qui à son tour communique avec le DCS qui gère le contrôle des installations centrales par le biais de la RTU.

Les données d'entrée transmises au panneau de contrôle des puits sont :

- Pression de l'espace annulaire du tube/cuvelage.
- Pression de la tête de puits (mesurée au niveau de la vanne latérale de neutralisation).
- Pression de la ligne d'écoulement du gaz venant de la tête de puits.
- Température de la ligne d'écoulement du gaz venant de la tête de puits.
- Débit dans la ligne d'écoulement du gaz venant de la tête de puits.
- Bouton-poussoir de fermeture de la WSSV (par exemple 013-HS-004).

L'énergie électrique nécessaire au fonctionnement des deux panneaux est produite par un panneau solaire et stockée dans des batteries.

La position, Ouverte/Fermée, de la WSSV est affichée sur son propre panneau de contrôle et répétée sur le panneau de contrôle du puits [12] .

#### **II.4.2. Système 034 collecte de gaz:**

Le système comprend des lignes de puits de production individuellement connectées aux réseaux de collecte, qui véhiculent le gaz à partir des puits jusqu'au CPF. Deux collecteurs du nord : Kb11, Kb17, Kb14 et kb16 et du sud : Kb6, Kb15, Kb13 et Kb12 pour collecter le gaz du champ Nord et le gaz du champ Sud se rejoignent dans un manifold commun avant de pénétrer dans le CPF [12] .

#### **II.4.3. Système 023 compression et refroidissement du gaz :**

An l'aide des nouvelles installations de compression, les puits des réservoirs existants à Krechba peuvent être exploités à basse pression et cela va donc permettre d'assurer une production de gaz stabilisée et maintenue durant une longue période. Le gaz collecté à partir des puits de Krechba est acheminé vers le nouveau système 23 de compression champ.

Le fluide des puits producteurs arrive en premier lieu au séparateur d'entrée triphasique, qui sépare les liquides du gaz. Le gaz séparé est envoyé au refroidisseur d'entrée et ensuite vers les trains de compression, qui se composent de deux ballons d'aspiration (Scrubber1/2), compresseur à deux étages et refroidisseur de refoulement.

Actuellement, la pression du gaz au niveau des sorties des puits est environ de 18 bars (pression de service actuelle). Dans ce système, la quantité d'eau maximale sera éliminée du gaz qui sera comprimé à une pression dans un compresseur multi-étage, la pression de sortie du premier étage est de 40 bars et la pression de sortie du deuxième étage est de 79 bars. Le gaz est ensuite envoyé aux installations existantes avec la pression requise pour être traité [12].

#### II.4.4. Système 020 séparation sur champ et refroidissement de production :

Les installations de séparation préliminaire et refroidissement du champ de Krechba sont conçues pour les débits et conditions illustrés au tableau II.1.

**Tableau II.1:** Conditions nominales de séparation préliminaire

Champ	Krechba	Unités
Débit du gaz sec vers le Inlet séparateur	324 939	m <sup>3</sup> /h
Débit de gaz sec vers le refroidisseur	324 939	m <sup>3</sup> /h
Pression d'arrivée	83,5	Bars
Temperature d'arrivée	79,2	°C
Température de sortie du refroidisseur	55	°C
Volume du bouchon d'eau	10	m <sup>3</sup>

Le séparateur d'entrée est un ballon de séparation triphasique, où la dissociation liquide/gaz est assurée par un groupe d'ailettes, situées dans la section supérieure du ballon à l'entrée du gaz. Le gaz sortant du séparateur d'entrée est acheminé vers les aéro-réfrigérants, constitués de quatre aéro-réfrigérants, chacun ayant un ventilateur à moteur électrique [12].

Un dispositif de déversoir et chicane sépare l'hydrocarbure liquide et l'eau produite. A l'aide d'un contrôle de niveau, L'hydrocarbure liquide est passé à la colonne de stabilisation du condensat d'alimentation, alors que l'eau produite est passée au ballon de dégazage d'eau. Le gaz de tête en provenance du séparateur d'entrée est acheminé vers le refroidisseur du gaz de production pour refroidissement [12].

#### **II.4.5.Système 024 Séchage du Gaz/Régénération de Glycol & 054 Systèmes de Stockage et de Drainage de Glycol :**

L'étude du procédé consiste en cinq contacteurs de déshydratation et deux unités de régénération.

Les contacteurs de glycol servent à:

- Déshydrater le gaz de champ (gaz naturel produit par les puits de Krechba), afin que, dans le système de conditionnement du gaz, il n'y ait aucune condensation d'eau qui puisse générer la formation d'hydrates solides (combinaison eau/hydrocarbure/basse température) provoquant des bouchons d'étranglement dans le système.
- Déshydrater le gaz sortant des deux absorbeurs de CO<sub>2</sub>, pour éviter toute condensation d'eau dans le pipeline d'expédition et donc pour le préserver d'une éventuelle corrosion.
- Pour la déshydratation du CO<sub>2</sub>, actuellement les 02 contacteurs glycol injection CO<sub>2</sub> sont isolés.

Il y a trois raisons pour déshydrater le gaz naturel:

- Prévenir la formation des hydrates
- Pour éviter les problèmes liés à la corrosion
- Pour répondre aux exigences du traitement à l'aval (spécifications)

Le TEG est le glycol le plus communément utilisé pour la déshydratation du gaz au niveau de KBA.

Les deux unités de régénération glycol, d'une capacité nominale de 55% chacune, sont capables de traiter le glycol riche à partir de :

1. Un × contacteur glycol gaz du champ de Krechba
2. Un × contacteur glycol gaz de vente

Le glycol riche du champ de Krechba peut être régénéré:

- A 100 % dans le train 1 (XX-024101) ou train 2 (XX-024201).
- A 50% dans le train 1 et 50% dans le train 2. Dans ce cas, le glycol riche venant du contacteur de gaz du champ est divisé en deux parts égales par les vannes de contrôle 024-FV-511 et 611 [12].

Les deux unités de régénération du glycol sont identiques et fonctionnent en parallèle. Chaque unité comprend:

- Un ballon de flash, des filtres et un échangeur glycol/glycol.
- Une colonne de régénération, une colonne de stripping, un rebouilleur et un condenseur.
- Un ballon tampon.

Une fois préchauffé dans le serpentin de la colonne, le glycol riche est admis dans le ballon de Flash, où le gaz est séparé. Le Glycol riche passant à travers le filtre à cartouche, le filtre à charbon et du côté tubes de l'échangeur glycol/glycol, puis passe dans la colonne de distillation pour alimenter enfin le rebouilleur, chauffé par combustion du fuel gaz. Le Glycol chaud sortant s'écoule par trop plein vers la colonne d'épuisement (stripping Column), en passant par le côté calandre de l'échangeur glycol/glycol pour alimenter enfin le ballon tampon du glycol régénéré.

Pour atteindre la concentration du glycol pauvre exigée (99.75% pondérale) pour la déshydratation du gaz Export, la régénération de la solution riche est renforcée par l'usage du gaz d'épuisement (stripping gaz) dans le rebouilleur via la colonne d'épuisement. Le stripping gaz ainsi que les aromatiques BTX (Benzène, Toluène, Xylène) seront refroidis par passage à travers le serpentin de la colonne et séparés de l'eau dans le ballon séparateur d'eau.

Le stockage de glycol et les installations de drainage sont installés au CPF Krechba. Le stockage du glycol est prévu pour l'appoint suite aux pertes de glycol. Un système de drainage de glycol est fourni pour collecter le glycol drainé à partir des contacteurs de glycol et les trains de régénération de glycol associés [12].

#### **II.4.6. Système 025 Conditionnement du Gaz :**

Le gaz sec refroidit du Gas/GasExchanger passe à l'ExpanderInlet Scrubber VG-0250001 où la dissociation liquide/gaz est assistée par un groupe d'ailettes à la sortie de gaz. Tout liquide émis lors du processus de refroidissement dans le Gas/GasExchanger est refoulé et collecté dans l'ExpanderInlet Scrubber d'où il est débarrassé sous contrôle de niveau, vers le Produced Water DegassingDrum.

Le gaz passant en tête du ExpanderInlet Scrubber est acheminé vers l'entrée du Turbo-Expander KH-025001 où il est refroidi en dégageant son énergie calorifique sous forme

d'énergie mécanique pour faire fonctionner le Recompressor KA-025002. Il y a possibilité d'éviter le Turbo-ExpanderCompressor pour le démarrage, ou dans le cas d'un déclenchement du Turbo-Expander, d'utiliser une valve Joule-Thompson PV-004.

Le gaz refroidi quittant l'extrémité d'évacuation du Turbo-Expander est acheminé vers le LowTemperatureSeparator VA-025002 où tout liquide résiduel est extrait du courant de gaz refroidi et débarrassé sous contrôle de niveau vers le CondensateStabilizerFeedDrum. Le liquide refoulé est assisté par un groupe d'ailettes à la sortie de gaz de la cuve et le gaz quittant la tête est acheminé au côté virole du Gas/GasÉchangeur HA-025001 où il est réchauffé par le côté tubulaire de l'échangeur. Le gaz réchauffé passe ensuite à l'aspiration du Recompressor où sa pression est accrue avant que le gaz ne passe au collecteur d'aspiration pour les trains d'extraction de CO<sub>2</sub>. Le gaz des Installations Centrales de Traitement de Krechba est rejoint aux collecteurs d'aspiration des trains d'extraction de CO<sub>2</sub> par le gaz des gazoducs Inter-champ des installations de traitement de TEG, REG et IS [9].

#### **II.4.7.Système 028 Extraction de Gaz Acide& 058 systèmes de stockage et de drainage d'amine :**

Le CO<sub>2</sub>est extrait du courant de gaz d'entrée par un processus d'absorption quiutilise l'amine comme agent d'absorption.

Un feedGasPreheater HA-028201 est installé pour augmenter la température du gazpar échange de chaleur avec la solution d'amine régénéré refroidie avant l'entrée du gazd'alimentation au CO<sub>2</sub> Absorber. Le gaz d'alimentation préchauffé passe dans la partie basse d'une colonne de contacteur vertical où il est mis en contact avec une solution d'amine régénéréecoulant dans le CO<sub>2</sub> Absorber vers le bas, à contre-courant de l'écoulement de gaz.

La solutiond'amine régénérée entre dans le sommet de la colonne par un distributeur de liquides. La colonneest équipée d'un seul lit à garniture structurée d'une hauteur de 8,0 mètres pour parer aux petitesfluctuations dans la température de service de la colonne. La solution d'amine régénérée absorbele CO<sub>2</sub>et le H<sub>2</sub>S, ce qui satisfait les spécifications requises. Le gaz traité quitte le sommet del'absorbeur et passe aux installations de séchage de gaz d'expédition. Afin de réduire le l'entraînement à la vapeur de l'amine régénérée de l'absorbeur, un débrumiseur est installé au sommet dela colonne.

La solution d'amine dégénérée provenant de la partie basse du CO<sub>2</sub> Absorber est diminuée en pression dans le tambour flash haute pressionVD-028202. A mesure que la pression dans la conduite entre l'absorbeur et le High Pressure Flash Drum est réduite, Le CO<sub>2</sub> sort de la solution et il en résulte un écoulement biphasique. Une vapeur instantanée

riche en CO<sub>2</sub> (~50 mole%) venant du High Pressure Flash Drum est dirigée, après un contrôle de l'intervalle de pression, vers l'évent du gaz acide.

Le High Pressure Flash Drum est muni d'un équipement de distribution de liquide et un lit à garniture arbitraire d'une hauteur de 3 mètres pour aider à la libération du méthane/CO<sub>2</sub> dissous venant de la solution très active de diéthanolamine de méthyle. La solution très active de diéthanolamine de méthyle ainsi obtenue est alors encore diminuée en pression et le mélange biphasique dirigé vers le Low Pressure Flash Drum VD-028203.

La solution d'amine dégénérée provenant du Low Pressure Flash Drum passe aux Rich Amine Pumps P-028203A/B (100% en service/attente) qui augmentent la pression d'environ 5 bars.

La solution d'amine dégénérée est préchauffée à l'aide de la solution d'amine régénérée dans les Lean/Rich Exchanger HB-028202A/B/C. Trois échangeurs à plateaux et à cadres en service à 25% fournissent la surface d'échange de chaleur. La solution biphasique d'amine dégénérée préchauffée passe vers le haut du CO<sub>2</sub> Stripper où le CO<sub>2</sub> est extrait de la solution.

La chaleur de rebouillage pour le CO<sub>2</sub> Stripper est fournie par trois Stripper Rebouilleurs HI-028205A/B/C de service à 33 1/3%. Les Stripper Rebouilleurs utilisent l'eau chaude comme moyen de chauffage pour assurer les besoins en chaleur de régénération.

La solution d'amine régénérée est alors refroidie jusqu'à une température d'environ 62°C dans l'air refroidi du Lean Solution Cooler HC-028203A-P. La solution régénérée refroidie est alors augmentée en pression par les (100% service/attente) Lean Solution Circulation Pumps PA-028202A-B jusqu'à approximativement 75 bars et est refroidie encore plus jusqu'à 55°C à l'aide du gaz d'alimentation dans le Feed Gas Preheater HA-028201 et va ensuite alimenter le CO<sub>2</sub> Absorber.

Un bac commun de stockage d'amine (TA-058001) est fourni pour préparer et stocker la solution d'amine pour les deux trains d'élimination de CO<sub>2</sub>, des puisards de drainage d'amine (TG-058101/201) dédiés et des pompes du puisard d'amine sont fournis pour chaque train [13].

#### **II.4.8. Système 022 Stabilisation des Condensats, 030 Stockage de Condensats, 039 Transfert de Condensats :**

Uniquement le fluide des puits de Krechba 'C' contient suffisamment de composants d'hydrocarbures lourds, et par conséquent un maximum de production de condensat se réalise. Durant le mode d'opération, le gaz Krechba 'C' est exporté uniquement. Le condensat est stabilisé pour satisfaire la spécification du TVP pour pouvoir stocker le condensat à la pression atmosphérique. Le condensat produit est utilisé localement comme fuel pour le système d'eau chaude. Les flux principaux d'alimentation des installations de stabilisation de condensat de Krechbasont:

- Condensat à partir de la section de compression.
- Condensat à partir du séparateur d'entrée de Krechba.
- Condensat à partir de la section de déshydratation et conditionnement du gaz de Krechba.
- Générateur à Turbine à Gaz (GTG Package, Fuel Gas KO Pot, Fuel Gas Filters).

Un bac à toit flottant (VT-030001) d'une capacité de 300 m<sup>3</sup> est prévu pour stockage du condensat stabilisé.

Des pompes de transfert de condensat (PA-039001A/B) sont fournies pour pomper le condensat stabilisé à partir du bac de stockage jusqu'aux chaudières et générateurs de turbines à gaz ou pour le chargement des camions citernes [13].

#### **II.4.9. Système 041 Eau Chaude comme Moyen de Chauffage :**

Le système d'eau chaude J-041 fournit l'eau chaude comme moyen de chauffage aux :

- Rebouilleurs de la décarbonatation J-HI-028205A/B/C
- Rebouilleurs du stripeur de la décarbonatation J-HI-028105A/B/C
- Rebouilleur du stabilisateur du condensât J-HI-022002.

#### **II.4.10. Système 045 Fuel Gas :**

Un ballon tampon de fuel gaz HP (VL-045001) ce ballon peut être alimenté en gaz :

- En marche normal, à partir des contacteurs glycol / gaz export.
- Pendant certains démarrages, à partir du pipeline d'exportation du gaz vers HassiR'Mel.
- Comme source de secours, à partir du collecteur d'entrée aux trains de décarbonatation.

Avant d'arriver au ballon, le gaz passe par les deux vannes de régulation 045-PV-001 A & B fonctionnant en parallèle, sous contrôle de 045-PIC-001.

Le fuel gaz HP sort du sommet du ballon et le liquide condensé s'accumule au fond du ballon. Périodiquement, il est envoyé vers le collecteur de la torche HP, par ouverture des vannes manuelles qui sont sur la ligne de fond.

Un réchauffeur électrique de gaz (FE-045001) il est utilisé pour réchauffer le gaz sortant du ballon HP afin de le maintenir à au moins 20°C, quand le ballon, est alimenté avec du gaz froid venant du collecteur d'entrée aux trains de décarbonations.

La Section fuel gaz HP sert à :

- Fournir du gaz combustible aux turbogénérateurs à gaz (GTG).
- Alimenter la Section fuel gaz BP.

La Section fuel gaz BP sert à :

1. Fournir du gaz combustible aux :
  - Pilotes et brûleurs des chaudières de production d'eau chaude et des rebouilleurs des unités de régénération du glycol.
  - Pilote des torches HP, BP & gaz acide.
2. Fournir du gaz de balayage aux collecteurs et sous-collecteurs des torches HP et BP.
3. Fournir du gaz aux unités de régénération du glycol pour pressuriser les ballons de détente servir de gaz de stripping [13].

#### **II.4.11. Systèmes 043 Torchères Haute Pression & Basse Pression, 044 Event de Gaz Acide et 038 Eau Produite :**

Il existe sur les installations de traitement de Krechba un système de torche à haute pression. Durant l'exploitation normale, il n'y a pas lieu de refoulements d'hydrocarbures vers la torche à haute pression. La torchère de la collecteur is l'expulser répandrai purgé l'air à l'aide du gaz combustible. Ce système comprend les deux collecteurs de torchère, le chaud et le froid, qui descend dans la haute pression éclaté KO Tambour. Le tambour à haute pression éclaté KO chaud reçoit le refoulement humide aussi bien que le refoulement sec provenant des PSV des zones de l'unité avec des pressions nominales au-dessus de 15 bars approximativement.

Un système spécialisé d'évent de gaz est disponible pour évacuer le CO<sub>2</sub> pour maintenir la production de gaz quand les installations de ré-injection de CO<sub>2</sub> ne sont pas disponibles.

Le système de récupération de gaz acide éventé collectera le gaz carbonique à partir d'une soupape de respiration, contrôlée par pression, située sur le collecteur de refoulement commun des trains de régénération d'amine.

L'eau de formation peut provenir du réservoir de Krechba D, mais pas du réservoir de Krechba C. Le débit nominal de l'eau de formation est égal à 5 barils/MMSCF, qui s'additionnent à l'eau requise pour saturer le gaz de Krechba D du réservoir. Le reste de l'eau produite consiste en de l'eau condensée libre séparée du gaz de réservoir de Krechba C et depuis qu'il se refroidit progressivement dans les installations de collecte/séparation/compression des deux champs. L'eau produite est acheminée par le contrôle de niveau d'interface à partir du tambour d'alimentation du séparateur d'entrée et du stabilisateur de condensat et elle est drainée manuellement, selon les besoins, du stabilisateur de condensat au tambour de dégazage de l'eau produite. Le tambour de dégazage de l'eau de production est ventilé directement vers la torche basse pression [13].

#### **II.4.12. Système 063 Air Comprimé:**

L'air sec comprimé est fourni pour l'air instrument et l'air service et au skid du générateur du gaz inerte il y a 3 compresseurs d'air KC-063001A/B et KC-063700C de capacité 1500 sm<sup>3</sup>/hr et le troisième est rajouté quand la 2<sup>ème</sup> phase a été installée avec une capacité de production de 500 sm<sup>3</sup>/hr il est connecté au même collecteur [13].

#### **II.4.13. Système 064 Gaz Inerte:**

Avec l'installation nouvelle de compresseur Siemens, il est nécessaire d'installer une nouvelle unité d'azote (A/B une en marche et l'autre en stand-by) qui alimente juste cette installation. Le système utilisé dans l'installation est PRISM un procédé à membrane, qui est un système modulaire de membrane d'azote. Celui utilisé dans l'installation de la 1<sup>ère</sup> phase est un procédé de type de membrane NIV-100 Hollow fibres. L'azote sera utilisé uniquement pour purger.

Le Générateur de gaz inerte est approvisionné en air sec à partir du Ballon receveur d'air à la pression nominale avoisinante de 7,5 à 9 barg. Ce flux d'air sec comprimé passe à travers un Pré filtre (A/B) avant d'être envoyé vers le Filtre à charbon actif (A/B) pour éliminer toute trace d'huile / d'eau dans le courant d'air. La sortie de ce Filtre à charbon actif passe dans un Réchauffeur d'air contrôlé par un thyristor pour maintenir la température d'air à 62°C [13].

L'air chauffé est ensuite envoyé aux membranes qui séparent l'oxygène d'azote. L'oxygène est déversé à travers la ligne d'évent de la membrane et l'azote quitte la membrane au niveau de l'extrémité de tête. La séparation de l'oxygène et des molécules d'azote devient plus efficace lorsque la pression augmente ou diminue le débit d'entrée.

Le contrôle du taux d'azote à la sortie de la membrane se fait par l'analyseur d'oxygène et une vanne de contrôle de la pression. L'analyseur d'oxygène donne une alarme si la teneur en oxygène à la sortie de la membrane passe de plus de 2,3% [13].

#### **II.4.14. Systèmes : 052 Eau Usine/Service ET 053 Eau Fraîche & Eau Déminéralisée:**

Les systèmes d'eau suivants sont fournis dans les installations de traitement à Krechba:

- L'eau usine / service
- L'eau douce
- L'eau déminéralisée

L'eau potable est fournie dans des bouteilles. L'eau douce n'est pas prévue pour la consommation, et donc ne sera pas traitée pour le goût.

Le puits d'eau foré pour la construction est employé pour fournir l'eau industrielle, qui est alors traitée pour produire l'eau douce et l'eau déminéralisée. L'eau est tirée du puits en utilisant une pompe immergée.

L'eau est transportée au CPF dans une canalisation de diamètre 3 pouce, et est filtrée dans le filtre à l'entrée du CPF avant d'aller dans les réservoirs de stockage d'eau industrielle et d'eau d'incendie.

L'eau industrielle est distribuée dans le CPF dans une tuyauterie aérienne isolée contre la chaleur solaire et est distribuée à chaque bouche de la station d'utilité pour le lavage ou le rinçage des capacités.

La station de traitement d'eau, produit l'eau douce et l'eau déminéralisée. En cas de niveau bas dans le réservoir de stockage d'eau douce, l'unité RO J-XX-053002A démarre automatiquement et reprend la production jusqu'à ce que le niveau haut dans le réservoir d'eau potable soit atteint. L'unité RO est alimentée à partir du réservoir d'eau filtrée dans l'UF. En cas de niveau bas dans le réservoir d'eau déminéralisé, l'unité RO J-xx-053003

démarré automatiquement et continue la production jusqu'à ce que le niveau haut dans le réservoir d'eau déminéralisé soit atteint [13].

#### **II.4.15. Système 062 Diesel :**

Le système de stockage et d'alimentation de gas-oil est installé au CPF Krechba pour alimenter en gas-oil le Groupe Electrogène pour Services Prioritaires, le générateur à turbine (double carburation) de puissance principale, le système permet aussi la distribution de gas-oil pour véhicules diesel.

#### **II.4.16. Système 080 Génération d'électricité principale et pour les services essentiels:**

Le réseau électrique existant à KBA se compose de :

Deux générateurs à turbines à gaz de 19.968MW 10kV J-XM-080101 & J-XM-080201 pour alimenter normalement les utilisateurs et un nouveau générateur à turbine J-XM-08031 DLE à une puissance de 18,7MW à 40°C (condition du site) et une énergie de 10KV pour répondre au besoin de la compression installé en 2010.

### **II.5. Système de protection de procédé à ISG –KRECHBA :**

#### **II.5.1. Philosophie du système ESD d'ISG et niveaux d'urgence :**

Chacune des installations de REG, TEG, IS, Krechba et HassiR`Mel est munie d'un Système d'Arrêt d'Urgence ESD niveaux d'Arrêt :

Il existe trois niveaux d'Arrêt, appelés ESD1, ESD 2A&B et niveau 3. L'Activation d'un niveau supérieur d'Arrêt déclenchera toutes les actions associées avec les niveaux inférieurs ainsi que les actions associées au niveau spécifié:

#### **a) ESD Niveau 1 (079-HS-001) Arrêt des installations et dépressurisation de l'unité :**

ESD Niveau 1 est le niveau supérieur d'Arrêt et il est déclenché manuellement de la salle de contrôle principale de chaque site.

Les actions suivantes seront engendrées:

- Arrêt de la source principale de la production d'énergie électrique
- Démarrage automatique des services essentiels/générateurs d'urgence en résultat de la perte de la source d'énergie principale.
- Isolation de tous les moteurs électriques, sauf pour la Station d'eau usine.
- Initiation des actions associées aux bas niveaux d'Arrêt d'Urgence.
- Dépressurisation automatique des installations de traitement ceci provoque l'arrêt complet de l'unité et les puits associés [13].

**b) Arrêt d'Urgence Niveau 2A (079-HS-002) Zones Feu et Gaz et d'Arrêt de l'unité :**

La détection du Feu et du Gaz engendre l'Arrêt de niveau 2 A. Les actions suivantes sont engagées:

- Démarrage automatique des services essentiels/générateurs d'urgence suite à la perte de la source d'énergie principale.
- Fermeture des SDV en ligne de la zone d'incendie, y compris les ESDV du pipeline
- Fermeture de toutes les Vannes d'Arrêt (SDV)
- Isolation des tous les prises de prise de courant à l'extérieur.
- Activation de l'alarme générale et les sirènes.
- Arrêt de tous les moteurs électriques dans les zones de traitement.
- Déclencher les actions associées avec le bas niveau d'Arrêt d'Urgence ESD.
- Dépressurisation automatiquement de l'installation sur confirmation de feu ou de gaz.

**c) Arrêt d'Urgence Niveau 2B (079-HS-003) Zones Feu et Gaz et Arrêt de l'unité :**

Lorsque le niveau 2B est activé manuellement de la salle de contrôle principale ou par une basse pression de l'air d'instrument sur site et par confirmation feu ou gaz dans les zones feu, gaz/ballon de torche, (la perte de l'énergie électrique principale engendre aussi l'arrêt niveau 2B Note1), Les actions suivantes seront engagées:

- Fermeture des SDV sur ligne de zone de feu y compris les ESDV du pipeline.
- Fermeture de toutes les Vannes d'Arrêt (SDV).
- Isolation des toutes les prises de courant électrique à l'extérieure.
- Déclenchement des moteurs dans toute la zone du processus.
- Initiation des actions associées aux niveaux bas d'Arrêt d'Urgence ESD.

En plus des actions automatiques, la fermeture des ESDV et SDV relative à chaque zone de feu et l'ouverture des BDV peut être indépendamment initiée pour chaque zone à partir de la salle de contrôle. La fermeture des ESDV et SDV peut être aussi initiée par des boutons poussoirs installés sur le site et relative à chaque zone de feu.

**d) Arrêt -Niveau 3 :**

L'arrêt niveau 3 est initié par:

- Déclenchement des installations de production par Haut/bas (ex: haut niveau dans le séparateur d'entrée).
- Bas niveau dans le ballon d'expansion d'eau chaude.
- Signal du déclenchement du générateur principal.

➤ Haute pression à l'entrée de l'unité. Ces déclenchements majeurs qui peuvent aboutir rapidement à un arrêt de production si aucune action n'est entreprise.

Les actions principales suivantes seront engagées:

- Fermeture de toutes les vannes de garde des puits.
- Fermeture des vannes sur manifold de collecte ESDV.

En plus des déclenchements majeurs du procédé, il existe des déclenchements mineurs qui arrêtent des items d'équipements individuels [13].

### **II.5.2. Arrêt de Compression du site :**

L'arrêt de compression du site est cause par les évènements suivants:

- ❖ Très haut Niveau (HH) dans séparateur d'entrée.
- ❖ Très haute Pression (HH) a la sortie du séparateur d'entrée.
- ❖ Très Température (HH) a la sortie du refroidisseur d'entrée.
- ❖ Les principales actions causées par l'arrêt de compression du site sont.
- ❖ Fermeture de la SDV et son by-pass à l'entrée du site de compression.
- ❖ Fermeture de la vanne d'arrêt à la sortie du train.
- ❖ Ralentissement les compresseurs à la vitesse minimale est ouverture des vannes de recyclage.

### **II.5.3. Système de sécurité et de contrôle feu et gaz :**

Le système de détection feu et gaz est conçu avec un design basé sur le risque ou le danger. Les détecteurs sont utilisés là où il est considéré que la détection des incidents feu et gaz peuvent contribuer, avec des actions effectives manuelles ou automatiques, à réduire le risque aux personnels [13].

## **II.6. Spécification commercial du gaz d'In Salah Gaz :**

Groupement d'in Salah Gas (Sonatrach BP-Statoil) a signé un contrat de vente 9 BSM de gaz par an avec le centre national de distribution de gaz naturel (CNDG), depuis 2010 le réservoir de district 3 a commencé à dégrader, le gaz doit répondre aux principales spécifications de vente, parmi ces spécifications on trouve le point de rosé d'hydrocarbure, point de rosé d'eau et la teneur en gaz acide CO<sub>2</sub>.

Ce tableau suivant montre les 3 spécifications exigé par le centre national de distribution de gaz naturel CNDG :

**Tableau II.2.:**Spécification du gaz d'in salah gaz [12].

<b>Point de rosé d'hydrocarbure</b>	-2 °C
<b>Point de rosé d'eau</b>	-8 °C
<b>Teneur en gaz acide CO2</b>	<0.3%

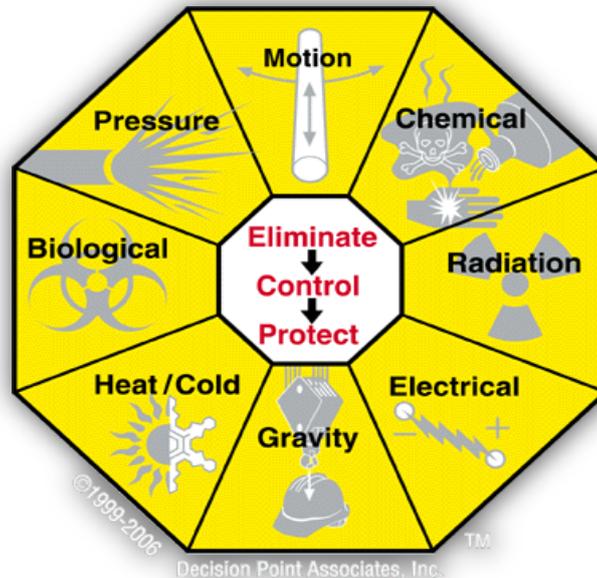
## II.7.Politique de sécurité d'ISG :

La politique d'ISG relative à la sécurité et l'environnement consiste en:

Pas de blessures, pas d'accidents, pas d'atteinte à l'environnement. Tout employé d'ISG ou travaillant pour le compte d'ISG est responsable de sa propre sécurité et de celle des autres [13].

### II.7.1. Sources de l'énergie:

L'identification de différents types de l'énergie permet de connaître les dangers, la figure V.12 rassemble les sources de l'énergie reconnaitre dans le projet de l'ISG.



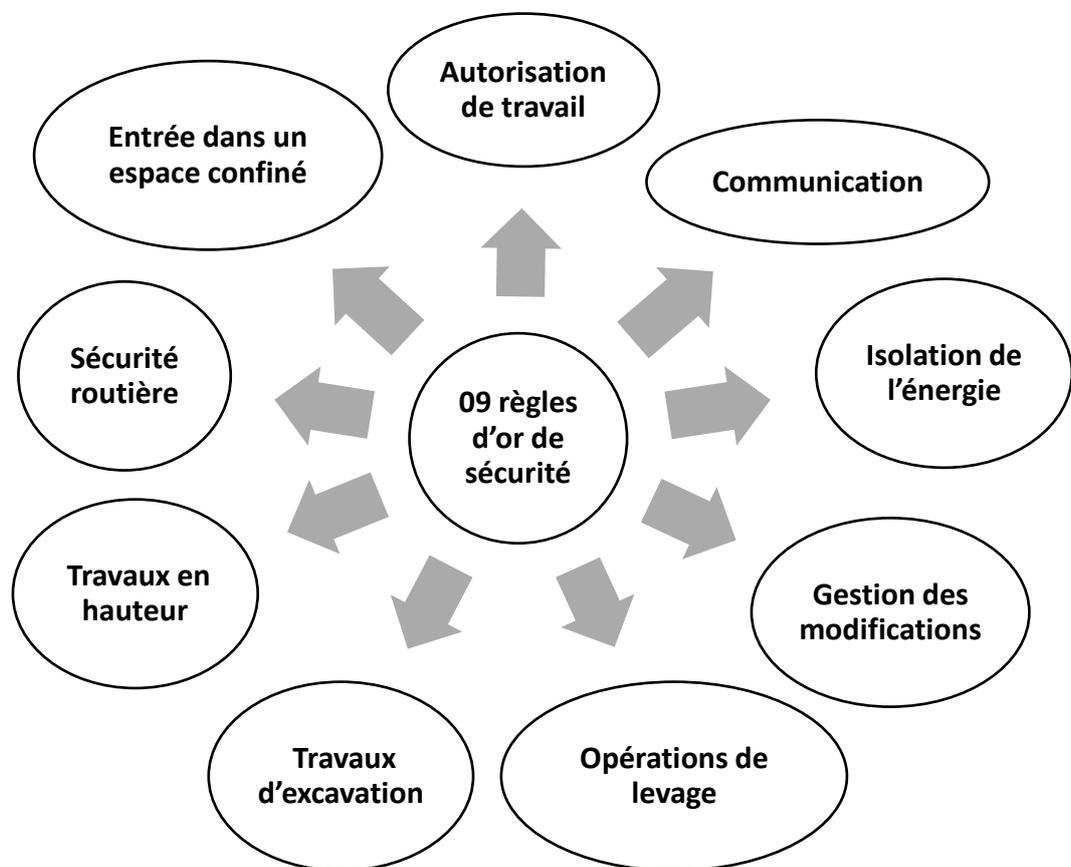
**Figure II.7:** Sources de l'énergie [13].

### II.7.2. Règles d'or de sécurité :

Les règles d'or de sécurité (Organigramme II.3) suivantes seront rigoureusement appliquées afin de garantir la sécurité du personnel et de communautés.

Bien qu'elles soient intégrées dans chaque règle, il est important de souligner que :

- Les travaux ne seront pas réalisés sans évaluation préalable des risques et sans réunion de sécurité appropriée au niveau de risque.
- Tous le personnel aura suivi des stages de formation et les compétences nécessaires pour effectuer le travail.
- Des équipements de protection individuels seront portés en conformité avec l'évaluation des risques et les exigences minimales du site.
- Des plans d'urgence, élaborés à partir d'une étude des scénarios, seront mis en place avant le début des travaux.
- Chacun est dans l'obligation d'arrêter le travail s'il présente des risques [13] .



**Organigramme II.3:** Règles d'or de sécurité Source ISG Southern Fields  
Development Project, General: Système de Feu ET Gaz, UU00-P-UUMU-000-1037,  
Petrofac.

## **II.8.Nécessité de la déshydratation du gaz :**

Le gaz naturel et le condensat associés sont souvent produits à partir des réservoirs saturés (à l'équilibre) en eau. En plus, le gaz contient souvent CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, et des hydrocarbures lourds qui nécessitent l'extraction avant d'exporter le gaz naturel aux consommateurs.

La déshydratation est un procédé d'élimination des molécules d'eau liquide ou vapeur contenues dans le gaz, par utilisation des moyens physiques ou chimiques.

La déshydratation du gaz naturel est très importante comme elle est nécessaire pour :

- Eviter la formation des hydrates dans les équipements et pipelines,
- Eviter la condensation des d'eau libre dans l'installation de traitement et transport.
- Eviter la corrosion des équipements et pipelines.
- Atteindre les spécifications requises de teneur en eau conformément au contrat de gaz de vente [13].

## **II.9. Teneur en eau du gaz naturel :**

Quasiment tous les réservoirs d'hydrocarbure renferment des quantités d'eau assez importantes. Des niveaux remarquables d'eau salée (salinité variable de ½ gr par litre et plus) ils peuvent toujours être trouvés sous la forme d'interstice ou eau de fond dans les gisements de gaz et de pétrole. Les réservoirs d'hydrocarbures gazeux sont à une haute pression et haute température. À ces conditions de température et pression, l'eau présente dans le gaz se trouve dans la phase vapeur et par conséquent le gaz du réservoir sera probablement saturé de vapeur d'eau [13].

## **II.10. Méthodes de déshydratation :**

### **II.10.1.Processus de l'absorption :**

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

La déshydratation de Glycol est un processus d'élimination de l'eau du gaz naturel à l'aide du Glycol. C'est le moyen plus économique et commun d'élimination de l'eau de gaz.

Il existe plusieurs types de glycol utilisés dans l'industrie, mais le plus couramment et largement utilisé est le tri-éthylène glycol.

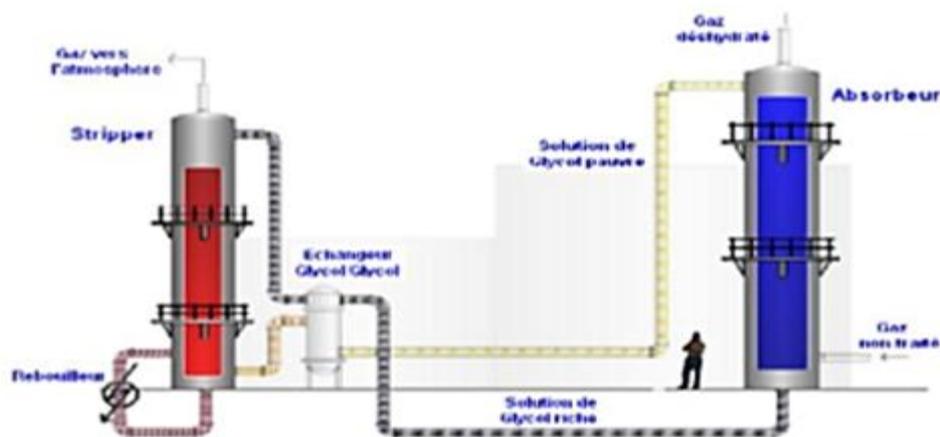
Pour le processus, le pure tri-éthylène glycol est alimenté vers le haut de l'absorbeur où il est en contact avec le flux de gaz naturel humide. Le glycol élimine l'eau du gaz naturel par absorption physique. Le gaz naturel sec quitte le haut de la colonne d'absorption et est alimenté à un système de canalisation ou à une usine de gaz.

Après avoir quitté l'absorbeur, le glycol riche est acheminé vers un ballon flash où les vapeurs d'hydrocarbures sont éliminées et les hydrocarbures liquides sont écrémés de glycol.

Cette étape est nécessaire car la pression doit être réduite avant l'étape de régénération. En raison de la composition du glycol riche, une phase vapeur est formée lorsque la pression est abaissée ayant une teneur élevée d'hydrocarbures.

Après avoir quitté le ballon flash, le glycol riche est chauffé dans un échangeur à contre-courant et acheminé vers le stripper (également connu comme le régénérateur). Le glycol stripper se compose d'une colonne, un condenseur au-dessus et un rebouilleur. Le glycol est thermiquement régénéré pour enlever l'excès d'eau et de retrouver la pureté du glycol élevé.

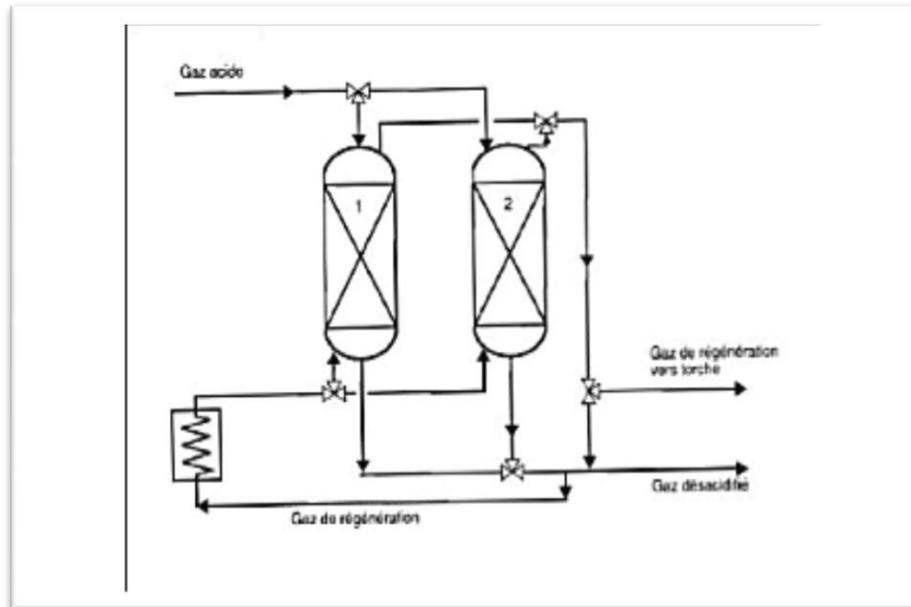
Le glycol pauvre chaud est refroidi par échange de chaleur à contre-courant avec le glycol riche. Il est ensuite acheminé vers une pompe où la pression est élevée à celle de l'absorbeur. Après l'augmentation de la pression, le solvant pauvre est refroidi à nouveau avec des aéro-réfrigérants avant d'être alimenté à l'absorbeur [14].



**Figure II.8:** Procédé de déshydratation par absorption [14].

### II.10.2. Processus d'adsorption :

Le schéma de principe d'une opération de déshydratation par adsorption en lit fixe est représenté sur la figure ci-après, Le procédé fonctionne d'une manière alternée et périodique.



**Figure II.9:** Procédé de déshydratation par adsorption [14]

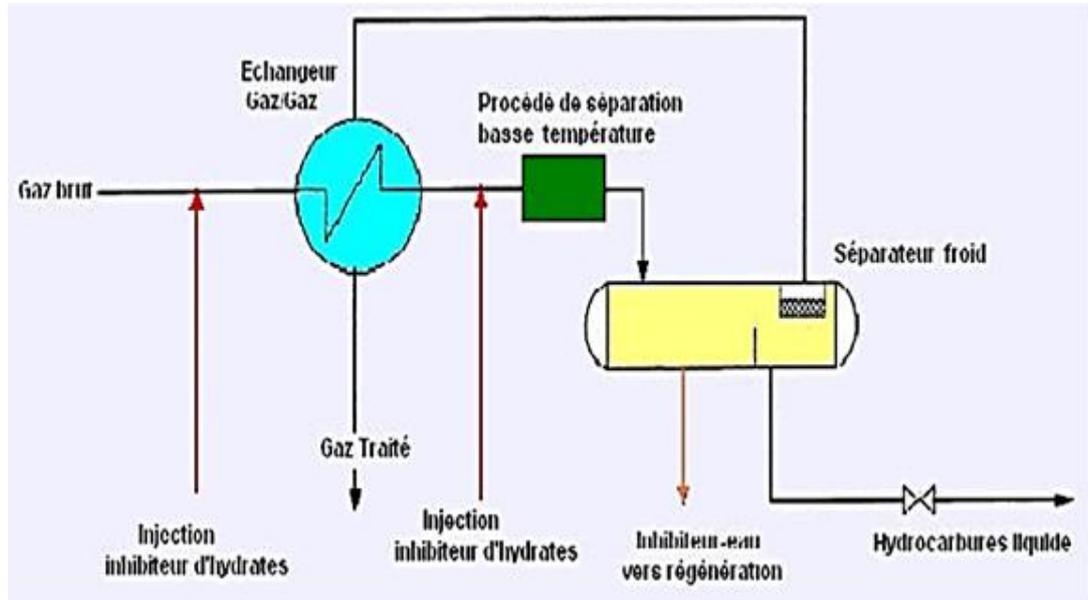
Au cours de l'étape d'adsorption, le gaz traité est envoyé sur le lit d'adsorbant qui fixe l'eau. Lorsque le lit est saturé, du gaz chaud est envoyé pour régénérer l'adsorbant, après régénération et avant l'étape d'adsorption, le lit doit être refroidi, ceci est réalisé en envoyant du gaz froid, après réchauffage, ce même gaz peut servir à effectuer la régénération. Pour un adsorbant soit efficace, il doit présenter les caractéristiques suivantes :

- Capacité d'adsorption à l'équilibre importante.
- Adsorption réversible permettant de régénérer l'adsorbant.
- Cinétique d'adsorption rapide.
- Faible perte de charge
- Pas d'effet de dilatation de volume avec la température et la saturation [14].

### II.10.3. Par réfrigération :

La déshydratation du gaz par réfrigération est un procédé de déshydratation à faible coût. L'eau se condense quand le gaz est refroidi ; l'eau est ensuite retirée dans un séparateur.

La méthode de séparation peut être effectuée plusieurs fois. La méthode est plus efficace à haute pression. La quantité d'eau dans le processus de réfrigération est souvent insuffisante. En raison du faible coût du processus de réfrigération sont souvent utilisés avant les autres processus de déshydratation [14].



**Figure II.10:** Déshydratation par abaissement de la température [14].

### II.11. Les différents types de glycol :

Un diol ou polyol ou polyalcool ou glycol est un composé chimique organique caractérisé par un certain nombre de groupes OH- (groupes hydroxyles). La forme générale des glycols est :  $(C_2H_4O)_n HOH$ , il existe plusieurs types de glycol

- ✚ Le mono éthylène glycol (MEG).
- ✚ Le di-éthylène glycol (DEG).
- ✚ Le tri éthylène glycol (TEG) [13].

### II.12. Propriétés des glycols :

Dans le tableau (II.3), les valeurs importantes sont le point d'ébullition normal, la pression de vapeur, la viscosité, la température maximale recommandée de la régénération et le début de la décomposition.

**Tableau II.3:** Les propriétés de MEG, DEG, TEG [13]

	<b>MEG</b>	<b>DEG</b>	<b>TEG</b>
Formule	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Masse molaire [kg/kmol]	62.07	106.12	150.17
Point d'ébullition normale [°C]	197.1	245.3	288
Pression de vapeur à 25°C [Pa]	12.24	0.27	0.05
Densité à 25°C [kg/m <sup>3</sup> ]	1110	1115	1122
Viscosité à 25°C [cP]	17.71	30.21	30.73
Viscosité à 60°C [cP]	5.22	7.87	9.89
Température maximal recommandée de la régénération [°C]	163	177	204
Débit de la composition [kg/h]	-	240	240

Le point d'ébullition normal et la pression de vapeur à une influence dans la distillation, la séparation entre l'eau et le glycol est importante parce que le contenu de l'eau dans le glycol pauvre détermine la quantité d'eau que le glycol peut retirer le gaz. Lorsque le TEG se décompose il devient MEG et DEG, donc il n'influencera pas sur le processus de déshydratation, seulement donnent une perte de glycol légèrement plus grande parce que MEG et DEG sont plus volatile que le TEG [13].

### II.13. Glycols utilisés pour la déshydratation :

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

1. Le tri éthylène Glycol (TEG) possède une affinité assez élevée pour l'eau.
2. Comparé aux autres Glycols (MEG & DEG), le tri éthylène glycol est le plus stable à la température et la pression d'exploitation de la colonne de régénération.
3. Le point d'ébullition du TEG (c à d à 285°C) est assez élevé pour éliminer toute l'eau absorbée et sa dégradation thermique se produise à 206°C à la pression atmosphérique qui est comparativement plus élevé que celles des autres glycols.

4. Etant donné que le débit de circulation unitaire (UCR) pour le TEG est inférieur à celui des autres glycols (c à d 27 kg pour le TEG par kg d'eau éliminé) un débit de circulation inférieur réduira la chaudière et aussi sur la puissance nécessaire au pompage.

5. Comme l'autre glycol, TEG n'est pas dangereux en nature et sa manipulation est facile [13].

## II.14. Le principe et l'installation de déshydratation de gaz :

La déshydratation de gaz est réalisée dans un contacteur par le contact du gaz en contre courant avec le Tri Ethylène glycol (glycol).

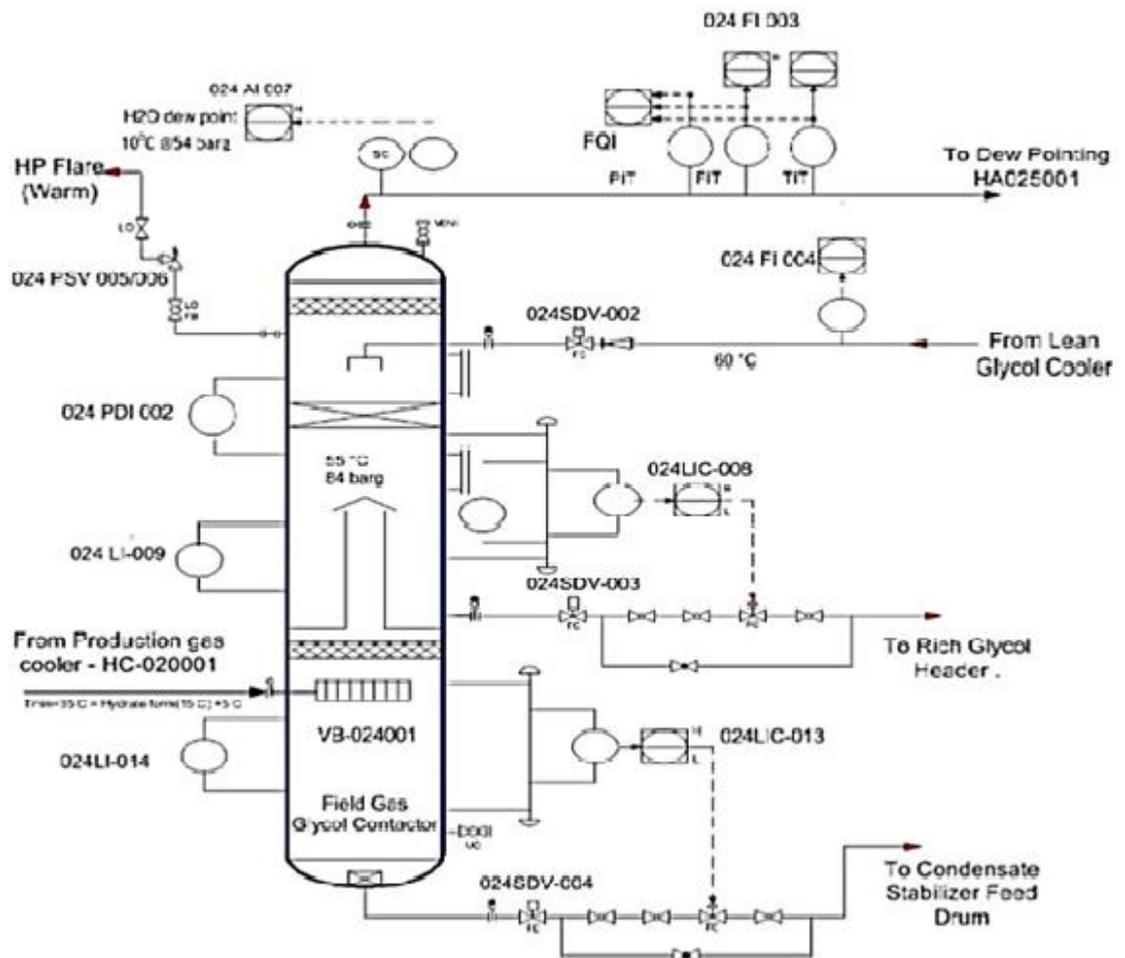


Figure II.11: contacteur glycol-gaz [14].

Le principe de la déshydratation de gaz est le contact d'un flux de gaz avec un liquide hygroscopique qui possède une grande affinité la vapeur d'eau par rapport au gaz, Après le contact du gaz avec le glycol, il absorbe l'eau du flux de gaz.

Dans l'installation de Krechba, il y a deux unités de déshydratation de gaz comme suit:

- la déshydratation on de gaz du champ de Krechba –un seul contacteur.
- la déshydratation de gaz d'export –deux contacteurs.

Il y a deux trains de régénération de glycol (2 x 50 %) qui satisfait la demande enrégénération de glycol pour tous les contacteurs de déshydratation de gaz [13].

#### **II.14.1.section de la déshydratation de gaz :**

L'étendue du procédé consiste en cinq contacteurs de déshydratation, les contacteurs glycol sont définis comme suit:

- Un x 100% Contacteur Glycol Gaz du Champ de Krechba
- Deux x 50% Contacteur Glycol Gaz de vente.
- Deux x 50% Contacteur Glycol Gaz Injection (CO<sub>2</sub>) .Actuellement cette unité à été isolé.

La déshydratation du gaz est effectuée dans un ballon à pression vertica le appellé absorbeur ou contacteur. Le Contacteur peutavoir des plateaux ou garnissage pour assurer un meilleur contactentre le gaz et le glycol pour un bon transfert de masse.

Le gaz humide alimente le contacteur à partir du fond. Le contacteur a une section intégrale d'évaporation au fond. Le liquide se sépare au niveau de cette section et le gaz passe à travers le scheminés des plateaux vers la section de garnissage / plateau.

Le gaz sec sort du haut du contacteur. De santi brouillar des sont montés à la sortie gaz pour se débarrasser de sfines gouttelettes dans le gaz sec. Le glycol est utilisé en boucle fermée de circulation dans le processus de déshydratation de gaz. Le glycol pauvre est introduita univeau de la tête de l'absorbeur et des cenden bas à travers les garnissages ou plateaux. Le glycol riche sorta partir du fond de la colonne ou des plateaux cheminés de l'absorbeur [14].

#### **II.14.2. section de régénération du glycol :**

Le glycol riche du champ de Krechba peut être régénéré:

- A 100 % dans le train 1 (XX-024101) ou train 2 (XX-024201).

• A 50% dans le train 1 et 50% dans le train 2. Dans ce cas, le glycol riche venant du contacteur de gaz du champ est divisé en deux parts égales par les vannes de contrôle 024-FV-511 et 611.

Les deux unités de régénération du glycol sont identiques et fonctionnent en parallèle.

Chaque unité comprend :

- Un ballon de flash, des filtres et un échangeur glycol/glycol
- Une colonne de régénération, une colonne de stripping, un rebouilleur et un condenseur
- Un ballon tampon

#### **Condenseur de reflux de colonne de distillation (HA-024102/202):**

La solution de glycol riche s'écoule vers le condenseur de reflux de colonne de distillation (HA-024102/202) où glycol riche est préchauffé entre 34° et 77°C dans le côtelalandre.

#### **Ballon de flash (VD-024102/202):**

Le glycol riche est envoyé au ballon flash pour être flashé. Le ballon flash fonctionne à 5 barg, Le contrôle du niveau glycol riche dans le ballon de flash est gérée par une vanne contrôle (024-LV-503/603) situé en aval de l'échangeur de chaleur glycol/glycol. Le ballon de flash de séparation tri-phasique équipé du déversoir pour séparer le glycol à partir des hydrocarbures.

#### **Les filtre:**

A la sortie du ballon flash, le glycol riche s'écoule à travers filtres à cartouches (GC024101/201A/B) un filtre en opération et l'autre stand-by où 99% des particules solides environ de 5 microns sont capturés, puis à travers le filtre à charbon (GC-024102/202) où environ de 10% du débit glycol riche est traitée.

#### **Echangeur glycol-glycol(HA-024101/201):**

Après avoir quitté le filtrage, la solution glycol riche est chauffée à environ 160°C dans échangeur glycol-glycol (HA-024101/201). La solution glycol riche chaud entre ensuite dans la colonne de distillation glycol où il s'écoule vers le bas du rebouilleur glycol(HI024103/203) à travers les sections de garnissage aléatoires [14].

La condensation du reflux est atteinte par un condenseur tête colonne de distillation avec glycol riche provenant du contacteur glycol, dans le rebouilleur glycol (HI-024103/203) la solution TEG riche est chauffé jusqu'à 200°C à environ 0,4 barg. La température en masse du glycol est atteinte par un brûleur à gaz à triage forcé (FX-024101/201).

**Colonne de stripping (VE-024106/206):**

Glycol déconcentré s'écoule par le déversoir du rebouilleur vers la colonne de stripping où l'eau est éliminée par injection d'un gaz de stripping (gaz combustible chaud) en bas de la colonne. On chauffe le gaz combustible par le serpentín de chauffage dans le rebouilleur de glycol. La colonne de stripping de glycol est conçue pour atteindre une concentration du glycol de 99,90% en poids.

**Ballon tampon (VL-24104/204):**

Le glycol pauvre s'écoule par gravité à partir de colonne de stripping vers le ballon tampon via échangeur glycol-glycol où il est refroidi de 204°C à 96,6°C par la solution glycol riche entrant.

**Pompes circulation du glycol pauvre (PB-024101/201A/B):**

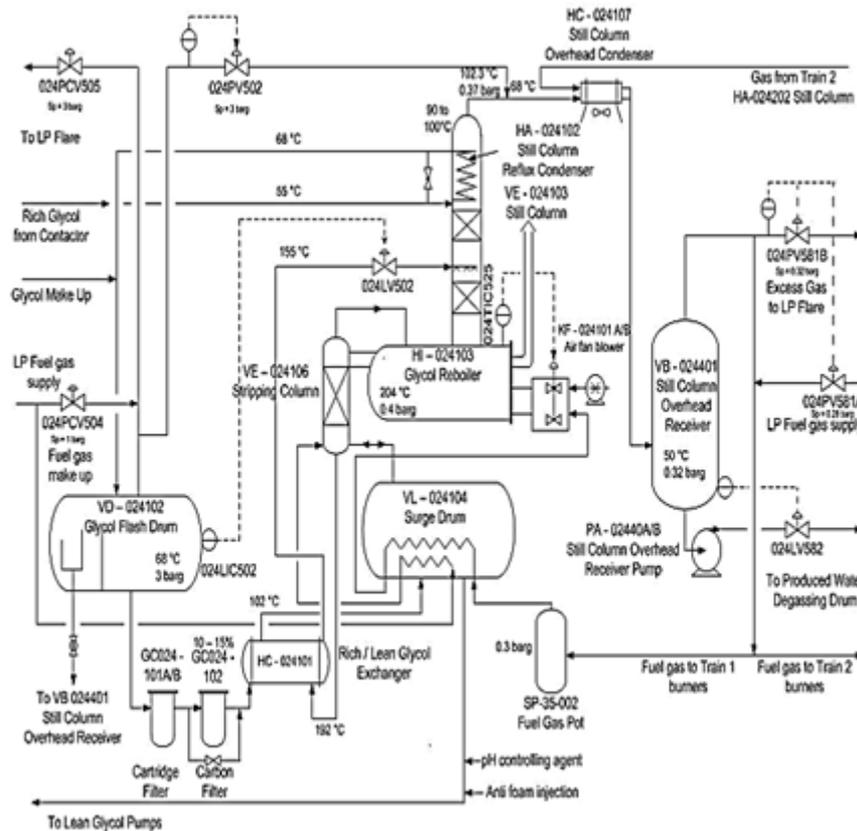
La solution Teg pauvre est ensuite recerclé à un débit nominal de 18000 kg/h par les Pompes de circulation de glycol pauvre une en opération et l'autre stand-by.

**Refroidisseur à air de glycol pauvre (HC-024104/204):**

Avant d'entrer dans le contacteur, le glycol pauvre est refroidi dans le refroidisseur à air à une différence de température de 5° au-dessus de la température de gaz d'entrée du Contacteur de glycol. Le glycol pauvre est ensuite réinjecte dans la partie supérieure du contacteur. Une bonne distribution de glycol pauvre est assurée par un plateau de distribution de liquide par gravité.

**Unités d'injection des produits chimiques :**

L'unité de régénération comprend des installations d'injection d'anti-mousse, d'inhibiteur de corrosion et de contrôle du pH à des endroits appropriés. Il existe deux unités d'injection de produit chimiques communs raccordés en permanence aux deux unités de régénération Une unité d'injection des produits chimiques assure le dosage d'inhibiteur de corrosion et de l'agent de contrôle du pH (ensemble commun) et elle est installée sur les deux skids assure le dosage de l'agent anti-mousse:



**Figure II.12 :** Schéma d'installation de l'unité de Régénération Glycol [14]

## II.15. Problèmes rencontrés dans une unité de déshydratation :

L'utilisation de la solution glycol dans le procédé de déshydratation du gaz naturel peut provoquer de sérieux problèmes:

### II.15.1. Problème de la formation d'hydrates :

Un hydrate est une combinaison physique d'eau et d'autres petites molécules pour produire un solide qui dans son apparence ressemble à la glace, mais il possède une structure différente que la glace.

En général, les hydrates se forment quand la pression du système augmente et/ou la température chute aux conditions de formation.

### II.15.2. Problème de 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 de glycol et réduit la capacité du système.

**II.15.3. Problème de corrosion:**

La corrosion a lieu en général dans les endroits où circule le glycol riche, ainsi que la régénération. Les causes de cette corrosion sont multiples:

- ✓ Une forte concentration de H<sub>2</sub>O dans le gaz d'alimentation peut conduire à la dégradation du glycol.
- ✓ La présence d'oxygène peut mener à la dégradation du glycol par corrosion par érosion.
- ✓ Température trop élevée dans le rebouilleur peut causer la dégradation du glycol.
- ✓ La formation de sels thermiquement stables qui sont composés par des anions acides.
- ✓ Métallurgie inadéquate [13].

**II.16. Conclusion:**

Dans ce chapitre, nous avons donné une description générale du projet In Salah Gaz en citant les différents sites et on se basant sur les différentes installations et équipements des procédés du traitement du gaz naturel, ainsi que les différents systèmes de sécurité, et de contrôle.

Certaines techniques de traitement sont bien établies et permettent d'obtenir les spécifications requises, de nouvelles contraintes liées à la protection de l'environnement (protection de l'eau, protection de l'air, contraintes d'hauteur des unités de traitement...) et la recherche d'une réduction des coûts peuvent remettre en cause certaines pratiques.



*Chapitre-III-*  
**Simulation du  
procédé  
déshydratation**

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

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'engineering et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système et d'optimiser son fonctionnement.

Un module n'est pas une représentation exacte de réalité physique, mais il est seulement apte à restituer les caractéristiques les plus importants du système d'analyse.

### **III.2. Modèle et simulation :**

Lorsque le système réel que l'on souhaite observer devient trop complexe et que de nombreuses variables sont en jeu, la modélisation intervient pour prendre en charge et traiter les problèmes : un modèle est élaboré pour essayer de rendre compte de la complexité du système tout en essayant de réduire le nombre de paramètres. L'analyse du système, la modélisation et la simulation constituent les trois étapes fondamentales de l'étude du comportement dynamique des systèmes complexes.

- **L'analyse du système :**

Consiste à définir les limites du système à modéliser, à identifier les éléments importants ainsi que les types de liaison et d'interaction entre ces éléments et à les hiérarchiser.

- **La modélisation :**

Visa à représenter de la meilleure façon possible un objet réel par un ou des modèles sous forme mathématique. D'une manière générale, lors de l'élaboration du modèle, trois types de données sont nécessaires : les paramètres chimiques (réactions, produits formés, cinétiques et mécanismes), les paramètres de transfert (matière, énergie, quantité de mouvement) et l'hydrodynamique caractérisant les équipements.

- **La simulation :**

Étudie le comportement d'un système. Elle permet, en particulier, d'étudier l'évolution du système en faisant varier un ou plusieurs facteurs et en confrontant les valeurs calculées aux valeurs observées.

### **III.3. Présentation du logiciel de simulation Aspen HYSYS :**

Aspen HYSYS est un environnement de procédé de simulation conçu pour servir les techniciens et les ingénieurs de pétrole, du gaz et du raffinage.

A l'aide de l'environnement d'Aspen HYSYS, on peut créer l'état d'équilibre rigoureux et les modèles dynamiques pour la conception des installations, la gestion et la planification économique, l'analyse, l'amélioration et la planification des projets. Par l'interface interactive d'Aspen HYSYS, on peut facilement manœuvrer des variables et la topologie de procédé d'opération unitaire.

HYSYS a été développé pour l'industrie du pétrole, il a été conçu pour permettre le traitement d'une vaste gamme de problèmes allant des séparations bi et tri-phasiques simple, de compression à la distillation et la transformation chimique bien qu'il soit utilisé pour d'autres types de procédés chimiques.

### III.4. Types de simulation :

On peut distinguer principalement deux types de simulation dans le cas des procédés chimiques : la simulation statique et la simulation dynamique.

#### III.4.1. Simulation statique :

La simulation statique d'un procédé vise à définir les propriétés des flux (débit, température, fraction vaporisée, ...), ainsi que les bilans matière et d'énergie en régime stabilisé. Le procédé est décomposé en blocs représentant la différentes opérations unitaires mises en œuvre. Les blocs sont liés entre eux par des flux de matière ou d'énergie.

#### III.4.2. Simulation dynamique :

La simulation dynamique d'un procédé vise à définir les propriétés des courants en fonction du temps, pendant des situations transitoires où le régime n'est pas stable.

### III.5. Choix de l'équation d'état:

La simulation peut se faire en mode statique ou mode dynamique, en se basant sur l'équation d'état utilisée pour les mélanges liquide-vapeur. Il est recommandé d'utiliser le modèle de Peng Robinson pour les hydrocarbures qu'il a la forme suivante :

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{V(V + b) + b(V - b)}$$

**P** : Pression

**T** : Température

**R** : Constant de gaz parfait

**V** : Volume

**$\alpha$**  : Viscosité cinématique

**a, b** : Facteurs de correction pour tenir compte des condition non idéales .

### III.6 Simulation de la solution proposée :

Pour que le logiciel HYSYS puisse simulerle procédé et/ ou même dimensionner quelques équipements de ce procédé, l'utilisateur doit au préalable :

- ❖ Spécifier les constituants du gaz.
- ❖ Choisir un modèle thermodynamique convenable.
- ❖ Etablir le schéma PFD de la section d'étude.
- ❖ Spécifier les paramètres nécessaires pour le calcul de chaque opération unitaire.

#### Cas design:

##### ➤ Conditions opératoires du gaz :

- Débit : 433400 kg/h.
- Température :54.88°C.
- Pression : 71.6 Bar.

##### ➤ Conditions opératoires du TEG pauvre :

- Débit : 28000 kg/h.
- Température : 60°C.
- Pression : 71.3 Bar.

**Tableau III. 1: la composition du gaz a l'entrée du contacteur glycol.**

Composition	Formule chimique	Fraction molaire %
Méthane	CH <sub>4</sub>	0,9717
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.0146
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0029
i-Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0003
n-Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0005
i-Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0001
n-Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0001
n-Hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0001
n- Heptane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0001
n-Octane	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0001



**III.8. Analyse des résultats :**

Pour optimiser l'absorption et la régénération de TEG riche deux cas ont été étudiés, les conditions d'alimentation de gaz maintenues fixes (débit, composition, température et pression), l'objectif de la simulation est d'avoir un point de rosée  $\leq -10$  et garder la pureté de TEG  $> 99.754$

**III.8.1. Cas désigné:****Tableau III.2:** Résultats de simulation HYSYS dans le contacteur glycol cas désigné.

	Gaz		TEG	
	Entrée	Sortie	Entree	Sortie
<b>Condition</b>				
T (°C)	54.88	57.94	60	57.11
P (KPa)	7160	7150	7130	7200
Qm (Kg/h)	433400	432100	28000	29340
Point de rosée(°C)	/	-20	/	/
<b>Composition</b>				
Méthane	0.971	0.9737	0	0.0019
Ethane	0.0146	0.0147	0	0.0001
Propane	0.0029	0.0029	0	0.0001
i-Butane	0.0003	0.0003	0	0.0001
n-Butane	0.0005	0.0005	0	0
i-Pentane	0.0001	0.0001	0	0.0001
n-Pentane	0.0001	0.0001	0	0
n-Hexane	0.0001	0.0001	0	0
n- Heptane	0	0	0	0
n-Octane	0	0	0	0
Nitrogène	0.0047	0.0047	0	0
H <sub>2</sub> O	0.0027	0	0.0025	0.0459
CO <sub>2</sub>	0.0029	0.0029	0	0.0002
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
H <sub>2</sub>	0	0	0	0
TEG	0	0	0.9975	0.9516

**III.8.2. Cas actuel:**

La simulation de l'unité de déshydratation avec les conditions de cas actuel pour Confirmer que notre modèle HYSYS est compatible avec notre sujet

**Tableau III.3 :**Résultats de simulation par HYSYS dans le contacteur glycol cas actuel.

Condition	Gaz		TEG	
	Entrée	Sortie	Entree	Sortie
<b>T (° C)</b>	57.37	61.35	63.37	60.38
<b>P (KPa)</b>	7030	7150	7000	7200
<b>Qm (Kg/h)</b>	183800	183100	14200	14850
<b>Point de rosée(°C)</b>	/	-20	/	/
<b>Composition</b>				
<b>Méthane</b>	0.9706	0.9736	0.0000	0.0019
<b>Ethane</b>	0.0146	0.0147	0.0000	0.0001
<b>Propane</b>	0.0029	0.0029	0.0000	0.0001
<b>i-Butane</b>	0.0003	0.0003	0.0000	0.0001
<b>n-Butane</b>	0.0005	0.0005	0.0000	0.0000
<b>i-Pentane</b>	0.0001	0.0001	0.0000	0.0001
<b>n-Pentane</b>	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
<b>n-Hexane</b>	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
<b>n- Heptane</b>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<b>n-Octane</b>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<b>Nitrogène</b>	0.0047	0.0047	0.0000	0.0000
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0.0031	0.0001	0.0025	0.0438
<b>CO<sub>2</sub></b>	0.0029	0.0029	0.0000	0.0002
<b>H<sub>2</sub>S</b>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<b>H<sub>2</sub></b>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<b>TEG</b>	0.0000	0.0000	0.9975	0.9536

Les résultats de 1<sup>er</sup> et 2<sup>ème</sup> cas nous a confirme que le modèle choisie dans le HYSYS (Glycol pkg) est le meilleur pour optimiser l'absorption et la régénération de TEG riche

### III.8.3. Le contacteur de Glycol :

Le contacteur de glycol est l'élément principal qui assure l'objectif de la déshydratation. Du gaz, Le contacteur est doté d'un scrubber intègre a l'entre du gaz pour éliminer les liquides, la surface de contact entre le TEG et le gaz est assurer par un lit de garnissage structurer, la hauteur du garnissage est calculée selon le temps nécessaire pour que le contact du gaz avec le glycol atteigne l'équilibre, l'installation d'un démister en tête de la colonne pour éviter l'entraînement des gouttes de TEG avec le gaz. Le calcul de dimensionnement des internes de contacteur cen'est pas possible car pour réaliser ces changements nécessitent le changement de la colonne.

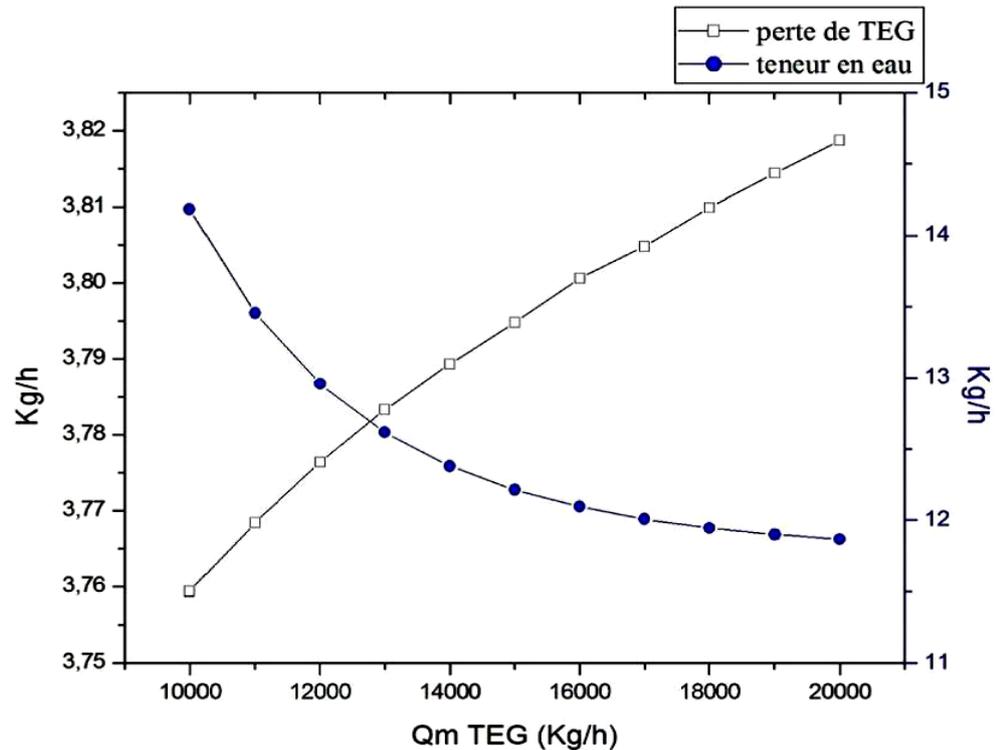
#### Variation de débit de TEG

Le tableau et le graphe suivants montre la variation de pureté de TEG 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).

**Tableau III.4:** La variation de la pureté de TEG en fonction du débit de TEG.

<b>Débit (Kg/h)</b>	<b>TEG (Kg/h)</b>	<b>H<sub>2</sub>O (Kg/h)</b>	<b>Pureté TEG</b>
<b>10000</b>	3.7594	14.1832	0.9940
<b>11000</b>	3.7684	13.4526	0.9940
<b>12000</b>	3.7764	12.9574	0.9939
<b>13000</b>	3.7833	12.6163	0.9938
<b>14000</b>	3.7893	12.3798	0.9937
<b>15000</b>	3.7948	12.2126	0.9936
<b>16000</b>	3.8006	12.0945	0.9935
<b>17000</b>	3.8048	12.0069	0.9934
<b>18000</b>	3.8099	11.9449	0.9934
<b>19000</b>	3.8144	11.8992	0.9933
<b>20000</b>	3.8187	11.8658	0.9932



**Figure III. 2** : variation des pertes de TEG et la teneur H<sub>2</sub>O en fonction du débit TEG

D'après les résultats obtenus, on remarque que les pertes de TEG sont proportionnelles avec l'augmentation du débit de TEG, et inversement proportionnelles pour le point de rosée H<sub>2</sub>O. Le point de fonctionnement optimal correspondant au débit de TEG de 12800 kg/h.

#### III.8.4. L'unité de régénération:

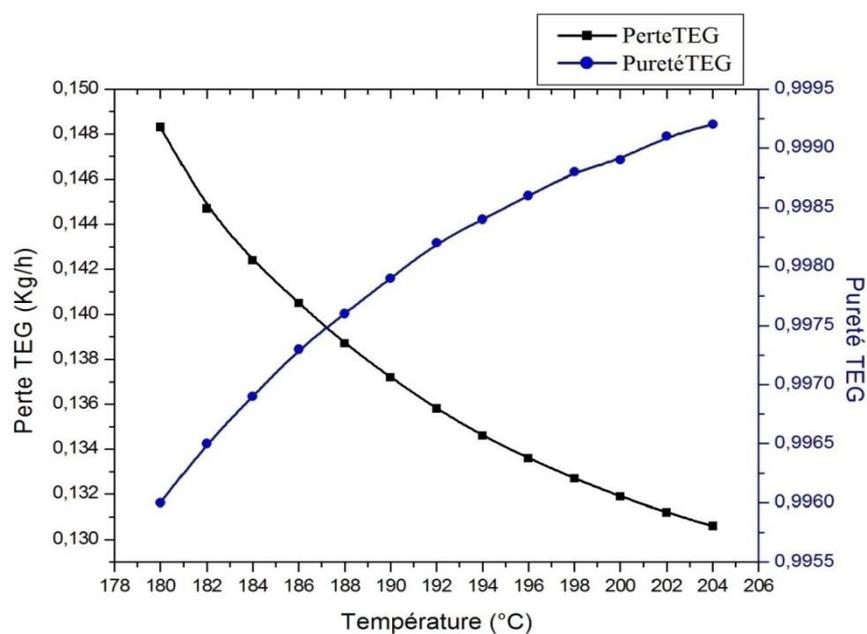
Pour optimiser l'unité de régénération du glycol, nous basons sur un paramètre: La température de rebouilleur sur la régénération de glycol.

#### Température rebouilleur :

Dans ce cas, on va étudier 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 du rebouilleur de TEG est limitée par la température de dégradation thermique du glycol.

**Tableau III.5** : la pureté TEG en fonction de la température de rebouilleur.

Température (°C)	Perte TEG (Kg/h)	Pureté TEG
180	0.1483	0.9960
182	0.1447	0.9965
184	0.1424	0.9969
186	0.1405	0.9973
188	0.1387	0.9976
190	0.1372	0.9979
192	0.1358	0.9982
194	0.1346	0.9984
196	0.1336	0.9986
198	0.1327	0.9988
200	0.1319	0.9989
202	0.1312	0.9991
204	0.1306	0.9992

**Figure III. 3** : variation des pertes et pureté TEG avec la température de rebouilleur.

D'après le graphe on remarque que la pureté de TEG augment avec l'augmentation de la température de rebouilleur par contre les pertes de TEG diminue, 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 99.76% la température minimal de rebouilleur nécessaires 188°C.

### III.8.5. Le cas optimal :

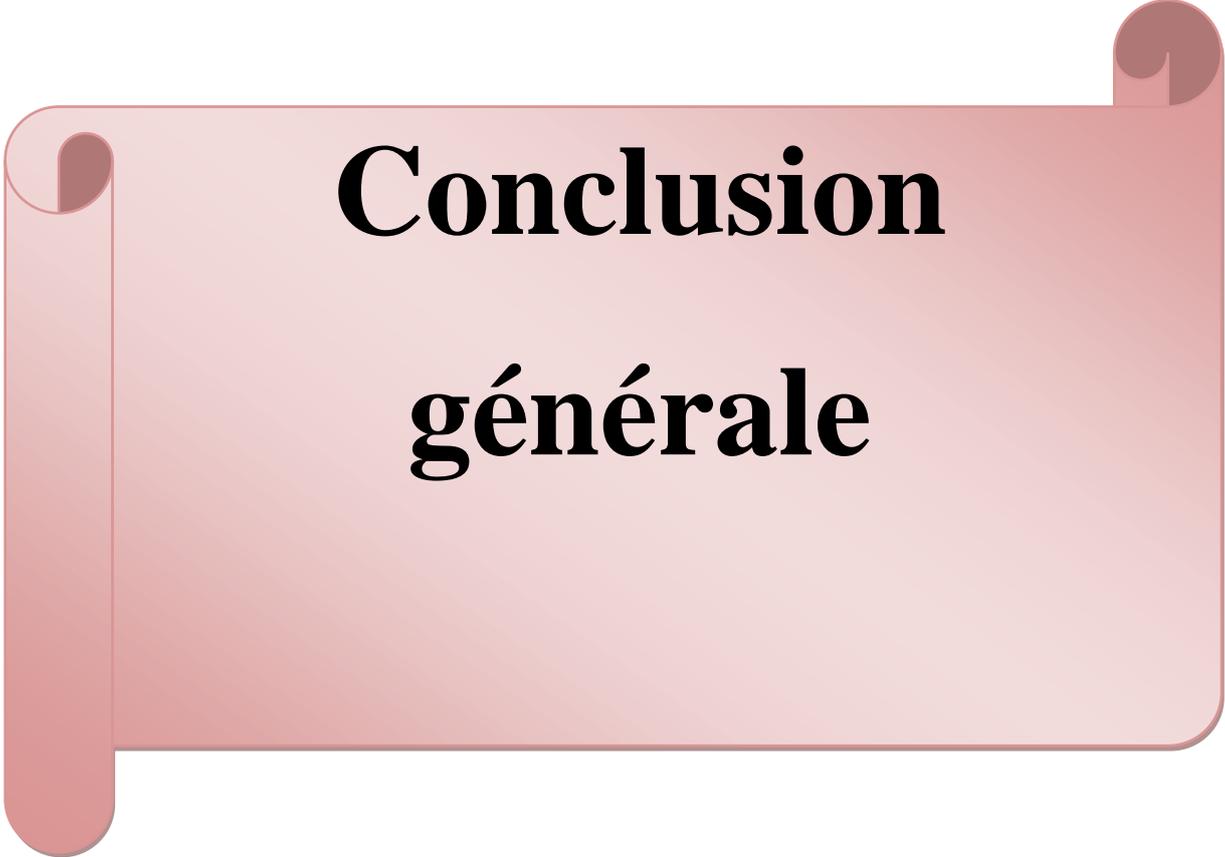
Dans ce cas on a diminué le débit de TEG pauvre (13500Kg/h) et la température dans le rebouilleur (199°C).

**Tableau III.6:La composition de gaz d'export et la pureté TEG régénère.**

Condition	Gaz		TEG		TEG
	Entrée	Sortie	Entrée	Sortie	régénère
<b>T (°C)</b>	57.51	60.93	62.51	59.99	62.51
<b>P (KPa)</b>	7160	7150	7000	7200	7000
<b>Qm (Kg/h)</b>	183600	183000	13500	14140	13500
<b>Point de rosée(°C)</b>	/	-20	/	/	
<b>Composition</b>					
<b>Méthane</b>	0.9707	0.9736	0.0000	0.0019	0.0009
<b>Ethane</b>	0.0146	0.0147	0.0000	0.0001	0.0000
<b>Propane</b>	0.0029	0.0029	0.0000	0.0001	0.0000
<b>i-Butane</b>	0.0003	0.0003	0.0000	0.0001	0.0000
<b>n-Butane</b>	0.0005	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
<b>i-Pentane</b>	0.0001	0.0001	0.0000	0.0001	0.0000
<b>n-Pentane</b>	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
<b>n-Hexane</b>	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
<b>n- Heptane</b>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<b>n-Octane</b>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<b>Nitrogène</b>	0.0047	0.0047	0.0000	0.0000	0.0000
<b>H2O</b>	0.0031	0.0001	0.0025	0.0455	0.0219
<b>CO2</b>	0.0029	0.0029	0.0000	0.0002	0.0000
<b>H2S</b>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<b>H2</b>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
<b>TEG</b>	0.0000	0.0000	0.9975	0.9520	0.9772

**III.9. Conclusion:**

Les paramètres dépendant de la déshydratation sont réunis en deux: Pour l'absorption il s'agit de la quantité d'eau a enlève est en relation avec le débit de circulation glycol ceci est paramètre avec la capacité de la pompe transfert. Pour la régénération : il s'agit de la température du rebouilleur.



**Conclusion  
générale**

## Conclusion générale

Ainsi, nous avons effectué notre formation de mise en situation professionnelle au sein d'In Salah gaz.

L'exploitation du gaz naturel se heurte à des difficultés majeures citons comme exemple la présence de l'eau qui peut entraîner des problèmes de corrosion et/ou de bouchage dues à la formation d'hydrates, alors il est nécessaire de réduire la teneur en eau dans le gaz par séchage dans des déshydrateurs à TEG.

Nous avons essayé a travers ce mémoire d'optimiser les paramètres opératoires de la section de déshydratation au niveau de KRECHBA, ce processus de déshydratation a été calculé et simulée avec le simulateur Aspen HYSYS, dans le but d'améliorer l'absorption, et réduire la consommation d'énergie. Pour cela nous avons utilisé les données d'entrées réelles de gaz.

La simulation de cette section par le simulateur HYSYS avec les données du cas design, nous a permis d'établir un modèle représentant cette section et qui servira pour étudier d'autres cas de marche actuel.

L'un des critères utilisés pour déterminer l'efficacité d'une installation de déshydratation est le point de rosée de l'eau du gaz sec. Cela peut facilement être vérifié en trouvant la température à laquelle l'eau commence à se condenser.

L'étude de la variation des paramètres opératoires dans le contacteur de Glycol nous a permis de trouver des paramètres opératoires optimaux qui permettent de réduire la quantité de TEG perdu dans le gaz en tête de contacteur de Glycol.

L'étude de variation des paramètres de régénération de TEG nous a permis de diminué la Température de rebouilleur (199 °C).

Enfin, nous tenons à exprimer notre satisfaction d'avoir le travaillé dans des bonnes conditions matérielles et un environnement agréable.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Recherche et production du pétrole et du gaz, réserves, couts et contrats, Jean-Pierre Favennec (Ed. Technip), p103.
- [2] Le Gaz Naturel - Production Traitement Transport, Alexandre ROJEY, Editions TECHNIP, Paris, 1994.
- [3] A. BENLAGHA ; A. SETTI. Optimisation des paramètres opératoires relatifs à la section de stabilisation en vue de récupérer le maximum de produits finis (GPL, condensat), Mémoire de fin d'étude master, Université Mohammed khider Biskra, (2012).
- [4] British Petroleum Statistical Review of World Energy June 2016
- [5] L.CHEBLI & Y.ABBASSI - Calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (unité (38) ; traitement de GPL) "module iii à Hassi R'mel"-mémoire de fin d'étude Université de BISKRA, 2012.
- [6] Plan à Moyen terme d'activité commercialisation 2008-2012,( revue de l'IAP, Qanvier2011),
- [7] Chiffres de réserves de gaz naturel, publié le 28 AOÛT 2015.
- [8] OM04, opérations de traitement de Krechba, Révision 02, Juin 2003.
- [9] Revue de SONATRACH, Vol.10, 61,(Octobre 2004),
- [10] AFNOR Norme X20-522, Gaz Naturel, Calcul du pouvoir calorifique de la masse volumique et de la densité Association français de normalisation, Paris la défense. Unité International ISO DIS.
- [11] Manuel opératoire de l'unité GNL du centre de production ISG.
- [12] Operating Manuel 04, Opérations de traitement de Krechba, exploitation et maintenance, Numéro 1, Révision 0, (Janvier 2004)
- [13] ISG Southern Fields Développement Project, General: Système de Feu ET Gaz, UU00-P-UUMU-000-1037, Petrofac.

[14] Source ISG –Krechba Gaz déshydratation-FR Rev1. PFD.