

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique



LAVALEF

Département du Génie Chimique

Laboratoire de Valorisation des Energies Fossiles

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie Chimique

**Optimisation des débits d'injection du Glycol dans le gaz d'alimentation en
vue d'éviter la formation d'hydrates.**

Billal BALOUL et Houria LAMRI ZEGGAR

Sous la direction du professeur R. BOUARAB et de Mr. M. SEFRAOUI

Présenté et soutenu publiquement le (18/06/2018)

Composition du Jury :

Président	M. A. SELATNIA	Professeur	ENP
Rapporteur/ Promoteur	M. R. BOUARAB	Professeur	ENP
Examineurs	M. T. AHMED ZAID	Professeur	ENP
	Mme F. KIES	MCA	ENP
Invité	M. M. SEFRAOUI	Chef de service	Sonatrach

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique



LAVALEF

Département du Génie Chimique

Laboratoire de Valorisation des Energies Fossiles

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie Chimique

**Optimisation des débits d'injection du Glycol dans le gaz d'alimentation en
vue d'éviter la formation d'hydrates.**

Billal BALOUL et Houria LAMRI ZEGGAR

Sous la direction du professeur R. BOUARAB et de Mr. M. SEFRAOUI

Présenté et soutenu publiquement le (18/06/2018)

Composition du Jury :

Président	M. A. SELATNIA	Professeur	ENP
Rapporteur/ Promoteur	M. R. BOUARAB	Professeur	ENP
Examineurs	M. T. AHMED ZAID	Professeur	ENP
	Mme F. KIES	MCA	ENP
Invité	M. M. SEFRAOUI	Chef de service	Sonatrach

Dédicaces

Je dédié ce travail à :

Mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études ;

Mes chers frères, pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral ;

Tous mes proches de la famille HARCHA, KADRI ET SAIT;

Tous ce qui m'ont enseigné tout au long de mon cursus scolaire.

Houria

Je dédié ce travail à :

A mes chers parents ;

A ma grand-mère bien aimée ;

A ma chère sœur Celina ;

A mes frères Massyle et Rayane ;

A mes amis et à tous ceux qui me sont chers.

Billal

Remerciements

Louange à dieu le tout puissant qui nous a donné la force et la patience pour mener à bien ce modeste travail

Nous adressons notre profonde gratitude à nos parents qui ont tout mis à notre disposition pour que notre travail se déroule dans les meilleures conditions possibles.

Nous tenons à témoigner notre sincère reconnaissance à Mr R.BOUARAB et Mr M.SEFRAOUI d'avoir accepté de nous encadrer et pour leurs orientations et conseils tout au long de notre travail.

Nous tenons à adresser nos vifs remerciements à tous le personnel du module IV en particulier Mr Y.ZERROUKI pour nous avoir accordé ce qui est de plus précieux, leur temps et leur attention. Leurs aides nous a particulièrement été précieuse dans notre étude.

Nous voudrions aussi exprimer tous nos remerciements à A.SELATNIA pour tout le temps qu'il nous a consacré et l'honneur qu'il nous fait en présidant ce jury.

Nous remercions Mme F.KIES et Mr T.AHMED ZAID, pour avoir accepté d'être membre du jury.

Que Mr Makhlouf TALEB trouve ici l'expression de nos remerciements et de notre profonde gratitude.

A tous les enseignants de l'Ecole Nationale Polytechnique, en particulier ceux du département de génie chimique pour la formation qu'ils nous ont offert et leurs orientations.

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail, nous aimerons leur dire MERCI.

RESUME

ملخص:

الغرض من هذا المشروع الدراسي هو تحسين معدلات ضخ الجلايكول أحادي الإيثيلين في الغاز الخام لتجنب تشكيل الهيدرات. يعتمد عملنا على تحليل التأثيرات المتكررة والضيقة لدرجة الحرارة التي تتعلق بتغيرات أحوال الطقس، على معدلات ضخ الجلايكول على مستوى بطارية مبادلات الحرارة E102/ E103 للسلسلة الغازية للوحدة IV لحاسي رمل .

تم استعمال برنامج *Aspen Hysys* هنا لغرض أداء محاكاة لقسم الضغط العالي عن طريق تغيير درجة حرارة مدخل الغاز الخام وذلك من أجل التحقق من صحة النتائج التي تم العثور عليها باستخدام الحساب اليدوي. وأظهرت الدراسة أن معدلات حقن الجلايكول أحادي الإيثيلين المستخدمة على مستوى الوحدة الرابعة ليست في امتثال كلي مع التغيرات في درجات الحرارة ويمكن تحسين تدفقاتها من أجل رؤية إمكانية تقليل الخسائر في ال الجلايكول أحادي الإيثيلين التي تقدر ب 30 لتر / 10^6 متر مكعب من الغاز الطبيعي.

الكلمات الدالة: الغاز الطبيعي، العلاج، الجلايكول أحادي الإيثيلين، تشكيل الهيدرات.

Summary :

The aim of this project is to optimize the injection rates of mono-ethylene glycol in the feed gas to avoid the formation of hydrates. Our work is based on the analysis of the frequent and narrow influence of temperature which, is weather dependent, on the injection rates of MEG at the level of the exchanger battery E102 and E103 of the Hassi R'mel gas module IV chain.

Aspen Hysys software is used to simulate the high pressure section by varying the raw gas inlet temperature and this in order to validate the results found using manual calculation. The study showed that the MEG injection rates used at module IV are not in full compliance with temperature variations and that its flow rates can be optimized in order to see the possibility of reducing estimated MEG losses by 30 l / 10^6 m³ of natural gas.

Key words: Natural gas, treatment, MEG, hydrate formation.

Résumé :

Le but de ce projet de fin d'études est d'optimiser les débits d'injection du mono-éthylène glycol dans le gaz d'alimentation en vue d'éviter la formation d'hydrates. Notre travail est fondé sur la base de l'analyse de la fréquente et étroite influence de la température, qui dépend des conditions météorologiques, sur les débits d'injections de MEG au niveau de la batterie d'échangeurs E102 et E103 de la chaîne gazière du module IV de Hassi R'mel.

Le logiciel *Aspen Hysys* est utilisé, pour réaliser une simulation de la section haute pression en variant la température d'entrée du gaz brut et cela afin de valider les résultats trouvés à l'aide du calcul manuel. L'étude a montré que les débits d'injections de MEG utilisés au niveau du module IV ne sont pas en conformité totale avec les variations des températures et que ses débits peuvent être optimisés dans le but de voir la possibilité de réduire les pertes en MEG estimées de 30 l/10⁶ de m³ de gaz naturel.

Mots clés : Gaz naturel, traitement, MEG, formation d'hydrates.

TABLE DES MATIÈRES

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations

Liste des propriétés physico-chimiques

Introduction générale13

Chapitre 1 : Sonatrach et champ de Hassi R'mel16

1.1 Sonatrach, un leader mondial dans le domaine de l'énergie.....17

1.2 Organisation au service des objectifs de Sonatrach.....18

1.3 Les activités de Sonatrach.....19

1.3.1 Activité Amont19

1.3.2 Activité transport par canalisation19

1.3.3 Activité Aval.....19

1.3.4 Activité Commercialisation.....19

1.4 Situation géographique du champ de Hassi R'mel.....20

1.5 Le gisement de Hassi R'mel20

1.6 Etapes de développement20

1.7 Organisation de ce champ21

1.7.1 Installations productrices22

1.7.2 Installations récupératrices22

1.8 Techniques de traitement24

1.8.1 Le procédé PRITCHARD.....24

1.8.2 Le procédé HUDSON.....24

Chapitre 2 : Généralités sur le gaz naturel.....25

Introduction.....26

2.1 Les différents types de gaz26

2.2 Le gaz naturel dans le monde.....26

2.2.1 Réserves de gaz naturel26

2.2.2 Production de gaz naturel dans le monde.....27

2.2.3 Evolution de la production des cinq principaux pays.....28

2.2.4 Consommation du gaz naturel dans le monde.....28

2.2.5 Echanges commerciaux.....29

TABLE DES MATIÈRES

2.3 Le gaz naturel en Algérie	30
2.3.1 Réserves gazières en Algérie	31
2.3.2 La chaîne gazière en Algérie.....	32
Chapitre 3 : Présentation de la chaîne gazière (module IV).....	34
Introduction	35
3.1 Description de l'unité de production.....	35
3.1.1 Section séparation à haute pression	36
3.1.2 Section de séparation à basse pression.....	38
3.1.2.1 La colonne de stabilisation C101.....	38
3.1.2.2 La colonne du fractionnement C102	39
3.2 Spécifications du gaz brut	40
3.3 Spécification des produits.....	40
A. Spécifications du gaz traité.....	40
B. Spécifications du GPL	41
C. Spécifications du condensat	41
D. Spécifications gaz de réinjection.....	41
Chapitre 4 : Les hydrates.....	42
Introduction.....	43
4.1 Teneur en eau du gaz naturel.....	43
4.2 Formation des hydrates	43
4.3 Structure des hydrates	44
4.3.1 Structure de base	44
A. Hydrates de structure I	44
B. Hydrates de structure II.....	45
C. Hydrates de structure H.....	45
4.4 Prévention des hydrates	46
4.4.1 Chauffage des conduites	47
4.4.2 Réduction de la pression	47
4.4.3 Utilisation d'inhibiteurs	47
4.4.4 L'adsorption.....	48
4.4.5 L'absorption.....	49

TABLE DES MATIÈRES

4.4.6 Le refroidissement.....	49
4.5 Le Glycol	50
4.5.1 Les différents types de glycol	50
4.5.2 Les propriétés physiques des glycols	51
Chapitre 5 : Partie calcul.....	52
5.1 Exposé du problématique et intérêt du calcul	53
5.2 Calcul de température de formation des hydrates	53
5.2.1 Composition du gaz.....	54
5.2.2 Calcul de sa densité.....	54
5.3 Calcul de l'abaissement de température de congélation	56
5.3.1 A la sortie de la batterie d'échangeurs.....	57
5.3.2 A la sortie de turbo-expander.....	57
5.4 Calcul de la concentration minimal de MEG hydraté.....	57
5.5 La quantité d'eau à absorber.....	59
5.5.1 Teneur en eau contenue dans le gaz sortant du ballon séparateur D101	60
5.5.1.1 Hiver.....	60
5.5.1.2 Eté.....	60
5.5.2 Teneur en eau contenue dans le gaz sortant du ballon séparateur D102.....	61
5.5.2.1 Hiver	62
5.5.2.2 Eté	62
5.6 Calcul des débits d'injection du MEG au niveau des échangeurs E102/E103.....	63
5.6.1 Débit d'injection réel.....	64
5.6.1.1 Hiver	64
5.6.1.2 Eté	64
5.6.2 Débit d'injection réduit.....	65
5.7 Calcul des unités d'injection à optimiser.....	65
5.7.1 Echangeur E102	65
5.7.2 Echangeur E103.....	65
Chapitre 6 : Vérification des résultats par HYSYS.....	70
Introduction.....	71
6.1 Prédiction de formation des hydrates.....	72
6.1.1 Vérification des résultats.....	72

TABLE DES MATIÈRES

6.1.2 Résultats.....	75
Recommandations.....	79
Conclusion générale.....	81
Bibliographie.....	83

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Réserves de gaz naturel (en milliers de milliards de mètres cubes).....	27
Tableau 2.2 : Production de gaz dans le monde (en Mtep).....	28
Tableau 2.3 : Consommation de gaz dans le monde (en Mtep).....	30
Tableau 3.1 : Production annuelle de gaz sec, GPL et condensat entre 2010 et 2017.....	35
Tableau 3.2 : Composition du gaz brut.....	40
Tableau 4.1 : Propriétés physiques des glycols commerciaux.....	51
Tableau 5.1 : Composition de gaz d'alimentation et de gaz venant de D101 et D102.....	55
Tableau 5.2 : Valeur de K obtenue à partir de la figure 5.2.....	57
Tableau 5.3 : Conditions opératoires en hiver et en été	59
Tableau 5.4 : Quantité d'eau en hiver.....	60
Tableau 5.5 : Quantité d'eau en été.....	60
Tableau 5.6 : Quantité d'eau en hiver (Séparateur D102).....	62
Tableau 5.7 : Quantité d'eau en été (Séparateur D102).....	62
Tableau 5.8 : Débits d'injection du MEG au niveau des échangeurs E102/E103.....	63
Tableau 5.9 : Débits d'injection de MEG dans le cas réel.....	64
Tableau 5.10 : Débits d'injection de MEG dans la batterie d'échangeurs E102 et E103	69
Tableau 6.1 : Prédiction de formation d'hydrate dans le cas été et hiver.....	76

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : La consommation du gaz naturel par secteur en 2011.....	14
Figure 1.1 : Un schéma d'organisation au service des objectifs de Sonatrach.....	18
Figure 1.2 : Situation géographique de Hassi R'mel.....	20
Figure 1.3 : Répartition des différentes installations sur le champ de Hassi R'mel.....	23
Figure 2.1 : Evolution de la production des cinq premiers pays producteurs de gaz naturel.....	29
Figure 2.2 : Représentation globale de la chaîne gazière de Sonatrach.....	33
Figure 3.1 : Production annuelle de gaz sec entre 2010 et 2017.....	36
Figure 3.2 : Production annuelle de GPL et condensat entre 2010 et 2017.....	36
Figure 3.3 : La section haute pression.....	37
Figure 3.4 : La Section basse pression (deéthaniseur).....	38
Figure 3.5 : La Section basse pression (débutaniseur).....	39
Figure 4.1 : Structure cristallines des trois types d'hydrate.....	46
Figure 4.2 : Abaissement de la température de formation d'hydrates pour différents inhibiteurs.....	48
Figure 4.3 : Pré-déshydratation par abaissement de la température	50
Figure 5.1 : Méthode graphique de KATZ pour la prédiction de TFH.....	56
Figure 5.2 : Zone de solidification du MEG.....	58
Figure 5.3 : Diagramme de Mcketta Wehe.....	61
Figure 6.1 : Composition du gaz brut.....	72
Figure 6.2 : Conditions opératoires température, pression et débit du gaz brut.....	73
Figure 6.3 : Paramètres opératoires du D101.....	73
Figure 6.4 : Composition de MEG injecté dans la batterie d'échangeur E102/E103.....	74
Figure 6.5: Conditions opératoires du MEG injecté dans la batterie d'échangeur E102.....	74
Figure 6.6 : Conditions opératoires du MEG injecté dans l'échangeur E103.....	75
Figure 6.7: La concentration du MEG hydraté à la sortie de la batterie d'échangeurs.....	75
Figure 6.8: prédiction de formation d'hydrate dans le gaz sortant de la batterie d'échangeurs E102/E103.....	76
Figure 6.9 : Schéma de la section haute pression réalisé par le simulateur HYSYS.....	78

LISTE DES ABREVIATIONS

AIE	: Agence Internationale de l'Energie.
BP	: British Petroleum.
C	: Colonne.
CNDG	: Centre National de Dispatching de Gaz.
CRD	: Centre de Recherche et Développement.
CSTF	: Centre de Stockage et de Transfert des hydrocarbures.
CTG-DJB	: Centre de Traitement du Gaz de Djebel Bissa.
CTG-HR	: Centre de Traitement du gaz de Hassi R'mel.
CTH	: Centre de Traitement des Huiles.
D	: Diffuseur.
DEG	: Di Ethylène Glycol.
E	: Echangeur.
GNL	: Gaz Naturel Liquéfié.
GPL	: Gaz de Pétrole Liquéfié.
GTL	: Gas To liquids.
H	: Hits (rebouilleur).
MEG	: Mono Ethylène Glycol.
MPP	: Module Processing Plant.
Mtep	: Million tonnes équivalent pétrole.
PNB	: Produit National Brut.
ppm	: partie par million.
SRGA	: Station de Récupération des Gaz Associés.
psia	: pound square inch.
T ₄ EG	: Tetra Ethylene glycol.
TEG	: Tri Ethylène Glycol.
tep	: tonnes equivalent pétrole.
TFH	: Température de Formation d'Hydrates.
TVR	: Tension de Vapeur Reid.

LISTE DES PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES

- C_G : Correction de la densité.
- C_m : Concentration minimale de MEG hydraté en % poids.
- d : La densité.
- D_{inj} : La lecture sur le débit mètre [tonne/h].
- $F_{E_{102}}$: Le débit d'injection de MEG dans chaque point d'échangeur E102 [tonnes MEG/h].
- F_{inj} : Le débit d'injection de MEG dans le cas étudié [kg MEG/h].
- F_{inj} : Le débit massique de MEG injecté dans la batterie des échangeurs [kg MEG/h].
- $F_{inj/E_{102}}$: Le débit d'injection de MEG dans la batterie d'échangeur E102 [kg MEG/h].
- $F_{inj/R}$: Le débit d'injection de MEG dans le cas réel [kg MEG/h].
- F_{rec} : Le débit massique de MEG hydraté [kg MEG/h].
- F_{red} : Le débit d'injection de MEG à réduire [kg MEG/h].
- $F_{rec/R}$: Le débit d'injection de MEG récupéré dans le cas réel [kg MEG/h].
- i : Correction de débitmètre.
- K : constante qui dépend du type d'inhibiteur pour notre cas c'est le MEG.
- M_{air} : La masse molaire de l'air [g/mol].
- M_i : masse molaire de chaque constituant [g/mol].
- M_{moy} : La masse molaire moyenne [g/mol].
- n : Le nombre des point d'injection.
- Q_{eau} : La teneur d'eau entre les ballons D101 et D102 en [kg H₂O/h].
- Q_{GB} : Le débit d'alimentation du gaz brut dans le train [m³/jour].
- T_s : Température de Service [°C].
- W_{eau} : Quantité d'eau dans le gaz naturel avec correction [kg H₂O/10⁶m³].
- W'_{eau} : Quantité d'eau dans le gaz naturel sans correction [kg H₂O/10⁶m³].
- $W_{eauD_{101}}$: La teneur en eau contenant dans le gaz sortant du ballon séparateur D101 [kg H₂O/10⁶m³].
- $W_{eauD_{102}}$: La teneur en eau contenant dans le gaz sortant du ballon séparateur D102
- X_1 : La concentration massique de MEG injecté.
- X_2 : La concentration massique de MEG hydraté.
- x_i : fraction molaire de chaque constituant [g/mol].
- ΔT : l'abaissement de température [°C].

Introduction

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile déjà très utilisée et qui continue à connaître un regain d'intérêt du fait de l'amélioration de sa compétitivité grâce d'une part aux avancées technologiques qui permettent d'abaisser son coût d'exploitation, et d'autre part à la hausse du prix des principales énergies. Les avantages principaux du gaz naturel sont sa rentabilité par rapport aux coûts de traitements et l'importance de ses réserves. L'atout majeur du GN réside dans le fait qu'à un dégagement énergétique donné, sa combustion émet moins de gaz carbonique (environ 1/3 de moins), de NOx et de composés soufrés (SO₂ notamment) que le pétrole.

Considéré comme facteur clé dans le domaine d'industrie et pour la production de l'électricité, le gaz naturel compte parmi les énergies primaires les plus utilisées et connaît une augmentation perpétuelle de consommation depuis des décennies (3 204,1 Mtep en 2016) [1]. Cela a été confirmé par une étude récente de l'EIA (*Energy Information Administration*) sous le nom de l'IEO2016. Cette étude estime que la consommation mondiale de GN connaîtra une augmentation galopante dans les prochaines années et pourrait atteindre les 203 Tcf en 2040 alors qu'elle était en 2012 de l'ordre de 120 Tcf [2]. A titre d'exemple, la consommation du gaz naturel par secteur en 2011 est illustrée par la figure 1.

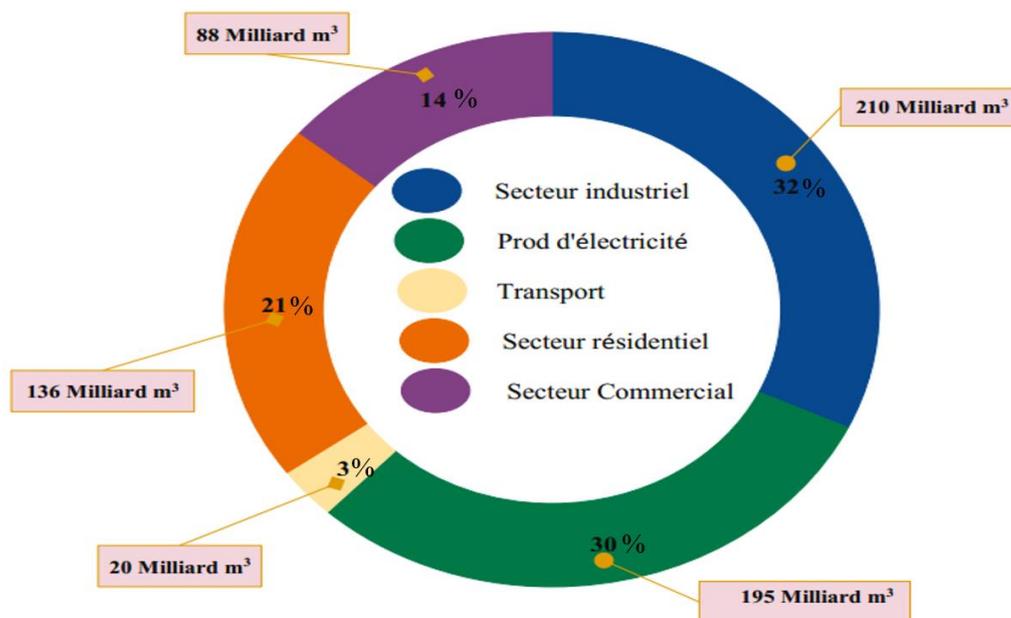


Figure 1 : Consommation du gaz naturel par secteur en 2011 [2].

Introduction générale

Les coûts techniques de production, de traitement et surtout de transport du gaz naturel restent toutefois élevés et représentent un handicap. Cette contrainte est d'autant plus réelle que la part des réserves de gaz naturel situées en mer ou dans des zones difficiles (Arctique, Sibérie,...) tend à augmenter. Dans ces conditions, les progrès techniques, permettant de réduire ces coûts, devraient jouer dans l'avenir un rôle majeur dans le développement du commerce international de gaz naturel. Ce qui fait que ce dernier est à présent mieux considéré en faisant l'objet de nombreuses recherches scientifiques .

A sa sortie des puits, le gaz naturel subit, au préalable, un traitement qui consiste à éliminer ou réduire l'eau qui s'y mêle. Cette opération aussi bien nécessaire qu'importante dans la mesure où elle conduit à l'amélioration de la valeur commerciale du gaz sec et permet le ralentissement du processus de corrosion et de bouchage des pipes.

Par ailleurs, la présence de l'eau dans le gaz occasionne, dans les conditions idéales de température et de pression, la formation des hydrates de gaz naturel. Ces derniers engendrent à leur tour l'obturation des tubes d'échangeurs et peuvent conduire même à l'arrêt momentané du traitement. C'est un problème largement connu dans l'industrie gazière. Pour y remédier, les installations sont dotées de systèmes de blocage de ces hydrates par utilisation de déshydratants de type *Mono Ethylène Glycol* (MEG).

La présente étude a pour objectif d'optimiser les débits d'injection du MEG et ce, dans le but d'éviter la formation d'hydrates tout en réduisant les pertes en gaz. L'étude est répartie en six chapitres. Dans le premier chapitre, on présentera le champ de Hassi R' mel et ses différentes installations. Le chapitre 2 de notre PFE est dédié aux généralités sur le gaz naturel et son exploitation en Algérie. Les chapitres 3 et 4 consistent en une description des installations du module IV et des hydrates. L'optimisation des débits d'injection du MEG est réalisée dans les chapitres 5 et 6.

CHAPITRE 1

*SONATRACH
ET CHAMP DE
HASSI R'MEL*

1.1 Sonatrach, leader mondial dans le domaine de l'Energie

La Sonatrach, créée par décret présidentiel en 1963, sigle de *Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures*, est une entreprise publique algérienne majeure de l'industrie pétrolière. Elle est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique.

L'entreprise emploie 41 204 salariés, 120 000 avec ses filiales, génère 30% du produit national brute (PNB) et intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde : en Afrique (Mali, Niger, Libye, Egypte), en Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne) en Amérique Latine (Pérou) et aux USA.

Sonatrach est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales. Elle est également 4^e exportateur mondial de gaz naturel liquéfié (GNL), 3^e exportateur mondial de gaz de pétrole liquéfié (GPL) [3].

En 2009, son chiffre d'affaires s'élevait à 77 milliards de dollar. Par ce chiffre d'affaire, elle avait devancé la filiale sud-africaine de l'assureur *Old Mutual* et maintenait son rang mondial de 12^e groupe pétrolier, de 2^e exportateur de GNL-GPL et 3^e exportateur de gaz naturel [4].

En adoptant une stratégie de diversification, la Sonatrach se développe aussi dans les activités de génération d'électricité, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement de l'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière, ...

C'est aussi une entreprise citoyenne, œuvrant à resserrer les liens sociaux, aider les populations dans le besoin, promouvoir la recherche scientifique, la création artistique, la pratique sportive, contribuer à la préservation de la nature et à la sauvegarde du patrimoine culturel et historique.

1.2 Organisation au service des objectifs de Sonatrach

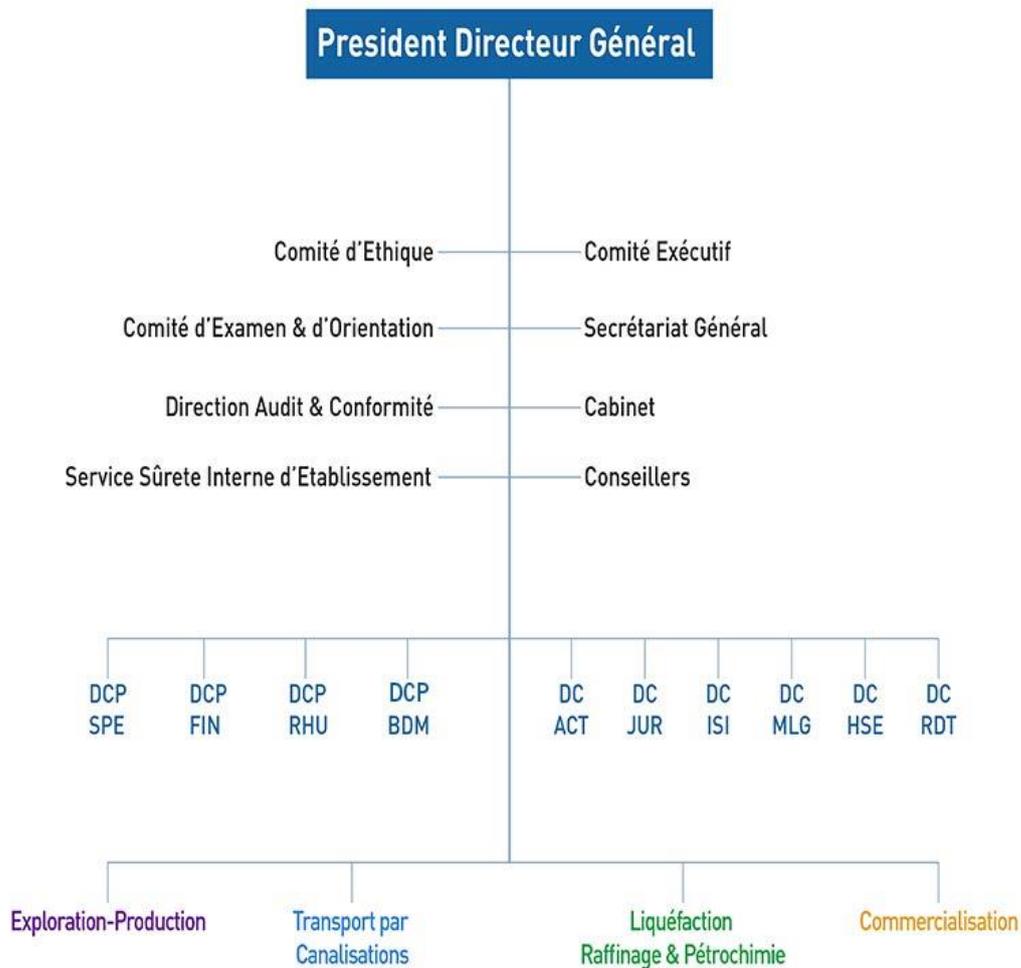


Figure 1.1 : Schéma d'organisation au service des objectifs de Sonatrach [5].

Direction Corporate (DCP) :

- Stratégie, Planification & Économie (SPE).
- Finances (FIN).
- Ressources Humaines (RHU).
- Business Développement Marketing (BDM).

Directions Centrales :

- Activités Centrales (ACT).
- Juridique (JUR).
- Informatique & Système d'Information (ISI).

- Marchés et Logistique (MLG).
- Santé, sécurité & environnement (HSE).
- Recherche & Développement (RDT) : nouvelle direction chargée de promouvoir et de mettre en œuvre la recherche appliquée et de développer des technologies dans les métiers de base de l'entreprise.

1.3 Les activités de Sonatrach

Les activités de Sonatrach s'articulent autour de quatre branches principales [6]:

1.3.1 Activité Amont

- L'exploration ;
- Le forage ;
- Les services au puits ;
- Le développement des gisements ;
- L'exploitation des gisements.

1.3.2 Activité transport par canalisation

- Le développement et la réalisation des canalisations de transport des hydrocarbures produits à partir des gisements : pétrole brut, condensat, gaz naturel et GPL ;
- L'exploitation du système de transport par canalisation ;
- La maintenance du système de transport par canalisation.

1.3.3 Activité Aval

- La liquéfaction du Gaz Naturel (GN) ;
- La séparation des Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) ;
- Le raffinage ;
- La pétrochimie.

1.3.4 Activité Commercialisation

- La commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers tant sur le marché international que sur le marché national ;
- Le trading et le shipping des hydrocarbures (Sonatrach dispose d'une flotte importante de méthaniers, de GPLiers et de pétroliers) ;
- Le business développement à l'international.

1.4 Situation géographique du champ de Hassi R'mel

Le champ de Hassi R'mel se situe à 500 km au Sud-Est d'Alger (Figure 1.2) avec une superficie de 2100 km² à une altitude moyenne de 760 m et de paysage constitué d'un vaste plateau rocailleux. Son climat est caractérisé par une humidité moyenne de 19 % en été et 34% en hiver [5].

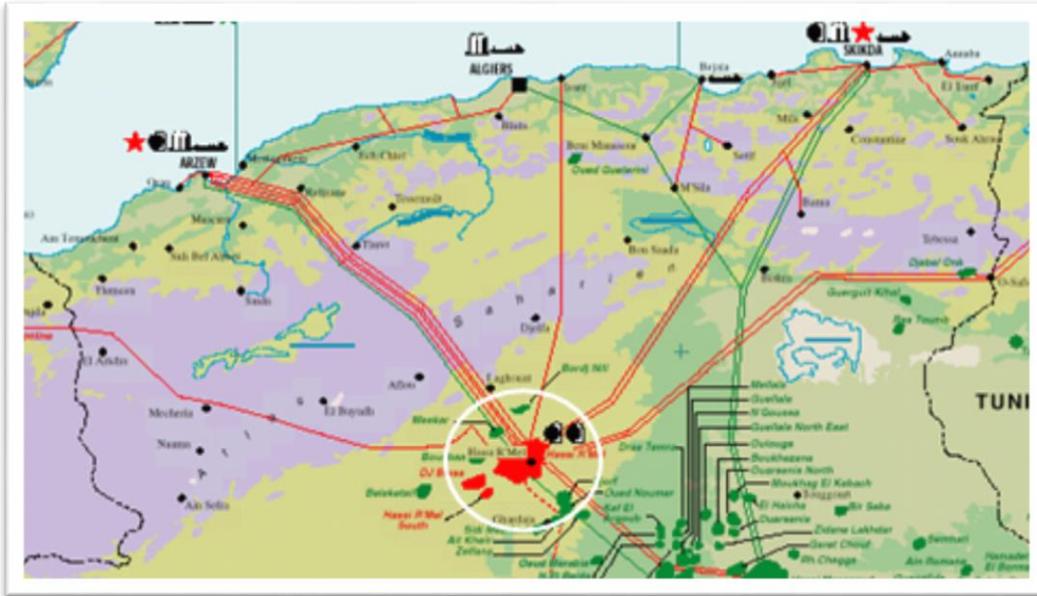


Figure 1.2 : Situation géographique de Hassi R'mel.

1.5 Gisement de Hassi R'mel

Le gisement de Hassi R'mel s'étale sur une superficie de 3500 km² soit 70 km environ dans la direction Nord-Sud et 50 km dans la direction Est-Ouest.

Des recherches en cours ont démontré des extensions sud et Sud-Ouest qui porterait l'étendu à 5000 km².

1.6 Etapes de développement

Le premier puits a été foré en 1956 sous le sommet de l'anticlinal constituant le gisement de Hassi R'mel. Ce puits a mis en évidence un gaz riche en condensat dans le trias gréseux à une pression de 310 kg/m² et à la température de 90 °C.

Le développement des installations pétrolières de Hassi R'mel s'est retrouvé étroitement lié au développement de l'industrie du gaz dans le monde. De plus, les importantes réserves que

recèle ce gisement représente un atout important pour lancer la politique d'industrie gazière de grande envergure en l'Algérie:

1961-1969 : mise en exploitation de 6 unités de traitement de gaz d'une capacité de 4 milliards de m³ par an ;

1972-1974 : augmentation de la capacité de production pour atteindre 14 milliards de m³ par an ;

1975-1980 : mise en œuvre de réalisation du plan directeur de développement ;

1985 : unité de récupération de gaz torchés et la production du GPL des modules 0 et 1 ;

1987 et 2000 : mise en service des centres de traitement des huiles ;

1981-1993 : réalisation de 5 centres de traitement d'huile ;

1995-1999 : mise en service des unités de Sbaa (Adrar) et In Salah ;

1999 : unité de récupération de gaz associés ;

2001 : mise en œuvre de projet *BOOSTING* (station de compression).

1.7 Organisation de ce champ

La nature de l'effluent et l'homogénéité du réservoir ont conduit au choix du modèle de développement basé sur un schéma d'exploitation alterné. Comportant trois zones d'exploitations (Nord, Centre et Sud) entre lesquels ont été intercalés deux zones de réinjection. Les cinq modules de traitement de gaz (**0**, **1**, **2**, **3**, et **4**) sont disposés d'une manière alternée par rapport aux deux stations de compression (station nord et sud) et ce pour un meilleur balayage du gisement :

Zone Nord : constituée du module 3 et de la station compression Nord

Zone Centrale : constituée des modules 0,1 et 4, le CSTF, la station SRGA (Station de récupération des gaz associés), le CNDG (Centre National de Dispatching du Gaz) et la station de BOOSTING centre.

Zone Sud : constituée du module 2, la station de compression sud, CTG-DJB (Centre de traitement du gaz de Djebel Bissa et le CTG-HR (Centre de traitement du gaz de Hassi R'mel).

Anneau d'huile: mise en évidence sur flanc Est du champ en Mars 1979.

Le développement final concerne un forage de 60 puits dont 14 horizontaux pour la délimitation du réservoir et la production d'huile et la construction de 5 centres de traitement d'huile (CTH1 ; CTH2 ; CTH3 ; CTH4 et CTH Sud) [7].

1.7.1 Installations productrices

Un module de traitement de gaz est le diminutif de «*Module Processing Plant* » ou **MPP**. C'est une usine de traitement de gaz brut en produits finis dont le premier module implanté sur le champ de Hassi R'mel, dès les années 60, est le module 0 d'une capacité de 30 million de m³ avec ses deux trains de production. Il s'en est suivi l'implantation du module 1 d'une capacité de 60 million de m³ avec ses trois trains de production dont le procédé PRITCHARD pour la production du gaz sec, du condensat et du GPL.

Un ensemble d'équipement implanté au milieu des modules permet de produire à partir du GPL le propane liquéfié nécessaire au refroidissement au niveau des modules 0 et 1. Le butane est expédié vers NAFTAL/HR.

Les modules 2, 3 et 4 d'une capacité de 60 million de m³ sont caractérisés par le procédé HUDSON, lequel est basé sur le refroidissement par détente isentropique qu'assure le «turbo-expander».

1.7.2 Installations récupératrices

Centre de stockage et de transfert des hydrocarbures (CSTF)

La production des modules se traduit essentiellement par l'envoi du gaz de vente vers le CNDG et le condensat avec le GPL sont acheminés vers le CSTF où ils vont être débarrassés de l'eau résiduelle avant d'être expédiées vers la station de pompage SP4.

Centre national de dispatching gaz (CNDG)

Le centre a pour rôle de collecter toutes les quantités de gaz produits au niveau des installations productrices et de les dispatcher vers les centres de consommation nationale et internationale Italie et Espagne.

Centre de traitement d'huiles(CTH)

Cette unité permet de récupérer le brut emmagasiné dans le champ de Hassi R'mel. Après séparation de l'eau salée et des gaz associés, le brut subit une opération de dessalement avant d'être dirigé vers le module 0 pour stockage intermédiaire et expédié par la suite vers El Hamra.

Station de compression

La réinjection du gaz sec au niveau du gisement se fait pour maintenir la pression et récupérer le maximum de liquides (GPL et condensât).

Station de récupération des gaz associés (SRGA)

Les gaz associés provenant des CTH sont recueillis au niveau de SRGA pour être comprimés et injectés dans le collecteur de gaz brut du module 4. C'est une unité qui permet de récupérer les gaz initialement brûlés.

Les Stations *BOOSTING*

La pression d'entrée brut aux modules décroît avec le temps. Ceci a une incidence directe sur la quantité et la qualité des produits de chaque catégorie et sur l'usine car il est capable de fonctionner à une pression d'entrée compris entre 140 et 100 bars. Les stations *BOOSTING* ont pour but la compression de ces gaz bruts issu des puits producteurs de 100 bars à 120 bars. Les modules 2 et 3 ont leurs propres stations de *BOOSTING* alors que les autres modules 0, 1 et 4 en ont un commun (Figure 1.3) [7].



Figure 1.3 : Répartition des différentes installations sur le champ de Hassi R'mel.

1.8 Techniques de traitement

1.8.1 Procédé PRITCHARD

C'est un procédé utilisé au niveau des modules 0 et 1. Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant pour atteindre enfin de cycle une température voisine à -23°C .

1.8.2 Procédé HUDSON

Il est utilisé dans les modules 2, 3 et 4. Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détentes complètes. Une détente au niveau de la vanne JOULE THOMSON qui permet d'atteindre une température de -15°C et une autre détente au niveau d'une machine dynamique appelée « TURBO- EXPENDER » à une température de -34°C . Ce dernier procédé est plus performant car il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides et dispose d'un système de refroidissement autonome [8].

CHAPITRE 2

GENERALITES *SUR* *LE GAZ NATUREL*

Introduction

Le gaz naturel, le pétrole et le charbon appartiennent à la famille des combustibles carbonés fossiles. Ces trois hydrocarbures assurent l'essentiel de la consommation d'énergie fossile dans le monde. Il est fréquent de trouver des gisements de pétrole et de gaz dans les mêmes réservoirs. Ils proviennent de sédiments organiques situés à des profondeurs allant de 1000 à 6000 m sous terre. Les mouvements tectoniques des plaques les ont rapprochés des températures élevées du manteau terrestre. Le pétrole y subit une pyrolyse le transformant en gaz. La composition chimique du gaz naturel est principalement du méthane CH_4 (80%) ainsi que d'autres hydrocarbures.

Actuellement, le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant, l'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan environnemental favorisent son utilisation dans plusieurs secteurs, notamment dans la génération et la production d'électricité [9].

2.1 Les différents types de gaz

Il existe plusieurs types de gaz naturel se distinguant par leur origine, composition et milieu dans lequel ils se trouvent: (1) gaz sec, ce gaz contient un grand pourcentage de méthane et ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de production, (2) gaz humide, ce gaz forme une phase liquide au cours de la production dans les conditions de surface (chutes de pression et/ou de température) et est moins concentré en hydrocarbures légers, (3) gaz à condensât, ce gaz forme une phase liquide dans le réservoir et au cours de la production (la phase condensée est plus riche en constituants lourds), (4) gaz associé, ce gaz se trouve généralement dans les gisements pétroliers où il coexiste dans le réservoir avec la phase huile soit sous forme libre (gaz de couverture) ou sous forme dissoute dans la phase huile et (5) gaz de schiste, ce gaz se trouve piégé dans des roches très compactes et imperméables. Sa production nécessite des techniques très spécifiques [10].

2.2 Le gaz naturel dans le monde

2.2.1 Réserves de gaz naturel

Les réserves de gaz naturel sont inégalement réparties dans le monde. Près de 60 % des réserves de gaz sont situées en Russie et au Moyen-Orient. L'Iran, la Russie et le Qatar détiennent à eux trois, presque la moitié des réserves mondiales prouvées de gaz conventionnel (Tableau 2.1).

L'innovation technologique permet à l'exploration gazière de découvrir des réserves plus difficiles d'accès. Aujourd'hui, 2/3 des nouvelles découvertes sont des réserves offshore.

De nombreuses réserves de gaz non conventionnel et plus particulièrement de gaz de schiste sont progressivement découverts. Elles sont abondamment réparties sur la planète : Amérique du Nord et du Sud, Chine, Australie et plusieurs pays d'Europe. Pionniers dans l'exploitation de gaz de schiste, les États-Unis possèdent d'importantes réserves sur la quasi-totalité du territoire, surtout dans le Colorado. Le gaz de schiste est aujourd'hui la deuxième ressource énergétique des États-Unis où il alimente plus de la moitié des foyers du pays [11].

Tableau 2.1: Réserves de gaz naturel, en milliers de milliards de m³ [11].

Pays	Fin 2014	Part réserves mondiale (%)
Iran	34,0	18,2
Russie	32,6	17,4
Qatar	24,5	13,1
Turkménistan	17,5	9,3
Etats-Unis	9,8	5,2
Emirats arabes unis	6,1	3,3
Venezuela	5,6	3,0
Nigéria	5,1	2,7
Algérie	4,5	2,4
Australie	3,7	2,0
Irak	3,6	1,9
Chine	3,5	1,8
Indonésie	2,9	1,5
Norvège	1,9	1,0
Reste du monde	31,8	17,2
Total	187,1	100,0

2.2.2 Production de gaz naturel dans le monde

La production de gaz dans le monde est restée quasiment stable en 2016, alors qu'elle avait progressé de 2,2 % entre 2014 et 2015. Une des causes est la production américaine, première du monde, qui a baissé de 2,6 % durant la période 2015 - 2016 alors qu'elle avait progressé de 5,4 % entre 2014 et 2015.

La baisse des cours mondiaux du pétrole rend plus difficile la rentabilité des exploitations d'hydrocarbures de schiste. Le deuxième producteur mondial de gaz, la Russie, a en revanche enrayer sa baisse. Le retour de l'Iran sur les marchés mondiaux a également dopé sa production. La production aux Pays-Bas continue sa baisse spectaculaire provoquée par l'épuisement des

gisements de Groningue et par la crainte de mouvements telluriques provoqués par les poches désormais vides (Tableau 2.2).

Tableau 2.2 : Production de gaz dans le monde, en Mtep [11].

Pays	2015	2016	Evolution 2015-2016 (%)	Part dans la production mondiale (%)
Etats-Unis	707,1	690,8	-2,6	21,5
Russie	516,7	521,5	0,5	16,2
Iran	170,4	182,2	6,6	5,7
Canada	134,2	136,8	1,7	4,3
Qatar	160,6	163,1	1,3	5,1
Norvège	105,4	105,0	-0,7	3,3
Chine	122,5	124,6	1,4	3,9
Arabie saoudite	94,0	98,4	4,4	3,1
Algérie	76,1	82,2	7,6	2,6
Indonésie	67,5	62,7	-7,4	2,0
Malaisie	64,1	66,5	3,4	2,1
Turkménistan	62,6	60,1	-4,3	1,9
Pays-Bas	39,7	36,1	-7,6	1,1
Egypte	39,8	37,6	-5,7	1,2
Mexique	49,7	42,5	-13,0	1,3
Ouzbékistan	52,0	56,5	8,4	1,8
Reste du monde	732,4	746,3	1,8	22,9
Total	3195,0	3212,9	0,3	100,0

2.2.3 Evolution de la production des cinq principaux pays

Les principaux pays producteurs en 2000 étaient les Etats-Unis et la Russie avec respectivement 22,9 % et 22,5 % de la production mondiale.

D'autres Etats possèdent également une certaine importance telle que le Canada, le Royaume-Uni, l'Algérie, l'Indonésie, l'Iran, les Pays-Bas, la Norvège et l'Ouzbékistan. Ces dix pays ont représenté à eux seuls plus de 86% de la production totale de gaz naturel en 2000. A noter que l'Amérique du Nord et l'ex Union soviétique produisent 59% de la production globale. La figure 2.1 donne l'évolution de la production de gaz naturel des cinq premiers pays producteurs sur la période 1980-2015.

2.2.4 Consommation de gaz naturel dans le monde

Le gaz naturel représente 23% de la consommation totale d'énergie dans le monde. C'est la troisième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole et le charbon.

Les plus gros consommateurs du monde de gaz naturel en 2008 sont, dans l'ordre : les Etats-Unis, la Russie, l'Iran, le Japon, le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Italie, le Canada, la Chine,

l'Arabie Saoudite,... Les Etats-Unis, l'Union européenne et la Russie représentent à eux seuls les deux tiers de la consommation mondiale de gaz naturel.

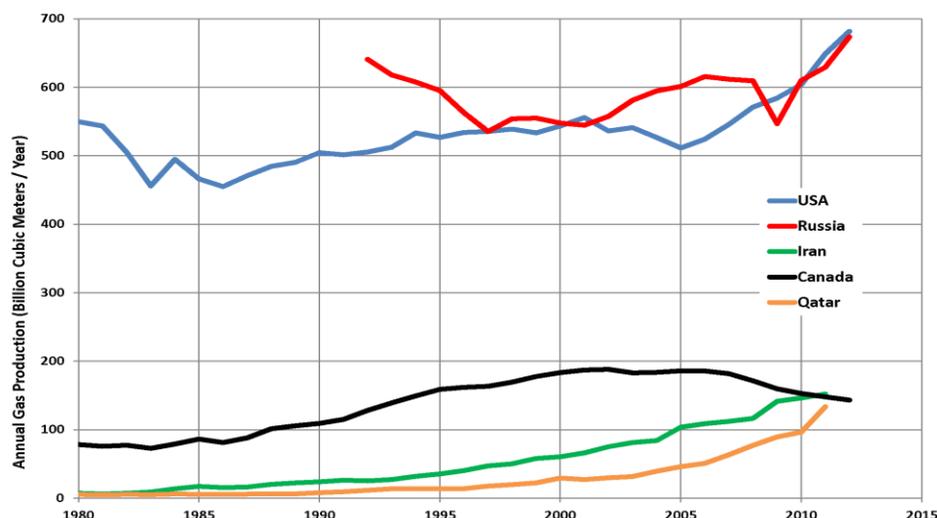


Figure 2.1: Evolution de la production des cinq premiers pays producteurs de gaz naturel [12].

Les perspectives de consommation de gaz naturel publiées par *l'Agence Internationale de l'Energie* pour la période 2006-2030 prévoient une augmentation moyenne de 1,6 % par an.

Toutefois, la consommation des États-Unis reste stable tandis que la Russie recule, principalement en raison de sa crise économique durable alors que la Chine et l'Iran sont les deux moteurs de la progression. L'Europe enregistre elle aussi des hausses très sensibles, notamment le Royaume-Uni, l'Allemagne et la France. L'Ukraine s'est stabilisée après deux années de chute brutale (Tableau 2.3).

2.2.5 Echanges commerciaux

La proportion très faible des échanges internationaux s'explique notamment par l'éloignement des sites de production par rapport aux lieux de consommation et aux coûts élevés du transport. C'est un secteur qui exige des investissements importants, la construction et l'exploitation de gazoducs posent également de nombreux problèmes juridiques et logistiques.

Les principaux pays exportateurs qui utilisent les gazoducs comme mode de distribution en 2000 étaient la Russie, le Canada, la Norvège, les Pays-Bas, l'Algérie et le Royaume-Uni. La première zone d'importation par gazoduc, indépendamment des Etats-Unis qui ont absorbés toutes les exportations canadiennes, est l'Europe.

Pays	2015	2016	Evolution 2015-2016 (%)	Part dans la production mondiale (%)
Etats-Unis	710,5	716,3	0,5	22,4
Russie	362,5	351,8	-3,2	11,0
Iran	171,7	180,7	5,0	5,6
Chine	175,3	189,3	7,7	5,9
Japon	102,1	100,1	-2,2	3,1
Arabie saoudite	94,0	98,4	4,4	3,1
Canada	92,2	89,9	-2,8	2,8
Mexique	78,4	80,6	2,5	2,5
Royaume-Uni	61,3	69,0	12,2	2,2
Allemagne	66,2	72,4	9,2	2,3
Italie	55,3	58,1	4,7	1,8
EAU	66,4	69,0	3,6	2,2
Inde	41,2	45,1	9,2	1,4
Egypte	43,0	46,1	7,0	1,4
Ukraine	25,9	26,1	0,3	0,8
France	35,1	38,3	9,0	1,2
Reste du monde	965,6	972,9	0,8	30,3
Total	3146,7	3204,1	1,5	100,0

Tableau 2.3 : Consommation de gaz dans le monde en Mtep [11].

La plus grande part du commerce international de GNL était représentée par les régions Asie-Pacifique, avec l'Indonésie, la Malaisie et l'Australie pour les pays exportateurs et le Japon comme principal pays importateur. L'Algérie et le Qatar sont également des exportateurs majeurs de GNL.

La filière mondiale du GNL est composée de 12 pays possédant des équipements de liquéfaction: Abou Dhabi, Algérie, Australie, Brunei, Indonésie, Libye, Malaisie, Nigeria, Oman, Qatar, Trinité et Tobago, Etats-Unis et de 38 terminaux receveurs fonctionnant dans 10 pays (Japon, Espagne, Etats-Unis, Corée, France, Belgique, Grèce, Italie, Chine et Turquie) [13].

2.3 Le gaz naturel en Algérie

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel. Elle est aussi un important producteur de gaz au niveau mondial. Dans les années 50, plusieurs compagnies de sismiques aboutirent à la

mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'mel où un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956.

Depuis les premières mises en exploitation en Algérie, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement,

- De **1961** à **1971** : la production annuelle de gaz brut passait de 0,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensât de **126 000** à **623 000 tonnes**.
- De **1971** à **1974** : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ. Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés.
- 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 **300 000 000 m³/j**.
- Depuis **1980**, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser 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,...).

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 via la Tunisie [13].

2.3.1 Réserves gazières en Algérie

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4.10⁹ m³. Au cours des dix dernières années les bassins de Berkine et d'Illizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevés dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de Berkine qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'Oued Mya où a été effectuée une découverte de gaz et de pétrole en 2002.

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7 Milliards \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées [7].

Depuis 1986, Sonatrach a réalisé 143 découvertes d'hydrocarbures. Elle en a réalisé 69 en effort propre et 74 en partenariat.

La richesse du gaz naturel algérien réside principalement dans sa teneur en condensât (liquide de gaz naturel). Le traitement de ce gaz humide et la réinjection dans les puits de quelque 30

milliards de m³ de gaz sec permettent d'extraire chaque année près de 16 millions de tonnes de condensât.

Les gisements en cours d'exploitation sont:

- Le gisement d'**Alrar**, 100% Sonatrach, est situé à la frontière avec la Libye, au sud-est de Hassi Messaoud, avec des réserves initiales en place estimées à 244 milliards de m³.
- Le gisement de **Hassi R'mel**, premier gisement de gaz à condensât découvert en 1956.
- Le complexe de **Rhoude Nous**, 100% Sonatrach, avec des réserves initiales en place de 464 milliards de m³, y compris les structures satellites.
- Le gisement de **Tin Fouyé-Taben-kourt**, en association Sonatrach/Total/Repsol, dont les réserves initiales en place sont estimées à 260 milliards de m³.
- Les gisements de **Gassi Touil**, 100% Sonatrach, d'**In Amenas** (Sonatrach/Statoil),...

Selon les proportions des différents gisements en condensat, l'exploitation du gisement se fait soit avec injection ou en déplétion naturelle. Les gisements riches en condensât, à l'exemple d'Alrar, Rhoude Nous et Hassi R'mel), l'exploitation se fait avec recyclage pour optimiser la récupération des condensats. Pour les autres qui sont moins riches, l'exploitation se fait donc par déplétion naturelle. Le gisement d'In Salah est le seul gisement qui contient un gaz pratiquement sec.

Pour éviter la formation de phases liquides pendant le transport du gaz dans les canalisations, ainsi que des gaz corrosifs pour les canalisations le gaz subit donc une déshydratation totale et une décarbonatation jusqu'à une concentration de 2% au niveau des gisements [14].

2.3.2 La chaîne gazière en Algérie

Lors de l'extraction où le gaz brut est amené jusqu'à la tête de puits, des infrastructures de traitement sont automatiquement installées afin de séparer l'eau, condensat et GPL et amener ainsi le gaz à des spécifications de transport adéquates. Le traitement conduit à l'obtention de trois principaux produits que l'on retrouve sous deux phases. Une fraction gazeuse appelée gaz naturel et une fraction liquide.

Il arrive que le gaz provienne des champs pétroliers. Son traitement conduit à l'obtention de gaz sec, de GPL et de Condensat dont les caractéristiques sont parfois différentes de celles des produits provenant de champs de gaz [12].

Une fois le gaz brut est traité sur champ, le gaz naturel est acheminé vers le Centre National de Dispatching de Hassi R'mel par voie terrestre à travers des gazoducs sous haute pression.

Les gazoducs sont un des moyens les plus sûrs de distribution de l'énergie car ils sont fixes et souterrains.

Les deux autres produits, tels que le condensat et le GPL, sont acheminés par oléoducs vers Hassi Messaoud pour rejoindre le GPL et le condensât venant des puits de pétrole. Ensuite, transportés vers les usines de séparation (butane, propane) et les ports d'exportation.

Le gaz naturel peut également être transporté par mer. Dans ce cas, il est transformé en gaz naturel liquéfié (GNL). Le procédé de liquéfaction permet d'en retirer l'éthane, la gazoline, le dioxyde de carbone, l'azote, l'hélium et l'eau (Figure 2.3) [15].

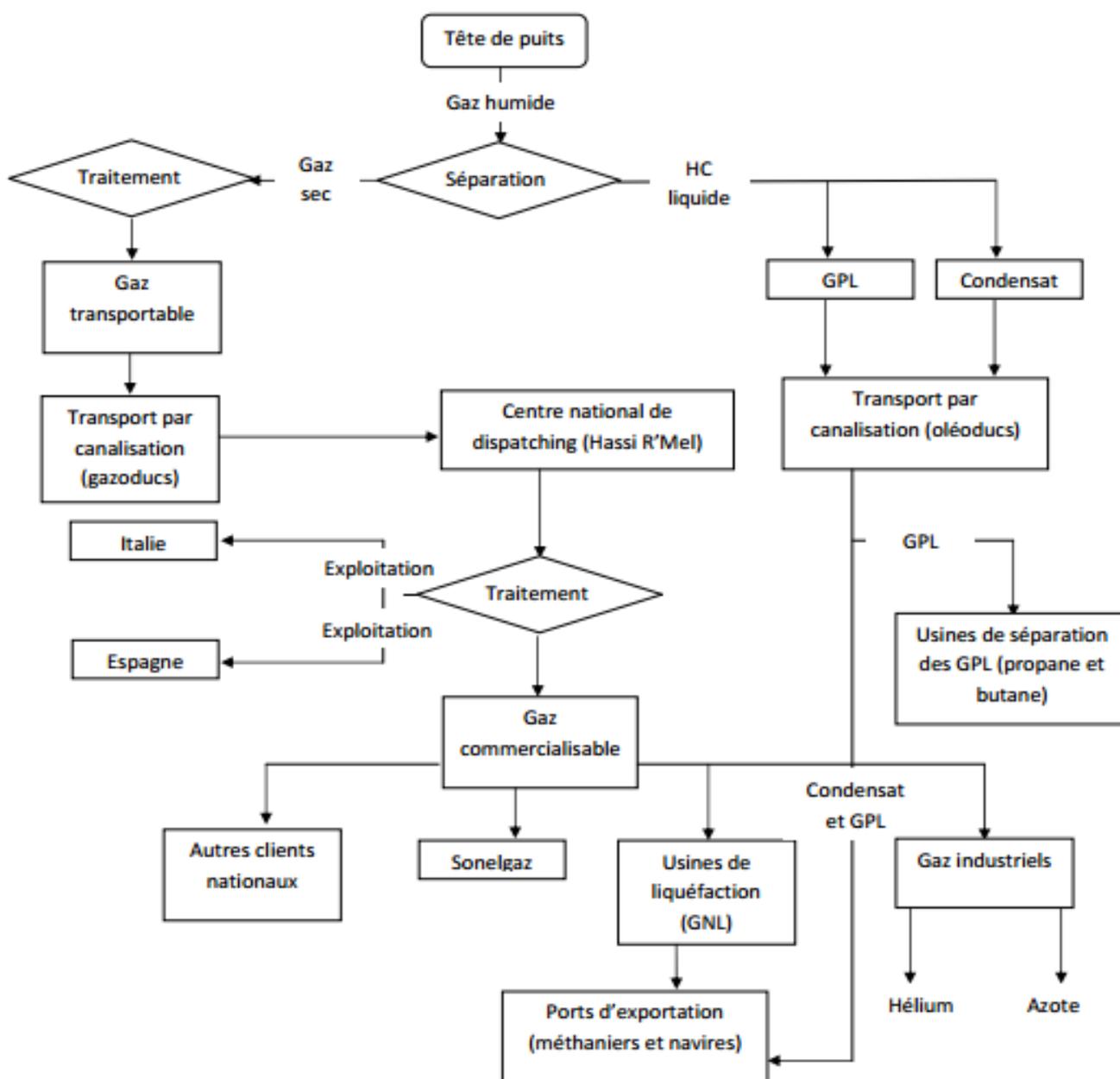


Figure 2.3 : Représentation globale de la chaîne gazière de Sonatrach [14].

CHAPITRE 3

*PRESENTATION
DE LA CHAINE
GAZIERE
(MODULE 'IV')*

Introduction

Le *Module Processing Plant IV* (MPPIV) est un ensemble d'installations qui permettent de récupérer les hydrocarbures lourds des gaz bruts recueillis à partir de nombreux puits et de fabriquer des gaz de vente ou de réinjection. Il se compose de trois trains de même capacité et comportant le même appareillage. Sa production journalière est de 60 000 000 m³/j de gaz sec, 6200 t/j de condensat et de 2400 t/j de GPL, (Tableau 3.1 et Figures 3.1- 3.2).

Les hydrocarbures liquides récupérés dans la section de séparation à haute pression sont séparés en GPL et condensat dans la section de fractionnement. Ces deux produits s'écoulent vers les installations centrales de stockage et de transfert, CSTF.

Tableau 3.1 : Production annuelle de gaz sec, GPL et condensat entre 2010 et 2017 [16].

Année	2010	2012	2014	2016	2017
Gaz sec (10 ³ /m ³)	21483574	19203263	19462356	20823689	20639836
GPL (t)	717989	545280	514979	561345	541934
Condensat (t)	1486081	1205023	1148439	1077937	1007562

Le module IV comprend plusieurs unités dont [17]:

- Deux unités de régénération de glycol, de stockage et injection.
- Une unité de traitement des eaux.
- Deux turbocompresseurs pour gaz.
- Une unité de production d'air instrument et service.
- Une unité de production de gaz inerte.
- Une unité de stockage et de transfert dotée de trois bacs condensat, deux sphères GPL et deux compresseurs *Holding*.

3.1 Description de l'unité de production

Les exploitations du MPP4 traite le gaz humide de Hassi R'mel, en œuvrant par le procédé **Hudson**. Le gaz brut en écoulement à partir des puits, va alimenter le *manifold* du module à travers les cinq collecteurs de gaz : E1, E2, W4, W6 et W8.

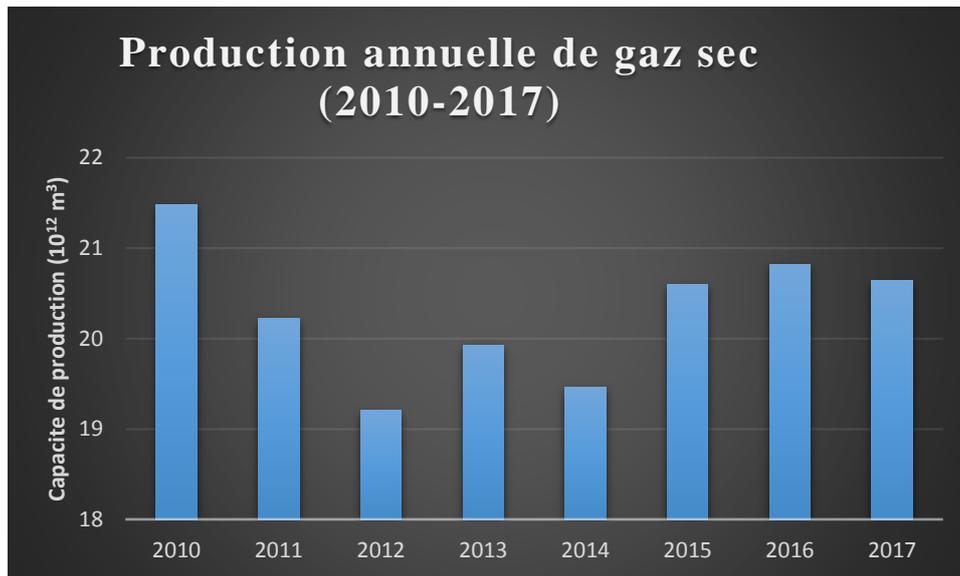


Figure 3.1 : Production annuelle de gaz sec entre 2010 et 2017.

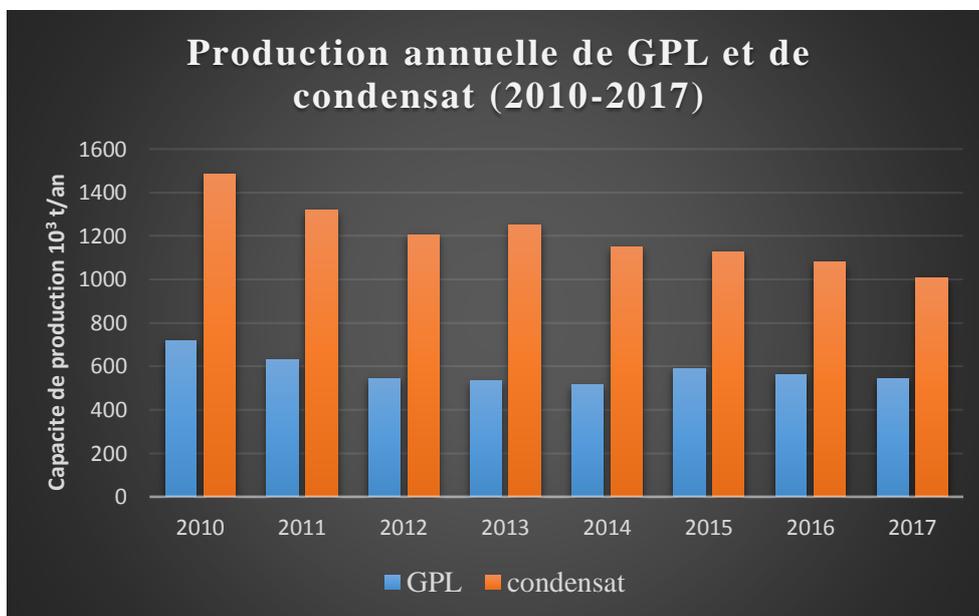


Figure 3.2 : Production annuelle de GPL et de condensat entre 2010 et 2017.

3.1.1 Section de séparation haute pression

Le but de cette section est de récupérer le maximum de liquides hydrocarbures et de produire du Gaz sec en respectant les spécifications (Figure 3.3). Le Gaz brut issu des puits est acheminé à travers des collecteurs au Module IV en phase mixte sous une pression de 100 kg/cm² et à la température de 60 °C.

A son entrée, le gaz est séparé en trois courants de même débits à travers un appareil appelé diffuseur D001. Un refroidissement à la température 30°C s'en suit pour chacun des trois courants à travers l'aéro-réfrigérant E101. L'eau libre quittant le séparateur est

drainée vers le bourbier tandis que les hydrocarbures liquides sont flashés à 32.03 kg/cm^2 et $30.3 \text{ }^\circ\text{C}$ dans le ballon séparateur riche en condensat D105.

Le gaz généré du séparateur à haute pression D101 est refroidi à travers les échangeurs Gaz-Gaz E102, E103 tube calandre à la température -12°C . A cette température, l'injection du glycol MEG est nécessaire pour éviter la formation d'hydrates donc le bouchage des tubes.

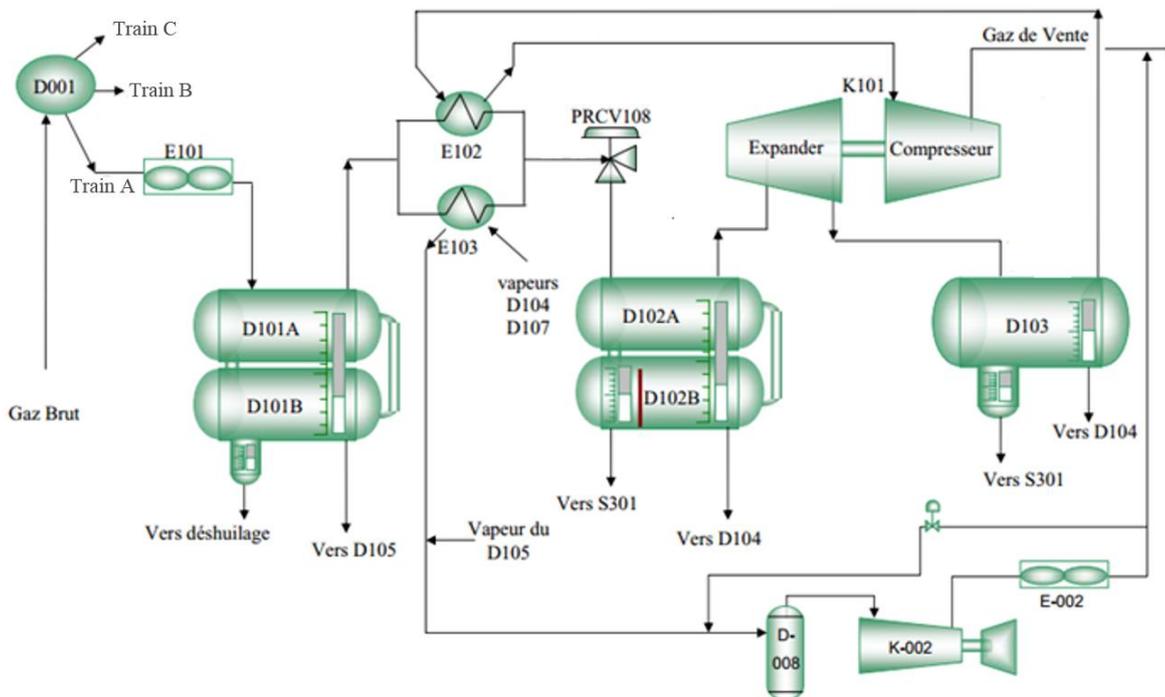


Figure 3.3 : La Section haute pression.

Le gaz sortant est collecté dans une seule conduite à une pression de 98 kg/m^2 et une à -12°C puis dirigé vers un deuxième ballon séparateur D102 où il est séparé des hydrocarbures lourds et du glycol. Le gaz sortant du séparateur D102 subit une détente isentropique, à travers le *turbo-expander* K101, de 100 à 65 kg/cm^2 et de -12°C à -34°C .

Les hydrocarbures liquides issus des deux séparateurs D102, D103 sont flashés dans un séparateur froid à basse pression à $-41 \text{ }^\circ\text{C}$ et sous 34 kg/cm^2 . Le gaz ainsi généré est mélangé avec celui du ballon de reflux du dé-éthaniseur D107 puis envoyé vers l'échangeur E103. Il est ensuite injecté dans le circuit gaz de vente à la pression de 75.1 kg/cm^2 [17].

3.1.2.2 La colonne du fractionnement C102

Du fond de la colonne C101 (Figure 3.4), le résidu passe directement dans la deuxième colonne C102 (Figure 3.5) au niveau du plateau 21.

La colonne C102 est constituée de 32 plateaux et fonctionne à une pression de 14.5 kg/cm².

Les vapeurs de tête du dé-butaniseur sont condensées dans l'aéro-réfrigérant E108 puis dirigées vers le ballon de reflux D108. Une partie du liquide est réinjectée dans la colonne au niveau du 1^{er} plateau comme reflux froid et l'autre partie du GPL produit est envoyée vers la section de stockage avant d'être transférée vers le CSTF.

Le résidu du dé-butaniseur est extrait tant que condensat issu des aéro-réfrigérants E107. Il s'écoule vers la section de stockage avant d'être transféré vers le CSTF [17].

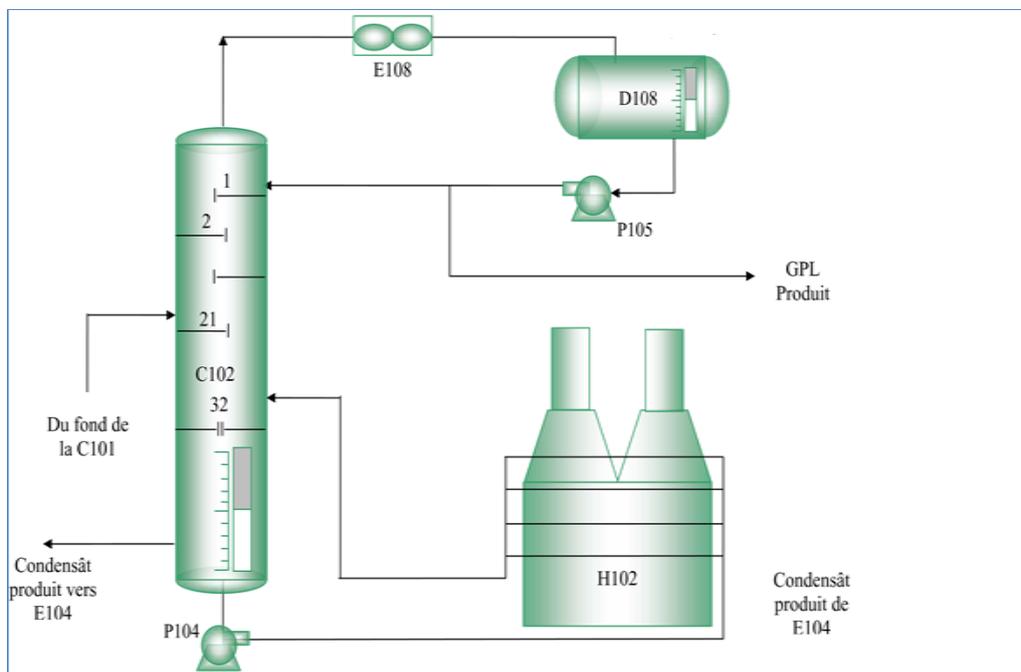


Figure 3.5 : La section basse pression (dé-butaniseur)

3.2 Spécifications du gaz brut

Cette usine est conçue pour traiter le gaz brut, dont les spécifications sont données dans le tableau 3.2.

Tableau 3.2 : Composition du gaz brut.

Constituants	%Molaire
N ₂	5,66
CO ₂	0,22
He	0,06
H ₂ O	0,44
CH ₄	81,92
C ₂ H ₆	7,76
C ₃ H ₈	2,14
iC ₄ H ₁₈	0,38
nC ₄ H ₁₀	0,64
iC ₅ H ₁₂	0,17
nC ₅ H ₁₂	0,21
C ₆ H ₁₄	0,19
C ₇ H ₁₆	0,08
C ₈ H ₁₈	0,06
C ₉ H ₂₀	0,03
C ₁₀ H ₂₂	0,02
C ₁₁ H ₂₄	0,01
C ₁₂ H ₂₆	0,01
Total	100%

3.3 Spécifications des produits

L'usine en exploitation normale permet d'obtenir des produits dont les spécifications sont :

A. Spécifications du gaz traité

- Point de rosée : -6 °C à 80.5 kg/cm²
- Teneur en eau : 50 ppm.
- Pouvoir calorifique supérieur mesuré à 15 °C et 1 kg/cm² :
 - ✓ Minimale 9350 kcal/m³
 - ✓ Maximale 9450 kcal/m³
- Teneur maximale en C⁺₅ : 0.5% (molaire).
- Température maximale : 60°C.
- Pression de sortie :
 - ✓ gaz de vente 72.4 kg/cm²
 - ✓ gaz de réinjection 82.6 kg/cm²

B. Spécifications du GPL

- Teneur en C_2^- : 3% mol.
- Teneur en C_5^+ : 0.4% mol.

C. Spécifications du Condensat

- Tension de Vapeur Reid (TVR): 10 psia.

D. Spécifications du gaz de réinjection

- Point de rosée : 15°C max à 80.5 kg/cm² absolus.
- Teneur en eau : 200 ppm max.
- Température : 60°C.

CHAPITRE 4

LES HYDRATES

Introduction

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôt de cristaux. Ces cristaux sont en fait, constitués par des hydrates de gaz naturel qui apparaissent bien au-dessus de la température de formation de la glace. Il s'agit de composés d'inclusion que forme l'eau avec les molécules du gaz naturel et plus particulièrement le méthane.

Pour éviter le bouchage des canalisations, les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation d'hydrates et pour cela il faut se placer dans des conditions de température et de pression permettant d'éviter leur formation ou introduire un inhibiteur.

4.1 Teneur en eau dans le gaz naturel

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

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

La quantité d'eau déposée peut être ensuite calculée à partir de la différence entre les teneurs en eau dans le gaz à l'entrée et la sortie [18].

4.2 Formation des hydrates

Les hydrates sont des structures cristallines non stœchiométriques qui se forment dans des conditions de hautes pressions et basses températures [18]. Ils sont composés d'un réseau de molécules d'eau stabilisé par des formateurs d'hydrates (molécules organiques, azote, argon, hydrogène, ...). Les formateurs d'hydrates sont généralement à l'état gazeux, mais ils peuvent être également à l'état liquide. Les hydrates appartiennent au groupe des clathrates, puisqu'ils contiennent deux types de composés : les molécules d'eau et les molécules gazeuses.

La réaction de formation d'hydrates peut être schématisée de la manière suivante :



Où

M : représente le formateur d'hydrates,

n : est le nombre de moles d'eau pour une mole de formateurs.

Un hydrate est dit simple lorsque les cavités sont occupées par le même type de formateurs d'hydrates. L'hydrate est dit double ou mixte lorsque les cavités sont occupées par deux ou plusieurs types de formateurs d'hydrates.

On distingue deux formes d'hydrates:

- Les hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne courte (C_1 , C_2 , CO_2),
- Les hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne longue (C_3 , C_4) [19].

4.3 Structures des hydrates

4.3.1 Structures de base

Le réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogène entre les molécules d'eau. Il est stabilisé par les molécules de gaz qui sont-elles mêmes retenues dans les cages par des forces de *Van Der Waals*.

Seules les molécules dont le diamètre est compris dans une certaine fourchette peuvent former ces inclusions. En effet, le diamètre de la molécule doit être inférieur au diamètre de la cavité pour que la molécule puisse entrer dans la cavité et en même temps suffisamment grand, pour que le réseau cristallin soit stable [18].

A. Hydrates de structure I

Les hydrates de plus petits formats sont composés d'une structure cristalline cubique à deux types de cavités : (1) une cavité plus petite formée d'un polyèdre à 12 faces (dodécaèdre), notée 5^{12} , (2) ainsi qu'une plus grande cavité composée d'un polyèdre à 14 faces. Ces 14 faces sont elles-mêmes décomposées en deux formes, soient 12 faces de forme pentagonale, et 2 faces de forme hexagonale. Cette cavité constituée de 14 faces est notée $5^{12}6^2$.

Il est à noter que deux faces hexagonales sont nécessaires pour combler le vide qui a été formé lors du regroupement entre les faces pentagonales, car cela permet de stabiliser la structure. L'assemblage final de la structure cristalline I est constitué de 2 petites et 6 grandes cavités pour un total de 46 molécules d'eau. Les hydrates ayant comme structure cristalline I sont généralement formés de CH_4 , CO_2 , H_2S et C_2H_6 . L'éthane remplit seulement les cavités les plus grandes des hydrates. La partie supérieure de la figure 4.1 montre la structure I [20,21].

B. Hydrates de structures II

La structure II, a une structure cristalline cubique tout comme la structure I. Elle est aussi composée de deux types de cavités : (1) soit une plus petite à 12 faces (dodécaèdre) formé de pentagone comme pour la structure I, notée 5^{12} , (2) la plus grande cavité est un polyèdre à 16 faces, composé de 12 faces ayant chacune la forme d'un pentagone, ainsi que 4 faces de forme hexagonale, noté $5^{12}6^4$.

Cette structure est constituée de 16 petites cavités et 8 grandes cavités permettant la capture de 24 molécules de gaz au maximum. Un total de 136 molécules d'eau forme cette structure. Les molécules de gaz typiques formant ce type de structure sont le N_2 , C_3H_6 et l'isobutane (i- C_4H_8). La partie centrale de la figure 4.1 montre la structure II [21 ,22].

C. Hydrates de structure H

La structure cristalline H a une forme hexagonale et présente trois types de cavités : (1) la plus petite cavité de forme pentagonale, notée 5^{12} , (2) une cavité de taille moyenne regroupant trois carrés, six pentagones et trois hexagones, notée $4^35^66^3$ et (3) la cavité ayant la plus grande taille, notée $5^{12}6^8$.

Un hydrate de structure H est composé de trois petites cavités, deux cavités de taille moyenne et une cavité de grande taille pour un total de 34 cages pouvant contenir une molécule de gaz différents.

Les petites molécules de gaz qui occupent les 2 petites cavités peuvent être du xénon, du méthane, ou encore du sulfure d'hydrogène. Pour ce qui est des plus grosses molécules de gaz comme le 2-méthyl-butane ou le cyclo-heptane ou encore le polyvinyl-pyrrolidone [21, 23].

Les conditions essentielles de formation des hydrates dans une installation ou un ouvrage donné sont :

- Présence d'eau sous forme vapeur dans le gaz naturel ;
- Les basses températures $T_s < TFH$;
- Les hautes pressions.

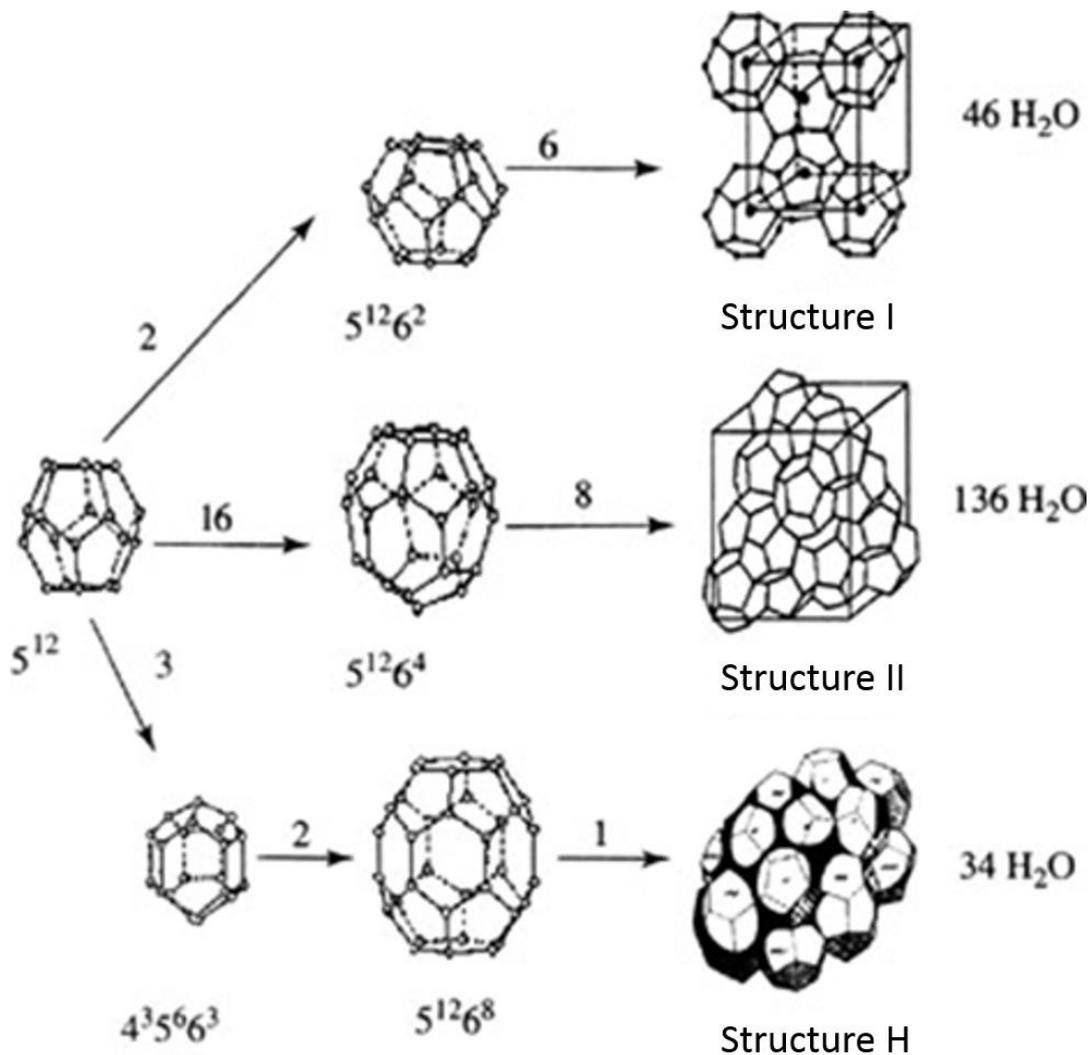


Figure 4.1 : Structures cristallines des trois types d'hydrates [20,21].

4.4 Prévention des hydrates

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation :

- Risque de corrosion des pipes, surtout en présence de gaz acides,
- Risque de formation des hydrates,
- Risque de solidification dans les procédés cryogéniques,
- Diminution du pouvoir calorifique du gaz.

Pour éviter ces problèmes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau dans le gaz naturel en recourant aux techniques de traitement [18].

4.4.1 Chauffage des conduites

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation des hydrates, une première solution particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, consiste à isoler la conduite.

Si le transfert du gaz est effectué sur une distance relativement élevée, cette méthode en général ne suffit pas ou devient d'un coût prohibitif.

Un dispositif d'isolation des conduites est associé à un chauffage d'appoint électrique. Il est assuré soit par des rubans de chauffage électrique, soit par induction d'un courant électrique superficiel dans la conduite à chauffer. L'isolation permet d'éviter la consommation d'électricité excessive. Un chauffage momentané peut être également utilisé pour éliminer un bouchon d'hydrates.

Une des solutions possibles pour fournir la chaleur nécessaire consiste à effectuer une réaction chimique exothermique. La réaction entre le nitrite de sodium (NaNO_2) et le nitrate d'ammonium (NH_4NO_3) est une de celles qui peuvent être mises en jeu :



4.4.2 Réduction de la pression

Un abaissement de la pression en isotherme représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toutefois, une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché.

Une dépressurisation ne permet d'éliminer un bouchon d'hydrates que si elle est menée de manière presque isotherme. Ceci implique que la conduite ne soit pas isolée et que le processus de détente soit suffisamment lent.

La dépressurisation n'étant en général effectuée que sur un tronçon de conduite qu'il faut pouvoir isoler elle doit être menée simultanément de part et d'autre du bouchon, de manière à éviter les risques de projection de ce bouchon [18].

4.4.3 Utilisation d'inhibiteurs

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



La plupart des chlorures, notamment NaCl, KCl, MgCl₂, CaCl₂ et AlCl₃, peuvent être utilisés comme inhibiteurs. Le chlorure de calcium est fréquemment choisi en raison de son efficacité et de son faible coût. Les sulfates, notamment Na₂SO₄, MgSO₄ et Al(SO₄)₃ sont également employés. Enfin, l'utilisation de phosphates, en particulier de phosphate de sodium Na₃PO₄ peut être envisagée.

Les alcools tels que les glycols, le méthanol, ... sont très largement utilisés comme inhibiteurs. Les glycols présentent l'avantage de pouvoir être facilement récupérés en phase liquide et régénérés par distillation. En raison de son efficacité, de son coût peu élevé et sa large disponibilité, le méthanol est très fréquemment utilisé soit temporairement pour réduire un bouchon, soit en continu pour éviter la formation d'hydrates. Le méthanol est peu visqueux et n'est pas corrosif. Par contre, sa forte tension de vapeur entraîne des pertes important en phase gazeuse. De ce fait, le méthanol est souvent consommé en permanence, sans être récupéré [18]. La figure 4.2 montre comment varie l'abaissement de la température de formation des hydrates en fonction de concentration dans l'eau, pour différents inhibiteurs.

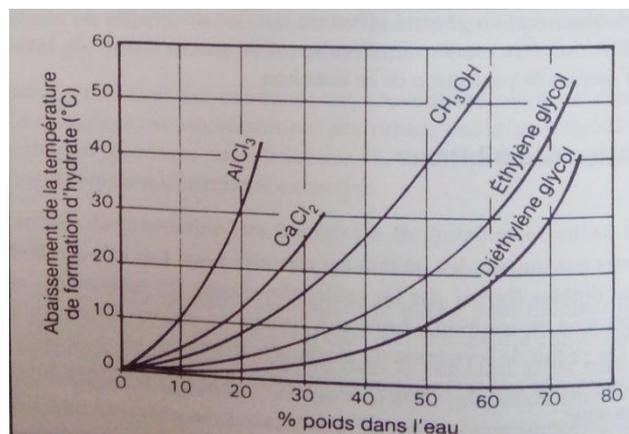


Figure 4.2 : Abaissement de la température de formation d'hydrates pour différents inhibiteurs [18].

L'ammoniac est un inhibiteur très efficace mais il est corrosif, toxique et forme avec le dioxyde de carbone, en présence d'eau, des carbonates qui risquent de constituer un dépôt solide.

4.4.4 L'adsorption

Au cours de l'étape d'adsorption. Le gaz traité est envoyé sur un lit d'adsorbant qui fixe l'eau, lorsque le lit est saturé le 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 [18].

Pour qu'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.

4.4.5 L'absorption

Le séchage de gaz naturel est assuré dans ce cas par un lavage à contre-courant avec un solvant présentant une grande affinité pour l'eau, le plus souvent un glycol.

Le gaz déshydraté sort en tête de colonne et le glycol à son pied où il sera régénéré par distillation et recyclé [18].

Les solvants les plus utilisés sont l'éthylène glycol (MEG) $C_2H_6O_2$, le di-éthylène glycol (DEG) $C_4H_{10}O_3$, le tri-éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$, le méthanol CH_3OH , l'ammoniac NH_3 ,...

4.4.6 Le refroidissement

Cette méthode est utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée eau et hydrocarbures du gaz naturel. Elle est également préconisée à l'amont d'un autre procédé de déshydratation (Figure 4.3).

C'est ce procédé qui est utilisé au niveau du module IV. Il est basé sur le refroidissement par abaissement de température avec risque de formation des hydrates. D'où la nécessité d'injecter un inhibiteur de formation d'hydrate tel que le glycol.

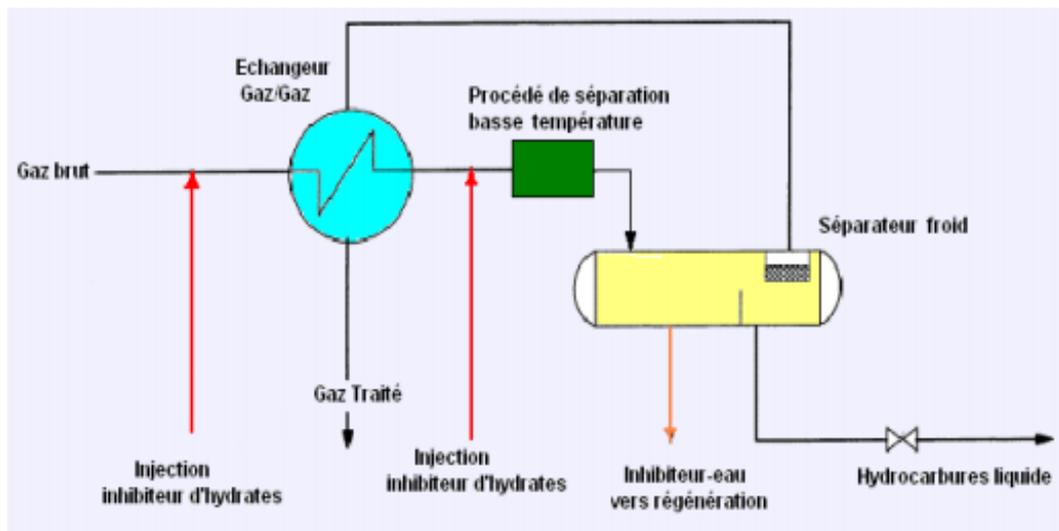


Figure 4.3 : Pré-déshydratation par abaissement de la température.

4.5 Le Glycol

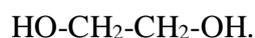
Le glycol est un produit chimique ayant deux groupes d'hydroxydes séparés (OH). Il contribue à une grande solubilité avec l'eau (hygroscopicité) et à la réactivité avec beaucoup de solution organique sur une chaîne de carbone généralement linéaire et aliphatique. La formule générale des glycols est $\text{HO}(\text{OC}_2\text{H}_4)_n\text{H}$.

Les mono, di et tri-éthylène glycol sont les trois premiers membres d'une série homologue de di-hydroxyde alcool. Le MEG est de loin le plus grand volume des produits de glycols. A cause de leur point d'ébullition élevé et leur affinité pour l'eau, les glycols sont employés en tant que dessiccants liquides pour la déshydratation du gaz naturel [24].

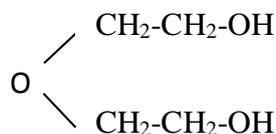
4.5.1 Les différents types de glycol

Il existe plusieurs types de glycol :

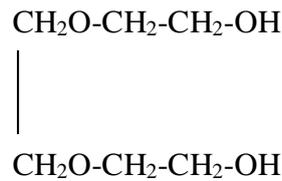
- Le mono-éthylène glycol (MEG) :



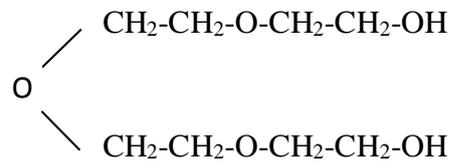
- Le di-éthylène glycol (DEG) :



- Le tri-éthylène glycol (TEG) :



- Le tétra-éthylène glycol (T4EG) :



4.5.2 Propriétés physiques des glycols

Le tableau 4.1 résume les différentes propriétés physiques des glycols les plus connus.

Tableau 4.1 : Propriétés physiques des glycols commerciaux [18].

	Éthylène glycol	Di-éthylène glycol	Tri-éthylène glycol	Tétra-éthylène glycol
Sigle	MEG	DEG	TEG	T ₄ EG
Formule chimique globale	C ₂ H ₆ O ₂	C ₄ H ₁₀ O ₃	C ₆ H ₁₄ O ₄	C ₈ H ₁₈ O ₅
Masse molaire (kg/kmol)	62,1	106,1	150,2	194,2
Point de fusion (°C)	-13	-10,45	-7,35	-5
Point d'ébullition (°C)	197,30	245,00	277,85	307,85
Tension de vapeur à 25°C (Pa)	12,24	0,27	0,05	0,007
Viscosité absolue à 25 °C	0,01771	0,03021	0,03673	0,04271
Point éclair (°C)	111,11	123,89	176,67	196,11

CHAPITRE 5

PARTIE CALCUL

5.1 Exposé du problème et intérêt du calcul

La présence de l'eau dans les canalisations cause également le problème de givrage par dépôt de cristaux considérés comme étant de la glace. Ces cristaux sont en fait, constitués par des hydrates de gaz naturel qui apparaissent bien au-dessus de la température de formation d'hydrates. Ce bouchon d'hydrates augmente les pertes de charge dans la conduite et crée donc une détente supplémentaire du gaz. Ce qui a pour effet de le refroidir et donc d'entretenir et d'accélérer la formation des hydrates

Pour remédier aux problèmes causés par la présence de l'eau, l'élimination de cette entité semble être une solution plus que nécessaire, au niveau du module 'IV'. La déshydratation est effectuée par injection d'un inhibiteur de type solution de *Mono Ethylène Glycol*, à 79 % en poids en hiver et 80 % en été, du côté tubes des batteries d'échangeurs E102 et E103 (Figure 3.3).

Toutefois, l'injection et la régénération du MEG s'accompagnent par des pertes quotidiennes totalisant une moyenne de $30 \text{ L}/10^6 \text{ m}^3$ de gaz de vente causées principalement par l'inadaptation des débits d'injections de MEG aux paramètres d'entrée des trains de traitement (températures et pression). Sachant que la pression est un paramètre qui dépend de l'état des puits et que la température est régulée par les saisons et les conditions météorologiques.

Nous avons entrepris une étude d'optimisation des débits d'injections de MEG, et ce dans le but de voir la possibilité d'éviter la formation d'hydrates avec une consommation idéale de MEG.

Dans cette optique, la mise en œuvre de l'objectif va se dérouler suivant les démarches suivantes :

- Calcul de la température de formation des hydrates ;
- Calcul de l'abaissement de température de congélation ;
- Calcul de la concentration minimale de MEG hydraté ;
- Calcul de la quantité d'eau à absorber ;
- Calcul des unités d'injection à optimiser ;
- Vérification des résultats en utilisant le simulateur HYSYS.

5.2 Calcul de la température de formation des hydrates

La température de formation des hydrates (TFH) est l'un des critères les plus importants dans le calcul de la déshydratation car au-dessous de cette température il y a risque de leur formation.

Pour calculer la température de formation des hydrates, on dispose de plusieurs méthodes dont la plus répandue est celle de *KATZ* [25]. Cette méthode est un ensemble de courbes donnant la TFH

en fonction de la densité du gaz d'alimentation, constitué majoritairement par les gaz analysés au niveau du CRD de Boumerdès (tableau 5.1) et la pression de service. L'application de cette méthode est basée sur la très faible teneur en H₂S (< 1%) et CO₂ (< 3%) ce qui est le cas du gaz naturel du Hassi R'mel [25].

5.2.1 Composition du gaz

Les espèces chimiques présentes dans le gaz venant des séparateurs D 101 et D 102 sont analysées au niveau du *Centre de Recherches et Développement de Boumerdès* (Tableau 5.1).

5.2.2 Calcul de sa densité

La densité d'un gaz quelconque est définie comme étant le rapport de la masse d'un volume de gaz sur la masse du même volume de l'air pris dans les mêmes conditions de pression et de température [26].

$$d = \frac{M_{\text{moy}}}{M_{\text{air}}}$$

Tel que :

$$M_{\text{moy}} = \sum x_i * M_i$$

Où :

x_i : fraction molaire de chaque constituant.

M_i : masse molaire de chaque constituant.

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

$$M_{\text{moy}} = \sum x_i * M_i = 19,42 \text{ g/mol}$$

Tableau 5.1 : Composition de gaz d'alimentation et de gaz venant de D101 et D102.

Constituants	Masse molaire (g/mol)	Fraction molaire du gaz entrant dans le train A	Fraction molaire de gaz venant de D101	Fraction molaire du gaz venant de D102
N ₂	28	5,66	5,68	5,74
CO ₂	44	0,22	0,22	0,22
He	4	0,06	0,06	0,06
H ₂ O	18	0,44	0,08	0,00
C ₁	16	81,92	82,24	82,72
C ₂	30	7,76	7,79	7,72
C ₃	44	2,14	2,15	2,07
iC ₄	58	0,38	0,38	0,36
nC ₄	58	0,64	0,64	0,59
iC ₅	72	0,17	0,17	0,15
nC ₅	72	0,21	0,21	0,17
C ₆	86	0,19	0,19	0,13
C ₇	100	0,08	0,08	0,04
C ₈	114	0,06	0,06	0,02
C ₉	128	0,03	0,03	0,01
C ₁₀	142	0,02	0,02	-
C ₁₁	156	0,01	0,01	-
C ₁₂	170	0,01	0,01	-
Total	1318	100%	100%	100%

Donc :

$$d = \frac{19,42}{29} = \mathbf{0,670}$$

Par utilisation de l'abaque de la figure 5.1, on détermine la TFH du gaz venant du séparateur D101 et entrant dans la batterie des échangeurs E102/E103. Il ressort, pour chaque densité, une valeur de température de formation d'hydrates et la formule suivante permet l'accès à cette température [25].

$d = 0,600 \rightarrow TFH = 64,7 \text{ } ^\circ\text{F}$

$d = 0,670 \rightarrow TFH_{D101}$

$d = 0,700 \rightarrow TFH = 67,5 \text{ } ^\circ\text{F}$

$$\frac{0,700 - 0,600}{0,700 - 0,670} = \frac{67,5 - 64,7}{67,5 - TFH_{D101}}$$

Donc :

$TFH_{D101} = 66,66 \text{ } ^\circ\text{F} = 19,25 \text{ } ^\circ\text{C}$

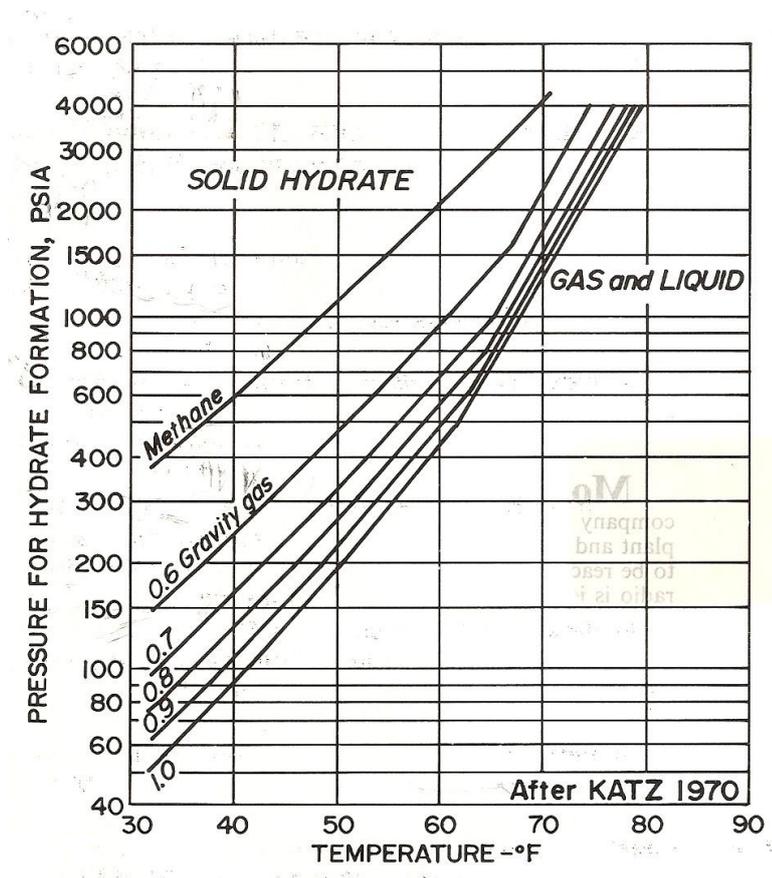


Figure 5.1 : Méthode graphique de KATZ pour la prédiction de THF [25].

5.3 Calcul de l'abaissement de température de congélation

Le calcul de l'abaissement de température de congélation est fait dans le but de calculer la concentration minimale de MEG hydraté préconisée par la méthode de *Hammer Schmidt*.

5.3.1 A la sortie de la batterie d'échangeurs

Cet abaissement de température est la différence entre la température de formation d'hydrates et la température minimale de service (T_s). Dans le cas où TFH est majorée de 4°C, et où T_s vaut -12°C, l'abaissement est de 35,25 °C.

5.3.2 A la sortie de turbo-expander

Cet abaissement (57,25 °C) s'obtient de la même façon que le cas qui précède avec une température T_s égale à -34 °C.

D'après ces résultats, on remarque que la température de formation d'hydrates est supérieure aux températures de service donc pour éviter la formation de ces hydrates une injection de MEG sera nécessaire.

5.4 Calcul de la concentration minimale de MEG hydraté

En 1939, *Hammer Schmidt* a proposé une formule empirique donnant la concentration minimale de l'inhibiteur en fonction de l'abaissement de la température de formation d'hydrates [18]. Il s'agit de :

$$C_m = \frac{M * \Delta T * 100}{M * \Delta T + K}$$

Avec :

C_m : Concentration minimale de MEG hydraté en % poids;

ΔT : Abaissement de la température de formation des hydrates dû à l'inhibiteur (°C);

M : la masse molaire de l'inhibiteur ($M_{MEG} = 62,1$ g/mol);

K : dépend du type d'inhibiteur et déterminée à partir de la figure 4.2 en fonction des concentrations de MEG et ΔT , voir tableau 5.2.

Tableau 5.2 : Valeur de K obtenue à partir de la figure 4.2.

$C_{MEG} = 50 \%$	$\Delta T = 20 \text{ °C}$	$K_1 = \frac{62,1 * 20 * (100 - 50)}{50} = 1242$	K moyen = 1218
$C_{MEG} = 60 \%$	$\Delta T = 30 \text{ °C}$	$K_2 = \frac{62,1 * 30 * (100 - 60)}{60} = 1242$	
$C_{MEG} = 70 \%$	$\Delta T = 44 \text{ °C}$	$K_3 = \frac{62,1 * 44 * (100 - 70)}{70} = 1171$	

Ce qui conduit, en fonction de l'abaissement de température à :

$$\Delta T = 35,25 \text{ °C}, C_m = \frac{62,1 \cdot 35,25 \cdot 100}{62,1 \cdot 35,25 + 1218} = \mathbf{64,25 \%}$$

$$\Delta T = 57,25 \text{ °C}, C_m = \frac{62,1 \cdot 57,25 \cdot 100}{62,1 \cdot 57,25 + 1218} = \mathbf{74,48 \%}$$

Il est à noter que ces valeurs, calculées via la méthode de *Hammer Schmidt*, sont acceptables parce qu'elles sont situées en dehors de la zone de solidification de MEG (figure 5.2). La première concentration ne peut pas être prise en considération car il n'y a qu'une seule concentration d'injection pour tout le train. Donc pour éviter la solidification du MEG (figure 5.2), on prendra la concentration la plus élevée, c-à-d $C_m = 74,48 \%$.

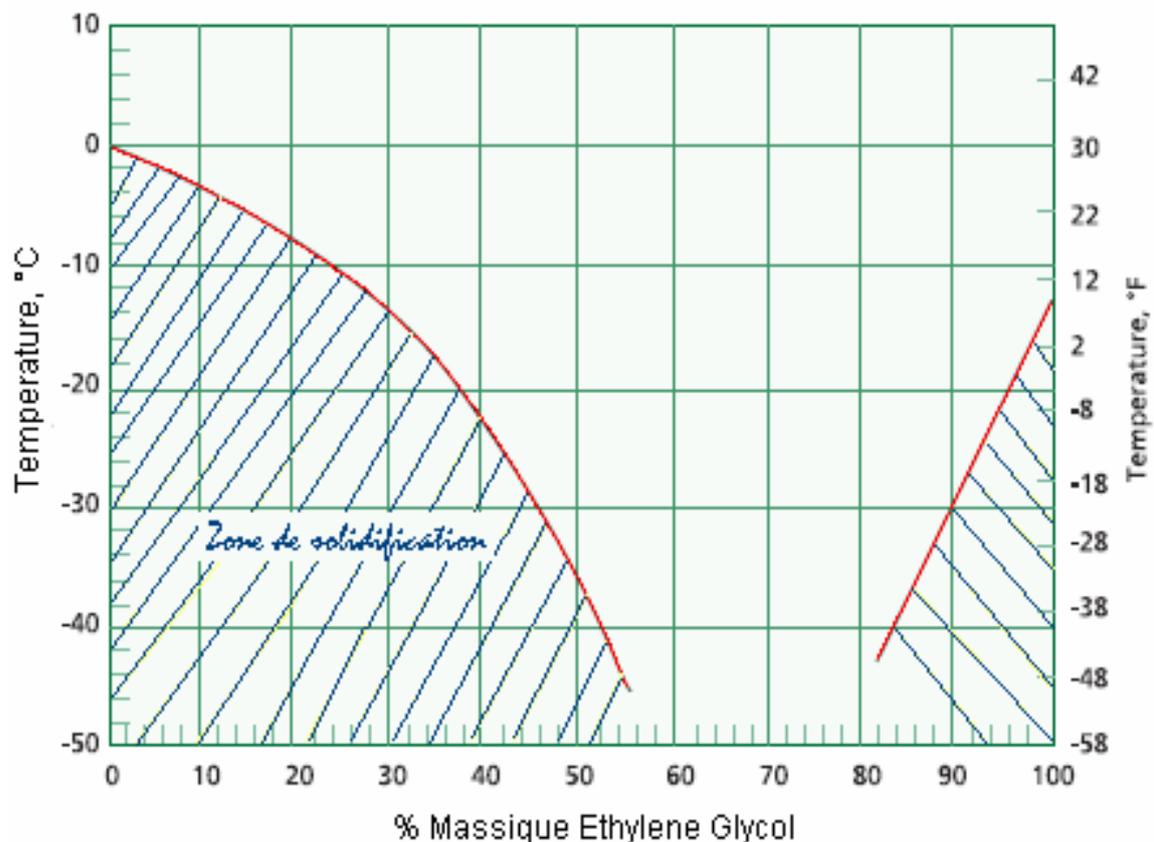


Figure 5.2 : Zone de solidification du MEG [23].

5.5 La quantité d'eau à absorber

La quantité d'eau à absorber est un paramètre indispensable au calcul des débits d'injection de MEG au niveau de la batterie d'échangeurs. Elle se calcule par utilisation de la méthode de *Mcketta Wehe* pour les gaz non acides [27] :

$$W_{\text{eau}} = C_G * W'_{\text{eau}}$$

Où : C_G est la correction de la densité, W'_{eau} est la quantité d'eau dans le gaz naturel sans correction (kg H₂O/10⁶m³) et W_{eau} est quantité d'eau dans le gaz naturel après correction (kg H₂O/10⁶m³).

Par ailleurs, la teneur d'eau à absorber entre les ballons D101 et D102 est donnée par la relation suivante :

$$Q_{\text{eau}} = W_{\text{eauD101}} - W_{\text{eauD102}}$$

Où : Q_{eau} est la teneur en eau entre les ballons D101 et D102 (kg H₂O/h), W_{eauD101} est la teneur en eau contenue dans le gaz sortant du ballon séparateur D101 (kg H₂O/10⁶m³) et W_{eauD102} représente la teneur en eau contenue dans le gaz sortant du ballon séparateur D102 (kg H₂O/10⁶m³).

Les calculs sont effectués en fonctionnement réel des installations sur deux températures extrêmes (hiver 35 °C et été 46 °C) et ce, en se basant sur les données antérieures de la salle de contrôle du module IV. Le tableau 5.3 regroupe l'essentiel de ces conditions opératoires.

Tableau 5.3 : Conditions opératoires en hiver et été.

		Hiver			Eté		
D101	T (°C)	30	35	38	44	46	48
	P (kg/cm²)	100			100		
	d	0,670			0,670		
D102	T (°C)	-12	-12	-10	-8	-6	-6
	P (kg/cm²)	98			98		
	d	0,660			0,660		

5.5.1 Teneur en eau contenue dans le gaz sortant du ballon séparateur D101

Cette quantité d'eau contenue dans le gaz sortant des ballons D101 et D102 dépend étroitement de la température de service et de la saison comme il a été souligné plus haut.

5.5.1.1 Hiver

L'abaque de *Mcketta Wehe* de la figure 5.3 permet l'accès à cette teneur en eau et le tableau 5.4 résume tous les cas possibles de fonctionnement.

Tableau 5.4 : Quantité d'eau en hiver.

T (°C)	C _G	P (psia)	W' eau D101 (kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	W eau D101 (kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)
30	0,99	1000 (640,8 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1422,3 (W' eau D101) 1500 (512,6 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	$\frac{1500 - 1000}{1500 - 1422,3} =$ $\frac{512,6 - 640,8}{512,6 - W'_{eauD101}}$	527,2
35*	0,99	1000 (833 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1422,3 (W' eau D101) 1500 (640,8 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	$\frac{1500 - 1000}{1500 - 1422,3} =$ $\frac{640,8 - 833}{640,8 - W'_{eauD101}}$	664
38	0,99	1000 (1281,6 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1422,3 (W' eau D101) 1500 (736,9 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	$\frac{1500 - 1000}{1500 - 1422,3} =$ $\frac{736,9 - 1281,6}{736,9 - W'_{eauD101}}$	813,3

* Cas actuel.

5.5.1.2 Été

L'abaque de *Mcketta Wehe* de la figure 5.3 permet l'accès à cette teneur en eau et le tableau 5.5 résume tous les cas possibles de fonctionnement.

Tableau 5.5 : Quantité d'eau en été.

T (°C)	C _G	P (psia)	W' eau D101 (kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	W eau D101 (kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)
44	0,99	1000 (1281,6 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1422,3 (W' eau D101) 1500 (961,2 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	$\frac{1500 - 1000}{1500 - 1422,3} =$ $\frac{961,2 - 1281,2}{961,2 - W'_{eauD101}}$	1000,9
46*	0,99	1000 (1441,8 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1422,3 (W' eau D101) 1500 (1041,3 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	$\frac{1500 - 1000}{1500 - 1422,3} =$ $\frac{1041,3 - 1441,8}{1041,3 - W'_{eauD101}}$	1092,6
48	0,99	1000 (1602 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1422,3 (W' eau D101) 1500 (1121,4 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	$\frac{1500 - 1000}{1500 - 1422,3} =$ $\frac{1121,4 - 1602}{1121,4 - W'_{eauD101}}$	1184,2

* Cas actuel.

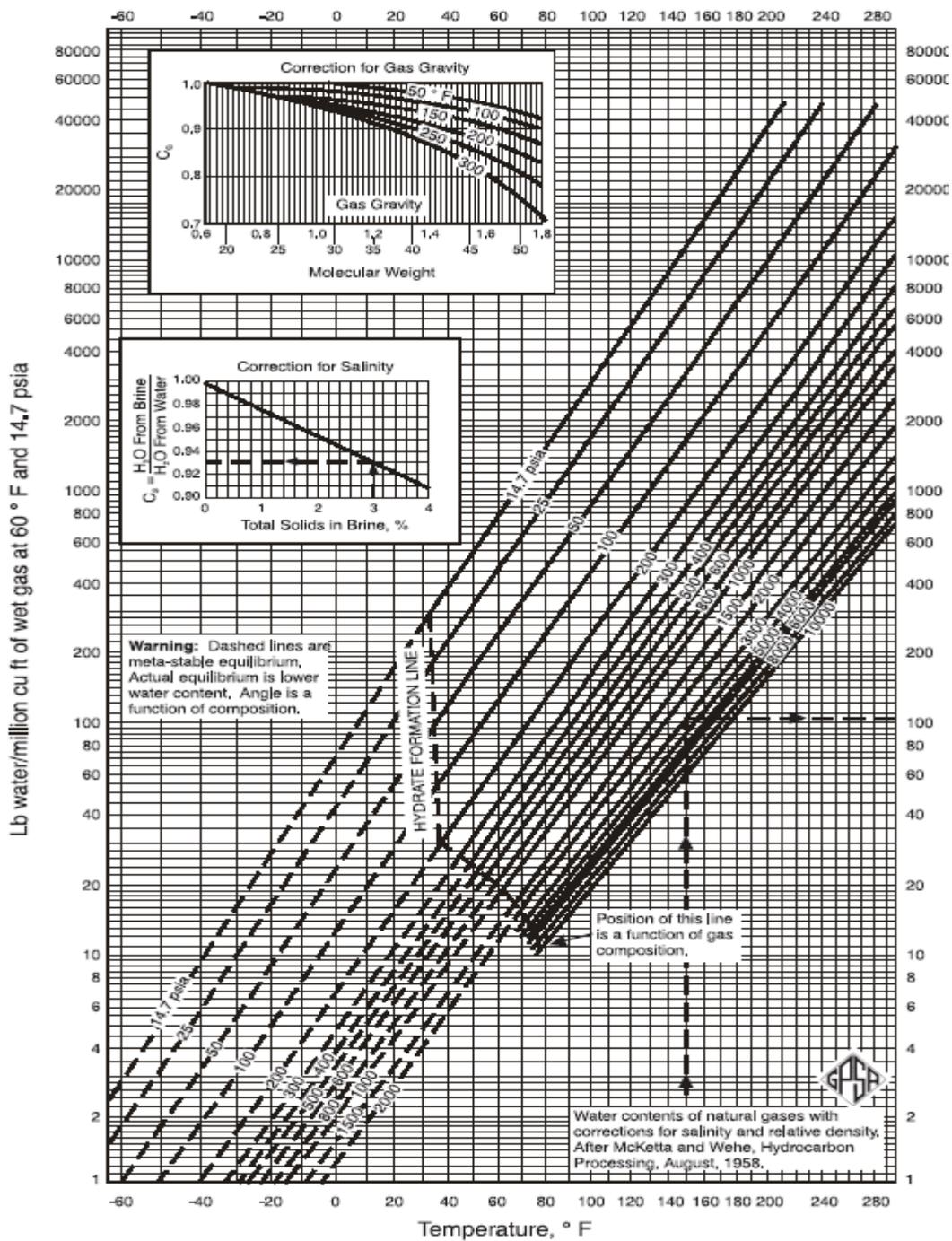


Figure 5.3 : Diagramme de McKetta Wehe.

5.5.2 Teneur en eau contenue dans le gaz sortant du ballon séparateur D102

Cette quantité d'eau est déterminée par utilisation du protocole de calcul du séparateur D101 sur les deux cas de températures (hiver et été).

5.5.2.1 Hiver

L'abaque de *Mcketta Wehe* de la figure 5.3 permet l'accès à cette teneur en eau et le tableau 5.6 résume tous les cas possibles de fonctionnement. La teneur en eau à absorber entre les ballons D101 et D102 est y aussi insérée.

Tableau 5.6 : Quantité d'eau en hiver (Séparateur D102).

T (°C)	C _G	P (psia)	W _{eau D101} (kgH ₂ O/10 ⁶ m ³)	W _{eau D102} (kgH ₂ O/10 ⁶ m ³)	Q _{eau} (kg H ₂ O/h)*
-12	1	1000 (48,1 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1393,85 (W _{eau D102}) 1500 (36,8 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	527,2	39,2	346,5
-12 **	1	1000 (48,1 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1422,3 (W _{eau D102}) 1500 (36,8 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	664	39,2	443,6
-10	1	1000 (56,1 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1422,3 (W _{eau D102}) 1500 (44,8 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	813,3	47,2	543,9

* Q_{eau} = W_{eau D101} - W_{eau D102} en kg H₂O/m³, avec un débit d'alimentation du gaz brut de 710 000 m³/h.

** Cas actuel.

5.5.2.2 Eté

L'abaque de *Mcketta Wehe* de la figure 5.3 permet l'accès à cette teneur en eau et le tableau 5.7 résume tous les cas possibles de fonctionnement. La teneur en eau à absorber entre les ballons D101 et D102 est y aussi insérée.

Tableau 5.7 : Quantité d'eau en été (Séparateur D102).

T (°C)	C _G	P (psia)	W _{eau D101} (kgH ₂ O/10 ⁶ m ³)	W _{eau D102} (kgH ₂ O/10 ⁶ m ³)	Q _{eau} (kg H ₂ O/h)*
-8	1	1000 (1026,9 kgH ₂ O/10 ⁶ m ³) 1393,85 (W _{eau D102}) 1500 (770,6 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	1000,9	51,4	674,2
-6 **	1	1000 (1155 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1393,85 (W _{eau D102}) 1500 (898,7 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	1092,6	59,4	733,5
-6	1	1000 (1155kg H ₂ O/10 ⁶ m ³) 1393,85 (W _{eau D102}) 1500 (898,7 kg H ₂ O/10 ⁶ m ³)	1184,2	59,4	798,6

* Q_{eau} = W_{eau D101} - W_{eau D102} en kg H₂O/m³, avec un débit d'alimentation du gaz brut de 710 000 m³/h.

** Cas actuel.

D'après les résultats des tableaux précédents, il est à remarquer que la quantité d'eau à absorber augmente crescendo avec les températures du gaz brut dans les deux séparateurs. Toutefois, on peut dire que la séparation de l'eau dans le premier ballon séparateur D101 est plus importante dans le cas de fonctionnement en hiver.

5.6 Calcul des débits d'injection du MEG au niveau des échangeurs

E102/E103

Ces débits d'injections sont obtenus du bilan de matière de MEG injecté et récupéré pour les deux saisons (hiver et été) :

$$F_{inj} + Q_{eau} = F_{rec}$$

Et le bilan partiel par rapport au MEG :

$$X_1 * F_{inj} = X_2 * F_{rec}$$

Où F_{inj} est le débit massique de MEG injecté dans la batterie des échangeurs (kg MEG/h), Q_{eau} le débit massique de l'eau à absorber (kg H₂O/h), F_{rec} est le débit massique de MEG hydraté (kg MEG/h) ;

X_1 représente la concentration massique de MEG injecté ($X_1 = 79\%$ (cas hiver) et $X_1 = 80\%$ (cas été)) et X_2 la concentration massique de MEG hydraté ($X_2 = 74,48\%$).

Donc :

$$F_{inj} = \frac{X_2 * Q_{eau}}{X_1 - X_2}$$

$$F_{rec} = \frac{X_1 * F_{inj}}{X_2}$$

Comme dans les cas précédents, il y aura un calcul hiver et un calcul été (Tableau 5.8).

Tableau 5.8 : Débits d'injection du MEG au niveau des échangeurs E102/E103.

	Hiver			Eté		
	1 ^e cas	2 ^e cas *	3 ^e cas	1 ^e cas	2 ^e cas *	3 ^e cas
F_{inj} (kg MEG/h)	5708,9	7309,6	8962,5	9096,1	9897,2	10775,0
F_{rec} (kg MEG/h)	6055,4	7753,2	9506,4	9770,3	10630,7	11573,6

*Cas actuel.

5.6.1 Débit d'injection réel

Le débit d'injection de MEG au niveau de la batterie des échangeurs s'obtient à partir des relations (Tableau 5.9):

$$F_{inj/R} = i * n * D_{inj}$$

$$F_{rec/R} = \frac{X_1 * F_{inj/R}}{X_2}$$

Où $F_{inj/R}$ représente le débit d'injection de MEG dans le cas réel (kg MEG/h), $F_{rec/R}$ le débit récupéré de MEG dans le cas réel (kg MEG/h), i est la correction de débitmètre, n le nombre de points d'injection et D_{inj} la lecture sur le débitmètre (t/h).

Tableau 5.9 : Débits d'injection de MEG dans le cas réel.

Echangeur	E102		E103	
	Hiver	Eté	Hiver	Eté
i	0,22	0,22	0,03	0,03
n	6	6	2	2
D_{inj} (t MEG/h)	6	8	5,5	7
F_{inj/R} (kg MEG/h)	7920	10560	330	420

Du tableau 5.9, le débit d'injection réel est déduit à partir des débits de E102 et E103 comme étant :

5.6.1.1 Hiver

$$F_{inj/R} = F_{inj/RE102} + F_{inj/RE103} = 8250 \text{ kg MEG/h}$$

$$F_{rec/R} = 9041,1 \text{ kg MEG/h}$$

5.6.1.2 Eté

$$F_{inj/R} = F_{inj/RE102} + F_{inj/RE103} = 10980 \text{ kg MEG/h}$$

$$F_{rec/R} = 11498,9 \text{ kg MEG/h}$$

D'après ces résultats on remarque que la température du gaz brut a une influence proportionnelle sur les débits d'injection de MEG. Les débits d'injection de MEG sont plus

élevés dans le cas été car la quantité d'eau est plus importante dans le gaz sortant du ballon séparateur D101 où les températures sont plus élevées.

Il est à relever aussi que les débits d'injection de MEG dans le cas actuel ($T = 35\text{ °C}$, $T = 46\text{ °C}$) sont inférieurs à celui de la réalité pour les deux saisons (hiver et été). Par conséquent, il est préconisé de réduire les débits d'injection dans chaque point de la batterie des échangeurs de telle façon qu'il n'y ait pas de formation d'hydrates.

5.6.2 Débit d'injection réduit

Les débits d'injection de MEG à réduire est la différence entre le débit d'injection dans le cas réel et le débit d'injection étudié :

$$F_{\text{réd}} = F_{\text{inj/R}} - F_{\text{inj}}$$

Où $F_{\text{réd}}$ représente le débit d'injection de MEG à réduire (kg MEG/h), $F_{\text{inj/R}}$ est le débit d'injection de MEG dans le cas réel (kg MEG/h), F_{inj} étant le débit d'injection de MEG dans le cas étudié (kg MEG/h).

Hiver

$$F_{\text{réd}} = F_{\text{inj/R}} - F_{\text{inj}} = 8250 - 7309,59 = 940,4 \text{ kg MEG/h}$$

Eté

$$F_{\text{réd}} = F_{\text{inj/R}} - F_{\text{inj}} = 10980 - 9897,20 = 1082,8 \text{ kg MEG/h}$$

5.7 Calcul des unités d'injection à optimiser

En règle générale, 95% du débit d'injection total de MEG est injecté dans la batterie d'échangeurs E102. Le reste est injecté dans l'échangeur E103.

5.7.1 Echangeur E102

Pour la batterie d'échangeurs E102, on a 3 échangeurs et dans chaque échangeur il y a 2 points d'injection de MEG. Le débit d'injection dans chaque point d'échangeur est calculé par la méthode suivante :

$$F_{\text{inj/E102}} = 0,95 F_{\text{inj}}$$

Avec :

$$F_{\text{inj/E102}} = 6 * F_{\text{E102}}$$

Le débitmètre de chaque échangeur est construit avec une unité de correction telle que :

$$1 \text{ unité} \rightarrow 0,22 * 10^3 \text{ kg MEG/h}$$

$$F'_{E_{102}} \rightarrow F_{E_{102}}$$

Donc :

$$F'_{E_{102}} = \frac{F_{inj/E_{102}}}{0,22 * 6 * 10^3}$$

Où F_{inj} est le débit d'injection de MEG dans la batterie d'échangeurs E102/E103 (kg MEG/h),

$F_{inj/E_{102}}$ est le débit d'injection de MEG dans la batterie d'échangeur E102 (kg MEG/h) et

$F_{E_{102}}$ est le débit d'injection de MEG dans chaque point d'échangeur E102 en tonnes MEG/h.

Hiver

1^e cas

$$F_{inj/E_{102}} = 0,95 * 5708,92 = 5423,47 \text{ kg MEG/h}$$

Donc

$$F_{E_{102}} = \frac{5423,47}{0,22 * 6 * 10^3} = \mathbf{4,1 \text{ t MEG/h}}$$

2^e cas (cas actuel)

$$F_{inj/E_{102}} = 0,95 * 7309,59 = 6944,11 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F_{E_{102}} = \frac{6944,11}{0,22 * 6 * 10^3} = \mathbf{5,3 \text{ t MEG/h}}$$

3^e cas

$$F_{inj/E_{102}} = 0,95 * 8962,48 = 8514,36 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F_{E_{102}} = \frac{8514,36}{0,22 * 6 * 10^3} = \mathbf{6,5 \text{ t MEG/h}}$$

Eté

1^e cas

$$F_{inj/E_{102}} = 0,95 * 9096,14 = 8641,33 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F_{E_{102}} = \frac{8641,33}{0,22 * 6 * 10^3} = \mathbf{6,5 \text{ t MEG/h}}$$

2^e cas (cas actuel)

$$F_{inj/E_{102}} = 0,95 * 9897,20 = 9402,34 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F_{E_{102}} = \frac{9402,34}{0,22 * 6 * 10^3} = \mathbf{7,1 \text{ t MEG/h}}$$

3^e cas

$$F_{inj/E_{102}} = 0,95 * 10775,04 = 10236,29 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F_{E_{102}} = \frac{10236,29}{0,22 * 6 * 10^3} = \mathbf{7,8 \text{ t MEG/h}}$$

5.7.2 Echangeur E103

Pour la batterie d'échangeurs E103, on a un seul échangeur dans lequel il y a 2 points d'injection. Le débit d'injection dans chaque point est calculé comme suit :

$$F_{inj/E_{103}} = 0,05 * F_{inj}$$

D'autre part :

$$F_{inj/E_{103}} = 2 * F_{E_{103}}$$

Le débitmètre de l'échangeur est construit avec une unité de correction tel que :

$$1 \text{ unité} \rightarrow 0,03 * 10^3 \text{ kg MEG/h}$$

$$F'_{E_{103}} \rightarrow F_{E_{103}}$$

Donc :

$$F'_{E_{103}} = \frac{F_{inj/E_{103}}}{0,03 * 2 * 10^3}$$

Où F_{inj} représente le débit d'injection total de MEG (kg MEG/h), $F_{inj/E102}$ est le débit d'injection de MEG dans la batterie d'échangeur E102 (kg MEG/h) et F_{E102} est le débit d'injection de MEG dans chaque point d'échangeur E102 (tonnes MEG/h).

Hiver

1^e cas

$$F_{inj/E102} = 0,05 * 5708,92 = 285,45 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F'_{E103} = \frac{285,45}{0,03 * 2 * 10^3} = \mathbf{4,8 \text{ t MEG/h}}$$

2^e cas (cas actuel)

$$F_{inj/E102} = 0,05 * 7309,59 = 365,48 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F'_{E103} = \frac{365,48}{0,03 * 2 * 10^3} = \mathbf{6,1 \text{ t MEG/h}}$$

3^e cas

$$F_{inj/E102} = 0,05 * 8962,48 = 448,12 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F'_{E103} = \frac{448,12}{0,03 * 2 * 10^3} = \mathbf{7,5 \text{ t MEG/h}}$$

Eté

1^e cas

$$F_{inj/E102} = 0,05 * 9096,14 = 454,81 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F'_{E103} = \frac{454,81}{0,03 * 2 * 10^3} = \mathbf{7,6 \text{ t MEG/h}}$$

2^e cas (cas actuel) :

$$F_{inj/E102} = 0,05 * 9897,20 = 494,86 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F'_{E103} = \frac{494,86}{0,03 * 2 * 10^3} = \mathbf{8,2 \text{ t MEG/h}}$$

3^e cas

$$F_{\text{inj}/E_{102}} = 0,05 * 10775,04 = 538,75 \text{ kg MEG/h}$$

Donc :

$$F'_{E_{103}} = \frac{538,75}{0,03 * 2 * 10^3} = 9,0 \text{ t MEG/h}$$

Tableau 5.10 : Débits d'injection de MEG dans la batterie d'échangeurs E102 et E103.

	Hiver			Eté		
T_{D101} (°C)	30	35	38	44	46	48
T_{D102} (°C)	-12	-12	-10	-8	-6	-6
X₁ (%)	79	79	79	80	80	80
Q_{eau} (kg H₂O/h)	346,46	443,6	543,91	674,15	733,52	798,58
F_{inj} (kg MEG/h)	5708,9	7309,6	8962,5	9096,2	9897,2	10775,1
F_{rec} (kg MEG/h)	6055,4	7753,2	9506,4	9770,3	10630,3	11573,6
F_{inj/E102} (t MEG/h)	4,1	5,3	6,5	6,5	7,1	7,8
F_{inj/E103} (t MEG/h)	4,8	6,1	7,5	7,6	8,2	9,0

D'après ces résultats, on remarque que les débits d'injection de MEG dans chaque échangeur augmentent considérablement en été.

De plus, l'augmentation de la température (Eté) favorise l'évaporation de l'eau et conduit donc à l'augmentation de la quantité d'eau à absorber.

Ce qui impliquerait une injection de MEG conséquente en été.

CHAPITRE 6

VERIFICATION DES RESULTATS PAR HYSYS

Introduction

La simulation est un outil, d'aide à la décision, utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant différentes solutions et différentes conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système et permet de réaliser des scénarios et d'en déduire le comportement du système physique analysé. Le simulateur *HYSYS* est un ensemble de modèles mathématiques des opérations unitaires (ballon, colonne de distillation, compresseur, vanne...etc.), Ces opérations sont connectées dans un schéma de procédé PFD (*Process Flow Diagrams*) par le courant d'information généré dans ces opérations. Donc le *HYSYS* est un programme informatique pour la simulation des procédés de l'industrie de gaz, des procédés de raffinage et de la pétrochimie [28].

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 simples, de compression à la distillation et la transformation chimique bien qu'il soit utilisé pour d'autres types de procédés chimiques.

Il dispose d'une interface graphique pour la construction des diagrammes du procédé PDF. Une importante banque de données sur les corps purs est incorporée avec le logiciel *HYSYS*, ces corps sont regroupés en plusieurs familles :

- Hydrocarbures: paraffines normales et iso paraffines, oléfines, naphènes, aromatiques ;
- Hydrocarbures oxygénés, azotes et sulfurés (amine, alcools, nitriles, aldéhydes..) ;
- Halogènes ;
- Solides (soufre) ;
- Corps hypothèques (pures, complexes, solides) ;
- Divers (O_2 , N_2 , CO_2 , H_2O , HC...).

HYSYS présente plusieurs modèles thermodynamiques avec leur domaine d'application on peut avoir :

- Modèles spéciaux pour les amines ;
- Modèles utilisant la pression de vapeur (équation d'Antoine, NK10et table Esso) ;
- Modèles spéciaux pour la vapeur d'eau (ASTM stream, NBS stream) ;
- Modèles semi empiriques ;
- Modèles hybrides (pour les systèmes à forte polarité, forte déviation par rapport à l'idéalité, azéotropes).

- Modèles basés sur les équations d'état ; tels que Peng -Robinson (PR), Soave – Redlick-Kwong (SRK), le domaine d'application de ces modèles aux calcule les équilibre entre les phases et limité aux fluides normaux ;
- Aux équations SRK, PR, il convient d'ajouter l'EDE de Lee-Kesler-Plocker (LKP) leur domaine de préférence est l'industrie de raffinage, de la pétro- chimie et de traitement du gaz.

6.1 Prédiction de formation des hydrates

Dans cette partie de PFE, on a fait une étude de prédiction dont le but de vérifier nos résultats obtenus précédemment. On a injecté tous les débits d'injection de MEG dans les deux cas (été et hiver) et on a vérifié les deux points suivants :

- Formation d'hydrates dans la batterie d'échangeur E102/E103 ou pas ;
- Concentration de MEG hydraté à la sortie de la batterie d'échangeur E102/E103.

6.1.1 Vérification des résultats

Notre étude sur le simulateur *HYSYS* consiste en une vérification des résultats obtenus précédemment. Dont, entre autres :

- *Composition du gaz brut en fraction molaire (figure 6.1).*

Component	Mole Fractions	Vapour Phase	Aqueous Phase
Methane	0,8192	0.8203	0.0000
Ethane	0,0776	0.0777	0.0000
Propane	0,0214	0.0214	0.0000
i-Butane	0,0038	0.0038	0.0000
n-Butane	0,0064	0.0064	0.0000
i-Pentane	0,0017	0.0017	0.0000
n-Pentane	0,0021	0.0021	0.0000
n-Hexane	0,0019	0.0019	0.0000
n-Heptane	0,0008	0.0008	0.0000
n-Octane	0,0006	0.0006	0.0000
n-Nonane	0,0003	0.0003	0.0000
n-Decane	0,0002	0.0002	0.0000
n-C11	0,0001	0.0001	0.0000
n-C12	0,0001	0.0001	0.0000
Nitrogen	0,0566	0.0567	0.0000
CO2	0,0022	0.0022	0.0000
EGlycol	0,0000	0.0000	0.0000
H2O	0,0044	0.0031	0.9999
Helium	0,0006	0.0006	0.0000
Total	1,00000		

Figure 6.1 : Composition du gaz brut.

- Conditions opératoires de température, pression et débit d'alimentation du gaz brut (figure 6. 2).

The screenshot shows the 'Material Stream: GAZ BRUT' window in HYSYS. The 'Worksheet' tab is active, displaying a table of stream properties. The 'Stream Name' is 'GAZ BRUT'. The table lists various properties such as Vapour / Phase Fraction, Temperature [C], Pressure [kg/cm2], Molar Flow [Nm3/d(gas)], Mass Flow [kg/h], Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h], Molar Enthalpy [kJ/kgmole], Molar Entropy [kJ/kgmole-C], Heat Flow [kJ/h], Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h], Fluid Package, and Utility Type.

Stream Name	GAZ BRUT	Vapour Phase	Aqueous Phase
Vapour / Phase Fraction	0,9979	0,9979	0,0021
Temperature [C]	54,70	54,70	54,70
Pressure [kg/cm2]	100,0	100,0	100,0
Molar Flow [Nm3/d(gas)]	1,612e+007	1,608e+007	3,420e+004
Mass Flow [kg/h]	5,831e+005	5,819e+005	1145
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1695	1693	1,148
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,551e+004	-7,507e+004	-2,837e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	148,9	149,1	60,95
Heat Flow [kJ/h]	-2,262e+009	-2,244e+009	-1,804e+007
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	7,060e+005	7,045e+005	1,129
Fluid Package	Basis-1		
Utility Type			

Figure 6.2 : Conditions opératoires, température, pression et débit du gaz brut.

- Paramètres opératoires de température et de pression du premier séparateur D101 (figure 6.3).

The screenshot shows the '3 Phase Separator: D101' window in HYSYS. The 'Worksheet' tab is active, displaying a table of separator parameters for four streams: E101, LIQ1, GAZ, and H2O. The table lists properties such as Vapour, Temperature [C], Pressure [kg/cm2], Molar Flow [Nm3/d(gas)], Mass Flow [kg/h], Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h], Molar Enthalpy [kJ/kgmole], Molar Entropy [kJ/kgmole-C], and Heat Flow [kJ/h].

Name	E101	LIQ1	GAZ	H2O
Vapour	0,9961	0,0000	1,0000	0,0000
Temperature [C]	35,04	35,04	35,04	35,04
Pressure [kg/cm2]	100,0	100,0	100,0	100,0
Molar Flow [Nm3/d(gas)]	1,700e+007	7218	1,693e+007	5,982e+004
Mass Flow [kg/h]	6,151e+005	975,1	6,121e+005	2004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1788	1,579	1784	2,008
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,663e+004	-1,735e+005	-7,585e+004	-2,853e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	145,4	158,6	145,7	56,15
Heat Flow [kJ/h]	-2,422e+009	-2,328e+006	-2,388e+009	-3,172e+007

Figure 6.3 : Paramètres opératoires du D101.

- Composition (fraction molaire), débits d'injection, température et pression de MEG à l'entrée de chaque échangeur (figure 6.4).

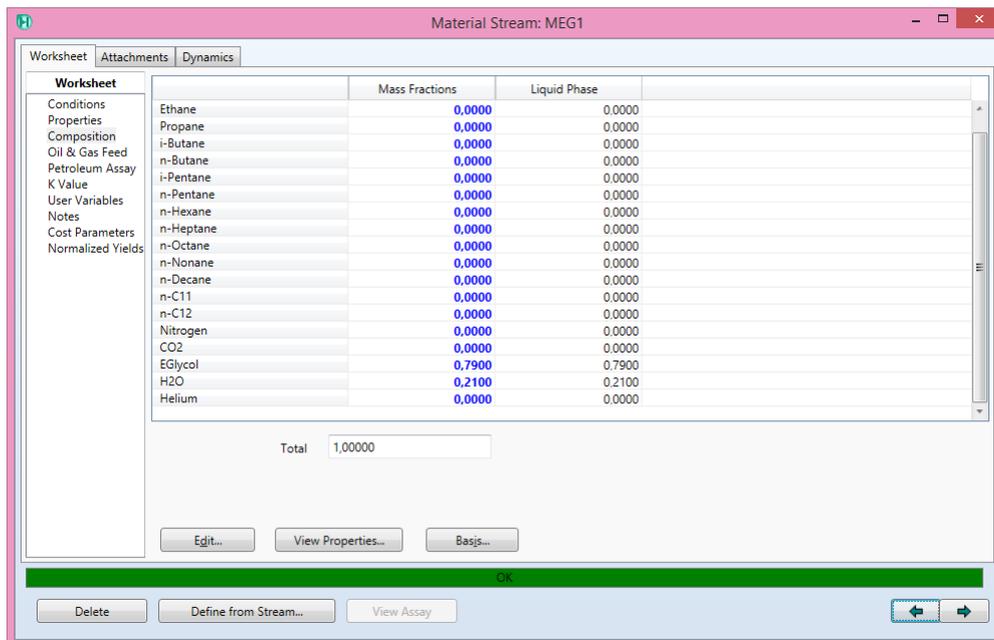


Figure 6.4 : Composition du MEG injecté dans la batterie d'échangeur E102/E103.

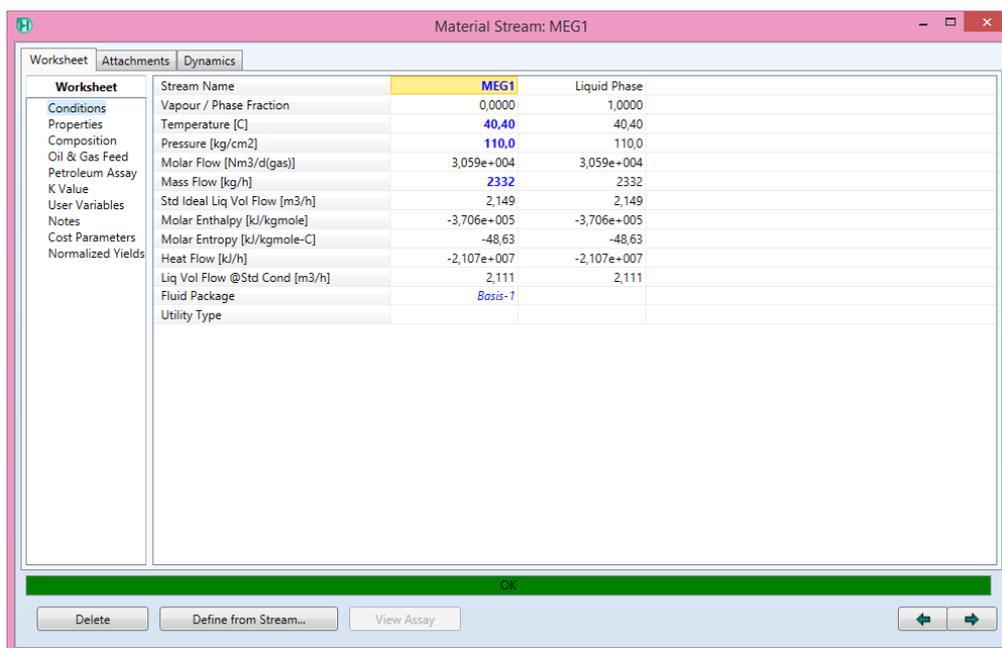


Figure 6.5 : Conditions opératoires du MEG injecté dans la batterie d'échangeur E102.

Worksheet	Stream Name	MEG4	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	40,00	40,00
Composition	Pressure [kg/cm2]	110,0	110,0
Oil & Gas Feed	Molar Flow [Nm3/d(gas)]	4801	4801
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	366,0	366,0
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0,3373	0,3373
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole-C]	-3,706e+005	-3,706e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-48,78	-48,78
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-3,308e+006	-3,308e+006
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	0,3313	0,3313
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Figure 6.6 : Conditions opératoires du MEG injecté dans l'échangeur E103.

6.1.2 Résultats

Après injection du MEG dans la batterie d'échangeurs, on a examiné la possibilité de formation d'hydrates à la sortie des échangeurs tout en veillant à vérifier, à chaque étape, la concentration de MEG hydraté (figures 6.7-6.8).

Worksheet	Mass Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
Conditions	Methane	0.6699	0.6919	0.1822	0.0000
Properties	Ethane	0.1189	0.1211	0.0997	0.0000
Composition	Propane	0.0481	0.0477	0.0886	0.0000
Oil & Gas Feed	i-Butane	0.0112	0.0108	0.0349	0.0000
Petroleum Assay	n-Butane	0.0189	0.0178	0.0737	0.0000
K Value	i-Pentane	0.0062	0.0055	0.0389	0.0000
User Variables	n-Pentane	0.0077	0.0065	0.0574	0.0000
Notes	n-Hexane	0.0083	0.0058	0.1061	0.0000
Cost Parameters	n-Heptane	0.0040	0.0021	0.0773	0.0000
Normalized Yields	n-Octane	0.0033	0.0012	0.0865	0.0000
	n-Nonane	0.0018	0.0004	0.0560	0.0000
	n-Decane	0.0012	0.0002	0.0430	0.0000
	n-C11	0.0006	0.0000	0.0223	0.0000
	n-C12	0.0006	0.0000	0.0212	0.0000
	Nitrogen	0.0808	0.0838	0.0098	0.0003
	CO2	0.0049	0.0050	0.0026	0.0012
	EGlycol	0.0099	0.0000	0.0000	0.7424
	H2O	0.0034	0.0000	0.0000	0.2561
	Helium	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000

Concentration de MEG hydraté

Figure 6.7: Concentration du MEG hydraté à la sortie de la batterie d'échangeurs.

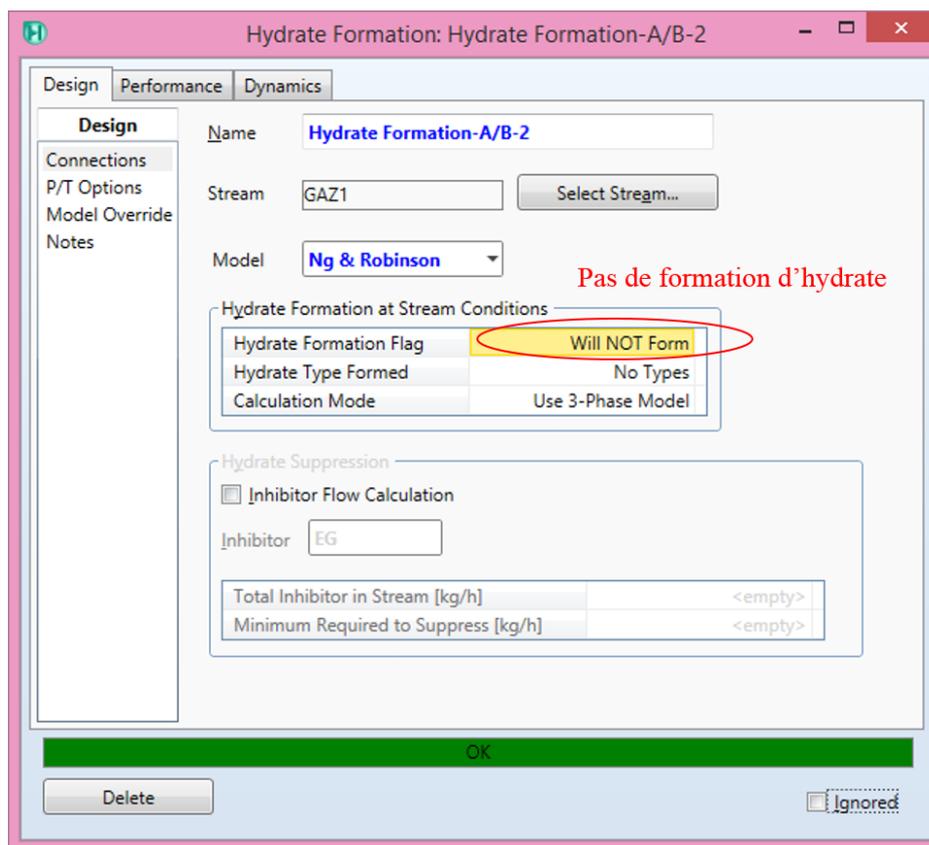


Figure 6.8: Prédiction de formation d’hydrates dans le gaz sortant de la batterie d’échangeurs E102/E103.

Tous les résultats sont représentés dans le tableau 6.1 :

Tableau 6.1 : Prédiction de formation d’hydrates dans le cas été et hiver.

		Hiver			Eté		
T_{GB} (°C)		54,7	59,8	62,8	68,7	70,7	72,9
T_{D101} (°C)		30	35	38	44	46	48
Débit (kg MEG/h)	E102	1804	2332	2860	2860	3124	3432
	E103	288	366	450	456	492	540
[MEG] entrée échangeurs		79 %	79 %	79 %	80 %	80 %	80 %
[MEG] sortie échangeurs		74,3 %	74,2 %	74,4 %	73,9 %	73,8 %	73,8 %
Prédiction de formation d’hydrates		non	non	non	non	non	non

D'après cette étude, on remarque que les concentrations de MEG hydratés sont plus élevées, en hiver, parce que le gaz sortant du ballon D101 est moins saturé en eau dans le cas hiver. Ce qui justifie les faibles débits d'injection de MEG au niveau de la batterie d'échangeurs E 102/E 103.

D'après la courbe de solidification de MEG on remarque que toutes les concentrations de MEG hydratés sont situées très loin de la zone de solidification de MEG.

Le simulateur *Hysys* confirme les calculs de débits d'injection de MEG (chapitre 5) au niveau de la batterie d'échangeurs E102/E103 où il était mentionné l'absence totale d'hydrates.

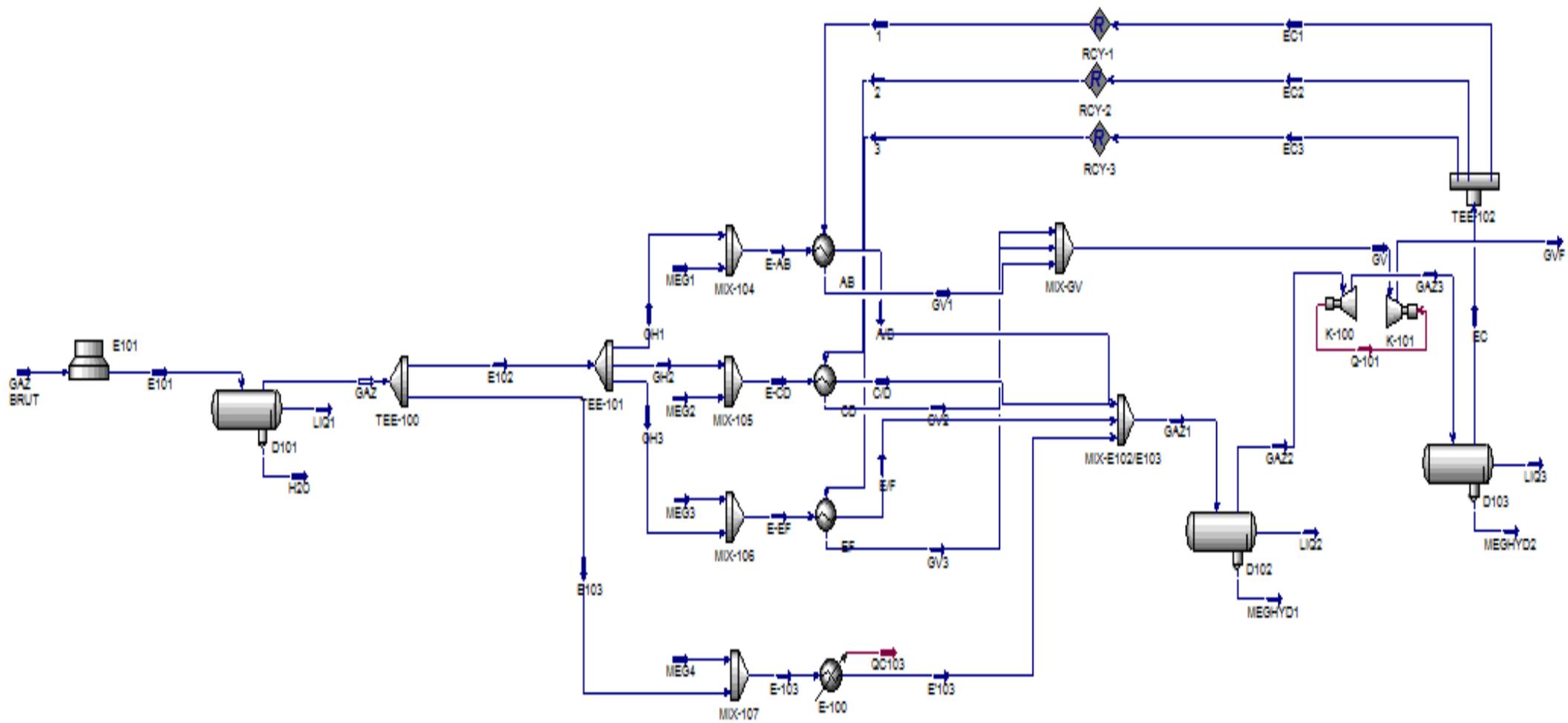


Figure 6.9 : Schéma de la section haute pression réalisé par le simulateur HYSYS.

RECOMMENDATIONS

Recommandations

1. A travers cette étude, nous avons constaté que la température d'entrée a une influence directe sur la quantité d'eau à éliminer dans le premier ballon séparateur D101. Ceci nécessite donc une augmentation conséquente des débits d'injection de MEG au niveau de la batterie d'échangeur E102/E103. Pour y remédier, il est souhaitable d'installer des aéro-réfrigérants d'appoint afin de refroidir davantage le gaz brut, garantir une bonne récupération d'eau et en retour économiser le glycol. Il faut noter que cette solution est recommandée dans le cas été ou la température ambiante avoisine 50 °C.
2. Au niveau de module IV, on travaille seulement avec deux débits d'injection pour les deux saisons avec une faible variation (hiver, 8250 Kg MEG/h et été 10980 Kg MEG/h). Alors que dans notre étude, on a calculé les débits optimums de MEG à injecter dans un intervalle de température allant de 30°C jusqu'à 48°C compte tenu de la concentration de MEG hydraté. Ces débits d'injection varient en fonction de la température d'entrée du gaz brut ce qui n'est pas le cas concernant la procédure actuelle conduisant à des consommations de MEG non adaptées à la quantité d'eau à absorber.

CONCLUSION
GENERALE

Conclusion générale

Au terme de ce travail, on peut conclure que l'extraction des hydrocarbures liquides est une opération d'un intérêt majeur pour l'économie de notre pays.

Le traitement des gaz bruts, depuis la tête de puits jusqu'à la production de gaz sec, a plusieurs objectifs parmi lesquels on trouve l'élimination de l'eau du gaz pouvant conduire à la formation d'hydrates dans les pipes. Cette technique consiste en déshydratation par refroidissement avec injection d'un inhibiteur de type MEG.

Les résultats obtenus, par injection de MEG, au niveau de la batterie d'échangeurs E102/E103 de la section haute pression du module IV, nous ont permis d'optimiser les débits d'injection de MEG dans un intervalle de températures englobant les deux saisons hiver – été et éviter ses pertes au cours de traitement du gaz. Lesquelles pertes interviennent régulièrement en cours d'exploitation par :

- Solubilité dans les hydrocarbures,
- Entraînement avec le gaz produit,
- Vaporisation ou entraînement avec la vapeur d'eau sous forme de gouttelettes liquides en cours de régénération,
- Décomposition thermique dans les chaudières de régénération,
- Oxydation.

D'autre part, le simulateur *HYSYS* nous a permis de créer toute la section haute pression, entre l'entrée du gaz brut jusqu'au ballon D103, et donc de vérifier et confirmer nos résultats avant les injections dans le cas réel.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2016 . [may 2016]
 Disponible sur : <[https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf) >
- [2] : TOUTI, Mourad. Etude de l'influence du choix du solvant sur les performances d'une installation de décarbonatation du gaz naturel. 76p.
 Mémoire de fin d'études: Génie chimique : Alger, Ecole National Polytechnique : 2017.
- [3] : europétrole. Sonatrach . [consulté le 02 mai 2007].
 Disponible sur < <https://www.euro-petrole.com/sonatrach-ei-592-sc-1> >
- [4] : Patrick Sandouly. *Les 500 premières entreprises africaines* [consulté le 8 décembre 2008]. Disponible sur :
 <http://www.jeuneafrique.com/206292/archives-thematique/les-500-premi-res-entreprises-africaines/?premieres-entreprises-africaines_html>
- [5] : Sonatrach. Organigramme. Disponible sur :
 <https://www.sonatrach.dz/index.php?option=com_content&view=article&id=26&Itemid=169>
- [6] : KHELOUI, Mohammed et NEHAL, Massinissa. Evacuation du gaz naturel : application au projet GZ5 (REGGANE-HASSI R'MEL). 139 p.
 Mémoire de fin d'études : Hydraulique : Alger : Ecole Nationale Polytechnique : 2010.
- [7] : CHEBLI, Laid et ABBASSI, Youcef. Calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (unité (38) ; traitement de GPL) "module III à Hassi R'mel". 60 p.
 Mémoire de projet de fin d'études : Génie chimique : Biskra : Université Mohamed Khider : 2012.
- [8] : BENLAGHA , Ahmed et SETTI , Amine. Optimisation des paramètres opératoires relatifs à la section de stabilisation en vue de récupérer le maximum de produits finis (GPL, condensat). 79 p. Mémoire de projet de fin d'étude : Génie Chimique : Biskra, Université Mohamed Khider : 2012.
- [9] : Dan, Gugenheim. Modélisation et optimisation d'un réseau de transport de gaz. 135 p.
 Thèse de Doctorat : Mathématiques appliquées, Institut National Polytechnique de Toulouse : 2011.
- [10] : BERRETIMA , El Hadj Belkacem et ARIBI, Lakhdar. La déshydratation du gaz (techniques et problèmes). 40 p.
 Mémoire de projet de fin d'études : Génie des Procédés : Ouargla, Université Kasdi Marbah : 2013.
- [11] : BP Statistical .Review of World Energy. 65^{ème} Edition .44 p. 2016.
 Disponible sur :

<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf> >

- [12] : Plazak. Trends in the top five natural gas-producing countries (US EIA data).
[27 novembre 2013] .Disponible sur :
<https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Gas_Production_Top_5_Countries.png?uselang=fr>
- [13] : MAZOUZI, Mohamed et DJEMAI, Ahmed. Optimisation de la consommation du fuel gaz au niveau du four H102 du module IV de Hassi R'mel par le simulateur HYSYS. 97p.
Memoire de fin d'études : Génie des procédés option raffinage. Boumerdes , Université M'Hamed Bougara : 2007.
- [14] : LALOUANI, Soufiane. Evacuation du gaz naturel : application au projet GZ4 (HASSI R'MEL-BENI SAF). 106 p.
Mémoire de projet de fin d'études : Hydraulique : Alger, Ecole Nationale Polytechnique : 2009.
- [15] : KHELOUI, Mohammed et NEHAL, Massinissa. Evacuation du gaz naturel : application au projet GZ5 (REGGANE-HASSI R'MEL). 139p.
Mémoire de fin d'études : Hydraulique : Alger, Ecole Nationale Polytechnique : 2010.
- [16] : Rapport annuel du Module Processing Plant 4.XP_Hassi R'mel. 2018.
- [17] : Manuel opératoire de module IV .Sonatrach /DP/JGC :1978.
- [18] : A, ROJEY. LE GAZ NATUREL : production, traitement, transport. Editions TACHNIP. Paris.1994 .456 p.
- [19] : ZIAD, Youssef. Etude thermodynamique de la formation d'hydrates en absence d'eau liquide : mesures et modélisation.139p. Thèse de doctorat : Chimie : Lyon, Université Claude Bernard – Lyon 1 : 2009.
- [20] : E, D, Sloan. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates.vol.426, 2003, [consulté le 20 novembre 2003]. p. 353-359. Disponible sur Nature.com
- [21] : ARCHAMBAULT, Simon. Hydrodynamique et procédé de formation d'hydrates de CO₂. 107 p.
Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de maîtrise des sciences appliquées: Génie chimique : Montréal, Ecole Polytechnique de Montréal : 2012.
- [22] : C, A, Koh. Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates.vol.3, 2002, [consulté le 17 Avril 2002]. Disponible sur Chemical Society Reviews.
- [23] : J. J. Carroll. Natural gas hydrates: A guide for Engineers. Amsterdam. 2003. 340 p.

- [24] : HAKEM, Lakhdar .Optimisation des débits d'injection du DEG. 44 p
Mémoire de fin de formation : Ingénieur Exploitation : Hassi R'mel : Direction
Régionale Hassi-R'mel Sonatrach : 2013.
- [25] : A.MENIDJEL. Séminaire sur la déshydratation du GN, régénération des amines. 29 p.
Hassi R'mel, Avril-Mai 2010.
- [26] : SELLAMI, Mohamed Hassen. Procédés de traitement du gaz naturel : Cours & exercices.
2017, [consulté 06 janvier 2017]. 3 p. Disponible sur ResearchGate.
- [27] : John ,Carroll. Naturel Gas Hydrates : A guide for Engineerings, Second Edition.10 juillet
2009. Disponible sur : <<https://www.elsevier.com/books/offshore-gas-hydrates/rogers/978-0-12-802319-8>>
- [28] : MANANE, Tahar et ZERROUK, Rached. Optimisation et simulation des pertes du
Glycol au niveau de la section de déshydratation dans l'unité (RGTE) à In Amenas par
HYSYS.72 p.
Mémoire de projet de fin d'études : Génie des procédés : Ouargla :Université Kasdi
Merbah : 2015.