

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane MIRA-Béjaïa

Faculté de Technologie
Département de Génie des Procédés

Mémoire de MASTER

Présenté par
M^{elle} ABDENNOUCHE Djida
et
M^{elle} MOUHOU B Fadila

Pour l'obtention du diplôme de
Master en Génie des Procédés
Option : Génie Chimique

Thème

*Etude préventive de la formation des hydrates lors de
la déshydratation du gaz naturel de Hassi R-mel
Optimisation de la consommation du glycol du module
processing plant 4 : MPP4*

Soutenue publiquement le : 02 /07/ 2013

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	
M ^r BOUDRAHEM F.	Maître de Conférences à l'Université A.MIRA- Béjaïa	Président
M ^r YAHIAOUI I.	Maître de Conférences à l'Université A.MIRA- Béjaïa	Examineur
M ^{lle} KHENNICHE L.	Maître assistant à l'Université de Skikda	Examinatrice
M ^{me} AISSANI F.	Professeur à l'Université A.MIRA- Béjaïa	Rapporteur

Promotion 2012/2013

Remerciements

Nous tenons à remercier madame Aissani, notre encadreur pour sa compréhension, ses précieux conseils, son écoute, ainsi que pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'elle a bien voulu nous consacrer.

Nous remercions aussi tous les membres du jury pour avoir accepté de juger ce travail.

Nos remerciements s'adressent également à :

- Monsieur H .ABOUT et mademoiselle N.MOUSSI, qui nous ont fait découvrir l'industrie du gaz.

- Monsieur A. BOUGUETTAYA pour son accueil au sein du module 4 et ses conseils avisés.

-Monsieur Y. ZERROUKI pour nous avoir proposé ce sujet et pour son bon vouloir à nous aider en dépit du manque de temps.

- Messieurs : R.AMRI, M. FERGUI et ABDI, pour leur écoute.

Nous exprimons toute notre gratitude à Malek (instrumentiste) et à Moussa (opérateur sur machine) pour leurs conseils et leur entière disposition à nous faire partager leur savoir faire.

Notre reconnaissance va aussi à l'égard de :

-Monsieur H.REMDANE et ses deux collègues de Bejaia pour nous avoir accueilli au module 1 et qui n'ont pas hésité à nous offrir leur aide.

-Monsieur DEHANE et monsieur BELAID du module 3 pour leur accueil et pour nous fourni la documentation.

Nous adressons nos vifs remerciements à nos familles, nos amis (es) et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

*Rien n'est aussi beau à offrir que le fruit d'un labeur que je dédie du fond
du cœur à ceux que j'aime*

A mes très chers parents, à qui revient le mérite de ma réussite

Pour leurs sacrifices, leur affection et leur amour, que dieu les protège

*A mes extraordinaires frères et sœurs qui sont mes meilleurs (es) amis(es)
et qui font mon bonheur quotidien*

A tous mes proches : grands parents, oncles, tantes, cousins et cousines

A tous mes amis et à toutes mes amies

A Fadila et à sa famille

A Mr. About Houcine et à sa famille

Djida

Dédicaces

*Rien n'est aussi beau à offrir que le fruit d'un labeur que je dédie du fond
du cœur à ceux que j'aime*

A la mémoire de mes grands parents qu'ils reposent en paix

A mes très chers parents que dieu les protège

*A mes extraordinaires frères et sœurs qui sont mes meilleurs (es) amis(es)
et qui font mon bonheur quotidien*

A mon adorable nièce Dassiné

*A Hassiba, Nacera, Khaled, Chouchou, Naoual, Amirouch d'être toujours
là pour moi*

A tous mes proches : oncles, tantes, cousins, cousines et à mes beaux frères

A tous mes amis et toutes mes amies

*A mon groupe du lycée d'Adekar à qui je dis même si on s'est tous perdu de
vue, vous resterez toujours exceptionnels à mes yeux*

A Djida et à sa famille

A Mr. About Houcine, Moussi Nadia et à leurs familles

Fadila

Nomenclature des paramètres

Désignations	Paramètres	Unités
P	Pression	kg/cm ²
T	Température	°C
F	Débits massiques de MEG	kg /h
G	Débit de gaz	m ³ /h
THF	Température	°C
ΔT	Abaissement de température	°C
U	Point d'injection	
I	Indicateur	t/h
N	Nombre d'unité	
Y	Teneur en eau	kg/m ³
Q	Quantité d'eau	kg/h
‡	Taux de MEG	%
δ	Pertes	kg/an
K	Constante	

MEG : Mono Ethylène Glycol

Nomenclature des équipements

Symbole	Signification
D101, D102, D103, D104, D105, D106, D107, D108	Ballons séparateurs
E102, E103, E104, E106	Echangeurs de chaleur
E101, E107, E108	Aero-réfrigérants
H101, H102	Fours
C101	Colonne déethaniseur
C102	Colonne débutaniseur
K101	Turbo-expander
K002	Compresseur des gaz moyennes pressions
P101, P102, P103, P104, P105	pompes

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Les différentes zones de Hassi R'Mel.....	6
Tableau III.1 : Caractéristiques des trois structures d'hydrates.....	30
Tableau VI.1 : Résultat des calculs de la TFH pour le cas été.....	54
Tableau VI.2 : Débits de MEG injectés actuellement au niveau du MPP4.....	55
Tableau VI. 3 : Résultat des calculs : Cas ETE.....	61
Tableau VI. 4 : Résultat des calculs du nombre d'unité à réduire: Cas ETE	62
Tableau VI.5 : Résultat des calculs de la TFH : Cas HIVER.....	63
Tableau VI.6 : Résultat des calculs des débits de MEG : Cas HIVER.....	63
Tableau VI. 7 : Résultat des calculs de débit réel du MEG : Cas HIVER.....	64
Tableau VI. 8 : Résultat des calculs du nombre d'unités à réduire : Cas HIVER.....	64
Tableau VI.9 : récapitulatif des résultats.....	65
Tableau VI.10 : récapitulatif des résultats.....	70

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Situation géographique du site de HASSI R'MEL.....	3
Figure I.2 : La carte géométrique des champs de HASSI R'MEL.....	4
Figure I.3 : Section haute pression.....	7
Figure I.4 : Section stabilisation.....	9
Figure I.5 : Section fractionnement.....	10
Figure II.1 : Répartition des réserves de gaz naturel en 2009.....	13
Figure II.2 : Production de gaz naturel en millions de tonnes équivalent pétrole sur la période 1970-2009.....	14
Figure II.3 : Consommation de gaz naturel en millions de tonnes équivalent pétrole de 1965 à 2009.....	15
Figure II.4 : Production du gaz naturel en Algérie.....	16
Figure II.5 : La répartition de réserves gazières en Algérie.....	17
Figure II.6 : Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé.....	18
Figure III.1 : Solubilité de l'eau dans les hydrocarbures liquides.....	23
Figure III.2 : Solubilité du méthane dans l'eau (Culberson and McKetta 1951).....	24
Figure III.3 : Solubilité d'hydrocarbures en fraction molaire*10 ³ à 377.59K.....	24
Figure III.4 : Effet du sel sur la quantité de gaz dissoute dans l'eau (McKetta et Wehe , 1962).....	25
Figure III.5 : Courbe de rosée eau d'un gaz naturel.....	27
Figure III.6 : Structure cristalline de la glace(a) et de la cavité unitaire d'hydrate (b).....	28
Figure III.7 : Géométrie des cavités 5 ¹² (a), 5 ¹² 6 ² (b), 5 ¹² 6 ⁴ (c), 4 ³ 5 ⁶ 6 ³ (d), 5 ¹² 6 ⁸ (e).....	29
Figure III.8 : Structures cristalline d'unité d'hydrate : (a) SI, (b) SII, (c) SH.....	31
Figure III.9 : Cavités constituant les structures SI, SII, SH.....	32
Figure III.10 : courbe de formation des hydrates.....	33
Figure IV.1 : schéma du procédé déshydratation par absorption par lavage avec un liquide hygroscopique.....	38

Figure IV.2 : schéma du procédé d'adsorption sur lit fixe avec des adsorbants solides.....	40
Figure IV.3 : schéma du procédé de déshydratation par perméation gazeuse.....	41
Figure IV.4 : schéma du procédé de déshydratation du gaz par fractionnement par refroidissement et condensation.....	42
Figure VI.1 : Schéma du procédé utilisé au MPP4, montrant les points d'injection du ME (les points exposés au risque de formation des hydrates sont encerclés).....	50
FigureVI.2 : schéma de la section haute pression montrant le point 1 d'injection de MEG.....	51
Figure VI.3: Schéma de la section stabilisation montrant les points d'injection (3 et 6) de MEG.....	51
Figure VI.4 : Diagramme de la spécifique gravité du gaz	53
Figure VI.5 : Schéma simplifié du procédé de refroidissement avec injection de MEG.....	55
Figure VI.6 : Points de congélation des glycols en fonction de leurs compositions massiques.....	58
Figure VI.7 : diagramme de McKetta et Wehe.....	59
Figure VI.8 : Diagramme de pression de vapeur pour différents glycol.....	67

SOMMAIRE

Introduction	1
Chapitre I : Présentation du champ de HASSI R'MEL	
I.1.Situation géographique.....	3
I.2.Historique du champ de HASSI R'MEL.....	4
I.3. Développement du champ de HASSI R'MEL.....	4
I.4. La capacité de production actuelle.....	5
I.5. Installation gaziers de HASSI R'MEL.....	5
I.6.Traitement du gaz.....	6
I.7. Description du module IV.....	7
I.7.1.Section séparation à haute pression.....	7
I.7.2. Section fractionnement et stabilisation.....	8
I.8. Ojectifs du procédé.....	11
Chapitre II : Généralités sur le gaz naturel	
II.1. Historique.....	12
II.2. Le gaz naturel dans le monde.....	13
II.2.1. Les réserves en gaz naturel.....	13
II.2.2. La production du gaz naturel.....	14
II.2.3. La consommation du gaz naturel.....	14
II.3. Le gaz naturel en Algérie.....	15
II.3.1. Richesse Algérienne en gaz naturel.....	15
II.3.2. Les réserves gazières en Algérie.....	16
II.4. Caractéristiques du gaz naturel.....	17
II.4 .1. La densité.....	17
II.4.2. Pouvoir calorifique.....	17
II.5. Gaz associé.....	18

II.6. Avantages et inconvénients du gaz naturel.....	18
II.6.1. Avantages.....	18
II.6.2. Inconvénients.....	18
II.7. Utilisation et valorisation du gaz naturel.....	19
II.7.1. Utilisation.....	19
II.7.2. Valorisation.....	20

Chapitre III : Les hydrates

III.1. Introduction.....	21
III.2.2. Eaux de gisements.....	22
III.2.1. Solubilité du gaz naturel dans l'eau.....	22
III.2.3. Salinité de l'eau.....	25
III.2.4. Teneur en eau des gaz naturels.....	25
III.2.5. Mesure de la teneur en eau en laboratoire.....	26
III.3. Bref historique des hydrates.....	27
III.4. Définition des hydrates.....	27
III.5. Les cavités des hydrates.....	29
III.6. Structures des hydrates.....	30
III.6.1. Structure SI.....	30
III.6.2. Structure SII.....	30
III.6.3. Structure SH.....	30
III.7. Les conditions de formation des hydrates.....	33
III.8. Courbe (P, T) de formation des hydrates.....	33
III.10. Inconvénients des hydrates.....	34
III. 11. Prévention des hydrates.....	34

Chapitre IV : Déshydratation du gaz naturel

IV.1.Introduction.....	37
IV.2. Problèmes liés à la présence d'eau dans le gaz naturel.....	37

IV.3. Déshydratation du gaz naturel.....	37
IV.3.1 Absorption par lavage avec un solvant hygroscopique.....	38
IV.3.1.1. Description du procédé.....	38
IV.3.1.2. Les propriétés recherchées pour le liquide de lavage.....	38
IV.3.1.3. Type d'absorbants.....	39
IV.3.2. Adsorption sur lit fixe par des adsorbants solides.....	39
IV.3.2.1. Description du procédé.....	39
IV.3.2.2. Les caractéristiques spécifiques de l'adsorbant.....	40
IV.3.2.3. Les adsorbants les plus couramment utilisés.....	41
IV.3.3. Perméation gazeuse	41
IV.4 .Fractionnement par refroidissement et condensation.....	42
IV.5. Critères de choix.....	43
IV.6. Procédé utilisé au MPP4.....	43
IV.6.1 Description du procédé.....	43
IV.6.2 Les points de refroidissement liés au risque de formation d'hydrates.....	44
IV. 6.3 Injection d'un inhibiteur.....	44

Chapitre v : Les glycols

V.1.Introduction.....	46
V.2. Les glycols.....	46
V.2.1. Définition du glycol.....	46
V.2.2. Les types du glycol industriel.....	46
V.2.3. Fabrication des glycols.....	46
V .2.4. Les Principales utilisations en pétrochimie.....	47
V.2.5. Le mécanisme d'absorption.....	47
V.2.6 .Précaution à prendre pour les glycols.....	47
V.2.7. Critères de choix du glycol.....	48

V.3. Choix du MEG au MPP4.....	48
V.4. L’impact des vapeurs de glycol.....	48
V.4.1. L’éthylène glycol.....	48
V.4.2 Danger d’ingestion.....	49
V.4.3. Exposition aux vapeurs et aux brouillards.....	49
CHAPITRE VI : OPTIMISATION DE LA CONSOMMATION DU MEG	
VI.1.Introduction.....	50
VI.2.Prévention de la formation des hydrates.....	51
VI.2.1.Méthode de la spécifique gravité du gaz.....	51
VI.2.2.Détermination de la température de formation des hydrates (TFH).....	52
VI.3. Optimisation des débits d’injections de la solution MEG.....	54
VI. 3.1.Cas actuel (débits de glycol injectés actuellement au MPP4).....	54
VI.3.2. Calcul des débits réels (optimisés) à injecter.....	55
VI.3.3. Calcul du nombre d’unités à rajouter ou à réduire.....	61
VI.3.4. Calcul de la TFH.....	63
VI.3.5.Débits de glycol injectés (F) actuellement au MPP4.....	63
VI.3.6. Calcul du nombre d’unités à réduire.....	64
VI.3.7.Comparaison entre le cas été et le cas hiver.....	65
VI.3.7.1.Discussion des résultats.....	65
VI.4. Estimation des pertes.....	66
VI.4.1. Pertes par vaporisation dans le gaz.....	66
VI.4.2. Pertes par solubilité de l’inhibiteur dans les hydrocarbures.....	68
VI.4.3. Pertes au régénérateur.....	68
VI.4.4. Pertes diverses.....	68
VI.5. Pertes moyennes annuel et par train.....	69
VI.6. Essai de minimisation de la concentration du MEG hydraté.....	69
Conclusion	72

INTRODUCTION GENERALE

L'Algérie figure parmi les plus grands pays producteurs du gaz naturel. Elle s'attelle depuis plusieurs années à une gestion rationnelle, optimale et efficace de ses réserves d'hydrocarbures, par le développement d'une stratégie de valorisation de ces ressources.

Ainsi, le champ de Hassi-R'mel de par son importance constitue un des éléments clés de la mise en œuvre de cette stratégie. Cinq modules de traitement du gaz naturel ont vu le jour dans cette région, faisant appel à différents procédés du génie chimique comme la séparation, les transferts de chaleur et de matière,...etc. L'optimisation des rendements de ces modules nécessite l'utilisation de produits chimiques très coûteux, sollicitant un suivi rigoureux et permanent de leur consommation [1,2].

Lors de son traitement, le gaz naturel brut passe par plusieurs étapes afin d'obtenir un produit fini qui s'adapte aux normes de commercialisation. Parmi ces étapes, l'abaissement des températures permettant de séparer et récupérer les hydrocarbures lourds. Cette étape, très importante pose le problème de formation des hydrates ; cristaux de glace que forme l'eau avec certains composés du gaz naturel [1-3] ce qui est à l'origine du bouchage de certaines canalisations des installations et des pipe-lines. La détermination des conditions auxquelles ces hydrates se forment est d'une importance capitale afin de pouvoir fixer les paramètres de service de telle sorte à éviter leur formation.

Actuellement, sur le site de Hassi R'mel, la déshydratation du gaz naturel est assurée par injection d'un inhibiteur chimique en l'occurrence le Mono Ethylène Glycol. C'est ce dernier qui est utilisé au niveau du Module Processing Plant 4 (MPP4) pour remédier au problème de formation des hydrates. L'utilisation de la MEG règle bien le problème de formation des hydrates mais un autre problème dû aux mauvais réglages des débits de MEG injectés et aux pertes rend cette étape de déshydratation du gaz très coûteuse.

Cette étude nous a donc été proposée avec comme objectif d'optimiser les débits d'injection du Mono Ethylène Glycol (MEG) au niveau du MPP4 en respectant la condition principale à savoir éviter toute formation d'hydrates. Cette optimisation est demandée pour des raisons économiques et environnementales puisque le MEG est connue pour sa toxicité et ses effets nocifs sur l'environnement et la santé publique.

Introduction générale

Le travail que nous avons réalisé comporte six chapitres :

Le chapitre I est consacré à la présentation du champ gazier de Hassi-R'mel et une description détaillée du procédé de traitement du gaz naturel utilisé principalement au niveau du Module Processing Plant 4(MPP4).

Le second chapitre nous l'avons consacré quant à lui aux généralités sur le gaz naturel dans le monde et plus particulièrement en Algérie.

Le troisième chapitre est scindé en deux parties. La première partie concerne les eaux dans les gisements du gaz naturel et la deuxième présentant les généralités concernant les hydrates de gaz engendrés par la présence d'eau dans le gaz et les paramètres de service du processus.

Dans le chapitre IV, nous avons présenté les différents types de procédés de déshydratation du gaz naturel en général et celui choisi au MPP4 en particulier.

Dans le chapitre V, quant à lui, nous avons présenté les glycols en général. Leur fabrication, leurs utilisations, leurs avantages et inconvénients ainsi que les critères de choix des glycols ont été présentés. Une attention particulière au MEG a été apportée.

Le chapitre VI, représente la partie la plus importante de ce travail. Nous avons présenté l'ensemble des résultats relatifs à l'optimisation des débits de MEG à utiliser dans le MPP4 ainsi que nos interprétations.

CHAPITRE I

PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI R'MEL

I.1.Situation géographique

Le gisement de Hassi R'Mel est situé à 607,2 km au sud de Bejaia, entre les wilayas de Ghardaïa et Laghouat. Dans cette région relativement plate du Sahara, l'altitude moyenne est d'environ 750 m au-dessus du niveau de la mer. Le climat est caractérisé par une pluviométrie faible (140 mm/an) et des humidités moyennes de 19 % en été et 34 % en hiver.

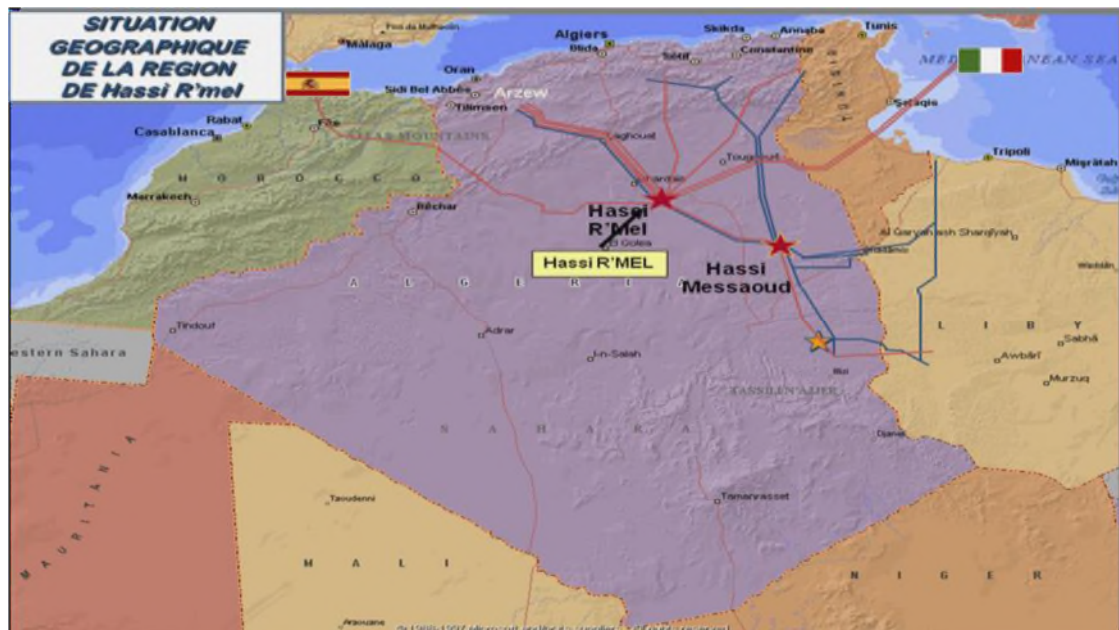


Figure I.1: Situation géographique du site de Hassi R'Mel

Le gisement de Hassi R'Mel est l'un des plus grands gisements de gaz à l'échelle mondiale. Il a une forme d'ellipse et s'étale sur plus de 3500 km² ; 70 km du Nord au Sud et 50 km d'Est en Ouest. Il se situe à une profondeur de 2200 m et la capacité du gisement est de l'ordre de 3000 milliards de mètre cubes récupérables.

I.2. Historique du champ de HASSI R'MEL

En s'intéressant à la région depuis 1951. Le forage du premier puits d'exploitation a eu lieu en 1952 à quelques kilomètres de Berriane. Dans le champ de Hassi R'mel, le premier puits (HR1) a été foré en 1956 sous le sommet de l'anticlinal que constitue le gisement de Hassi R'mel. Ce puits a mis en évidence la présence d'un gaz riche en condensât dans le trias gréseux à une pression de 310 atmosphères et 90°C. La profondeur atteinte est de 2332 m et le forage révéla la présence d'un réservoir de gaz humide. De 1957 à 1960 furent forés 8 puits (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7, HR8 et HR9) qui ont mis à jour l'existence de trois réservoirs. Le champ de Hassi R'mel est une vaste étendue de plus de 3500 km² (70 km de long sur 50 km de large). Les réserves trouvées en place sont évaluées à plus de 2800 milliards m³.

I.3. Développement du champ de HASSI R'MEL

Le développement de Hassi-Rmel s'est trouvé étroitement lié au développement de l'industrie du gaz dans le monde et les importantes réserves recelées par ce gisement. En effet, plus de 2000 milliards de m³ ont constitué un atout important pour lancer une politique d'industrie gazière de grande envergure pour le pays.

Trois étapes importantes ont marqué le développement du champ de Hassi-R'mel :

- **Première étape**

1961 : Réalisation d'une petite unité de traitement de gaz de 1,3 milliards de m³ par an. Cette réalisation a coïncidé avec la construction de la première usine de liquéfaction de gaz en 1964. En 1969, la capacité de traitement est portée à 4 milliards de m³ par an.

- **Deuxième étape**

La capacité de traitement du champ de Hassi-R'mel a atteint 14 milliards de m³ par an après la nationalisation des hydrocarbures en 1971.

- **Troisième étape**

Cette période a permis de concrétiser un plan de développement qui concerne l'ensemble du champ en mesure de répondre aux besoins énergétiques du pays ainsi qu'aux besoins de nos partenaires. Ce plan a permis également de doter Hassi R'mel d'un modèle d'exploitation en mesure d'optimiser la récupération de différents produits.

I.4. La capacité de production actuelle

Le développement final du champ a permis d'atteindre les capacités de production suivantes :

- 100 milliards de mètre cubes de gaz par an.
- 12 millions de tonnes de condensât par an.
- 2.5 millions de tonnes de GPL par an.
- 700 mille tonnes de pétrole brut par an.

I. 5. Installations gazières de HASSI R'MEL

Le plan d'ensemble des installations gazières implantées sur le champ de Hassi R'Mel est élaboré de façon à avoir une exploitation rationnelle du gisement et pouvoir récupérer le maximum de liquide. 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 tel que présenté sur la figure I.2 ci-dessous.

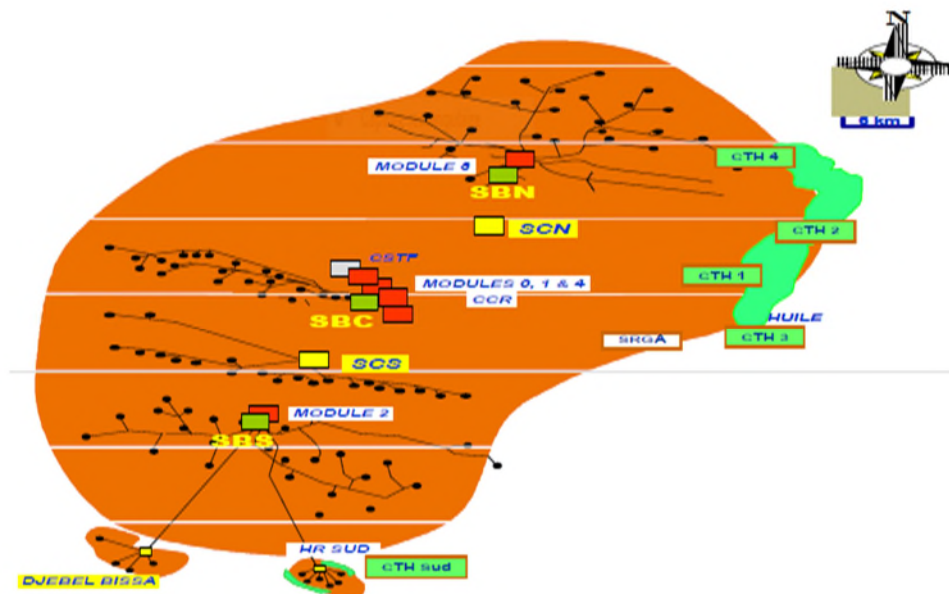


Figure I.2 : Carte des champs de HASSI R'MEL et les sites des Modules

Les installations mises en œuvre sont comme suit :

Dans le tableau 1 sont regroupées les différentes zones du site de Hassi R'Mel :

Tableau I.1 : Différentes zones de Hassi R'Mel

Zone Centre	Zone Nord	Zone Sud
- Module de traitement de gaz 0, 1 et 4 et les installations communes (communs ou Phase B). -Station Boosting centre (SBC). - Centre de stockage et de transfert (CSTF). - Centre national de dispatching de gaz (CNDG). - Station de récupération des gaz associés (SRGA).	-Module de traitement de gaz 3. - Station de compression nord (SCN).	-Module de traitement de gaz 2. - Station de compression sud (SCS). - Centre de traitement de gaz CTG/Djebel-Bissa. - Centre de traitement de gaz CTG/HR-Sud.

I.6. Traitement du gaz

Le choix d'un procédé de traitement se fait sur la base des critères suivants:

- Le taux de récupération des hydrocarbures liquides visés ;
- La spécification des produits finis ;
- Le coût global des investissements.

La région de Hassi R'Mel a vu se développer deux types de procédés de traitement de gaz. On commence par le procédé PRITCHARD qui est utilisé au niveau du Modules (0) et (1) et le procédé HUDSON utilisé dans les Modules (2), (3) et (4).

- **Le procédé PRITCHARD** : Il se base sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des détentes simples avec en plus l'utilisation du propane comme fluide réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de - 23 °C.
- **Le procédé HUDSON** : Il se base sur le refroidissement de gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées par une détente à travers une machine dynamique appelée Turbo-Expander qui permet d'atteindre une température de - 40 °C.

Le procédé HUDSON est plus performant et permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

I.7. Description du module 4

L'unité de traitement de gaz, Module 4, est constituée essentiellement de trois trains identiques d'une capacité de production de 20 million m³ / jour de gaz chacun. Chaque train comporte deux sections soit une section de séparation à haute pression et une section de stabilisation et de fractionnement.

En plus des trois trains, une section d'utilités communes est prévue pour assurer le fonctionnement du Module 4.

I.7.1. Section séparation à haute pression

Le but de cette section est de récupérer le maximum d'hydrocarbures liquides et de produire du Gaz sec en respectant les spécifications (Figure I.3).

Le Gaz brut issu des puits est acheminé à travers les collecteurs du Module 4 en phase mixte à 110 kg/cm² et 48 °C de pression et de température respectivement. A son entrée au train, le gaz est séparé en trois courants de même débits dans un appareil appelé diffuseur D001. Chacun des trois courants est ensuite refroidi en traversant l'aéroréfrigérant E101 jusqu'à la température de 39.6 °C avant de subir la première séparation dans le séparateur à trois phases D101 à la pression de 109.9 kg/cm². L'eau libre quittant le séparateur est drainée vers le borbier tandis que les hydrocarbures liquides sont flashés à 32.03 kg/cm² et 30.3 °C dans le ballon séparateur (D105) riche en condensât.

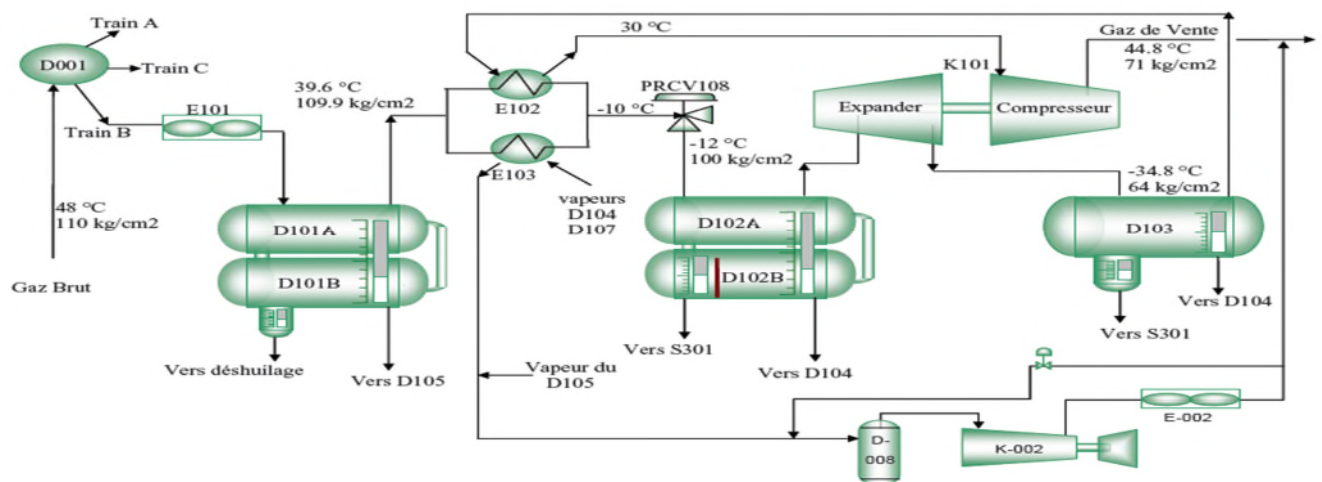


Figure I.3 : Section Haute pression

Le Gaz généré du séparateur à haute pression D101 est refroidi à travers les échangeurs Gaz-Gaz E102, E103 tube calandre jusqu'à la température de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. A ce niveau, l'injection du monoéthylène glycol (MEG) concentré à 80 % est nécessaire pour éviter la formation des hydrates engendrée par la présence d'eau dans le gaz ce qui peut provoquer le bouchage des conduites.

L'injection du MEG est assurée par un système de pulvérisation placé en amont des échangeurs à haute pression (128 kg/cm^2). Quittant les deux échangeurs, le gaz est détendu une fois isenthalpiquement à travers la vanne joule Thomson PRCV 108 à la température et pression de $-12.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ et 100.5 kg/cm^2 respectivement. Séparé des hydrocarbures liquides dans le ballon séparateur D102, le gaz est ensuite détendu une seconde fois dans le Turbo-Expander K101 côté turbine à la pression de 64.2 kg/cm^2 et une température $-34.8\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Le gaz en fin de détente est séparé du condensât dans le séparateur D103 puis utilisé comme fluide réfrigérant du gaz chaud entrant dans l'échangeur E102. Le procédé produit ainsi ses propres frigories et le système devient autonome.

Le Gaz sortant de l'échangeur E102 à $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ du côté calandre est comprimé à la pression 70.9 kg/cm^2 dans le Turbo-Expander K101 du côté compresseur.

Les hydrocarbures liquides résultants du flash dans les deux séparateurs D102, D103 sont flashés dans un séparateur froid à basse pression 34 kg/cm^2 et à $-41\text{ }^{\circ}\text{C}$. Le Gaz généré est mélangé avec celui du ballon de reflux du dééthaniseur D107 puis passe du côté calandre dans l'échangeur E103. A sa sortie, il est combiné avec le gaz issu du ballon basse pression D105 puis comprimé dans le K002 compresseur des Gaz moyennes pressions à la pression (75.1 kg/cm^2) avant d'être envoyé dans le circuit gaz de vente.

I.7.2. Section fractionnement et stabilisation

Elle constitue la dernière étape dans le procédé de traitement. Elle a pour fonction de séparer et stabiliser le mélange GPL et Condensât, des entraînements des produits légers dans la colonne du dééthaniseur C101 ensuite fractionner le mélange en produits finis : Condensât et GPL dans la colonne du débutaniseur C102.

I.7.2.1. La colonne de stabilisation C101

C'est une colonne de distillation condenseur rebouilleur. Elle est utilisée pour séparer les C_2^- du mélange GPL et Condensât en tête de colonne et minimiser les entraînements du propane par la vapeur du D107, ballon de reflux de la colonne (Figure I. 4).

La colonne est spécifique et composée de deux parties : froide et chaude séparées par le 12^{ème} plateau, appelé plateau accumulateur. Alimentée par deux courants, la colonne de stabilisation C101 travaille sous une pression de 26.52 kg/cm².

La partie froide composée de 12 plateaux est alimentée par la charge issue du D104 au niveau du 5^{ème} plateau à - 26.4 °C. Avant son entrée dans la colonne, la charge est utilisée comme fluide réfrigérant du produit de tête de la C101 à travers le condenseur de tête E106.

La partie chaude est constituée de 16 plateaux, elle est alimentée au 21^{ème} plateau par le courant en provenance du séparateur basse pression (D105) après avoir été préchauffée à 130 °C dans l'échangeur E104 côté calandre.

La vapeur en tête de colonne est partiellement condensée dans l'échangeur E106 puis flashée dans le ballon D107 à la température - 28.2 °C. Le Gaz généré du flash est envoyé à la section compression, K002, tandis que le liquide est pompé au 1er plateau comme reflux à - 28.2 °C.

Pour éviter la formation d'hydrates dans le condenseur et la partie froide de la colonne, une solution de Mono-Ethylène Glycol (MEG) est injectée du côté tube du E106 ainsi que du côté refoulement des pompes de reflux P103A/B.

Les hydrocarbures liquides accumulés dans le 12^{ème} plateau, sont acheminées à l'extérieur de la colonne et séparées du glycol dilué dans le séparateur D106. Les liquides issus du ballon flash sont réintroduits au 13^{ème} plateau, la partie chaude de la colonne, tandis que la vapeur est envoyée au 12^{ème} plateau, partie froide de la colonne.

La chaleur nécessaire pour la vaporisation partielle du résidu, produit de fond de la C101, est assurée par le rebouilleur H101. Les hydrocarbures lourds quittant le Bas de la colonne alimentent directement le 21^{ème} plateau du débutaniseur.

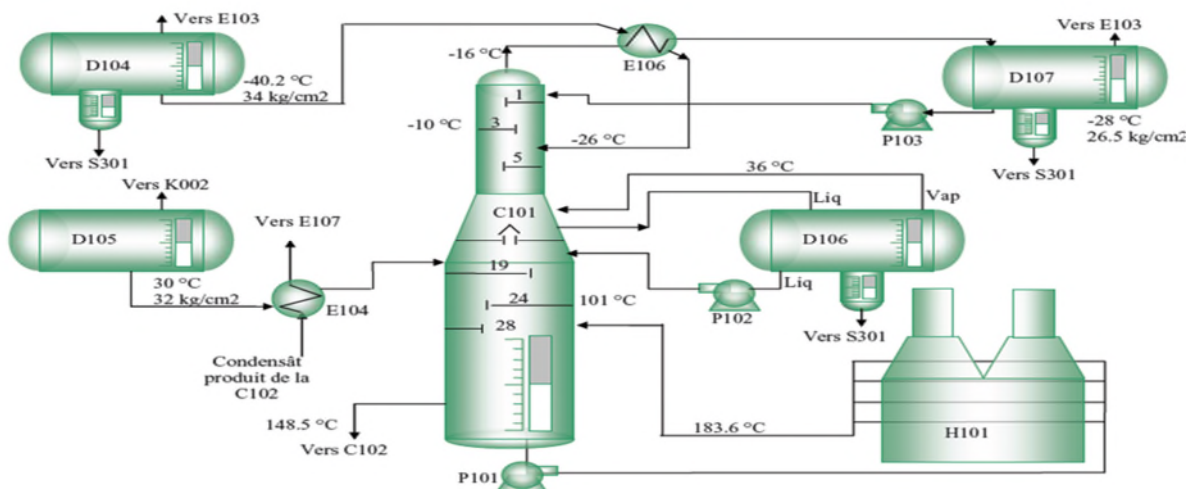


Figure I.4 : Section Stabilisation

I.7.2.2. La colonne de fractionnement (C102)

C'est une colonne de distillation travaillant à 14.53 kg/cm^2 . Elle est constituée de 32 plateaux et alimentée par le fond de la C101 au 21^{ème} plateau (Figure I.5).

La vapeur en tête de colonne est condensée totalement à travers l'aéro réfrigérant E108 à la température de $30 \text{ }^\circ\text{C}$ puis accumulée dans le ballon de reflux D108.

Une partie du liquide du ballon D108 est pompée au premier plateau de la colonne par la pompe P105 comme reflux, tandis que l'autre est envoyée à la section stockage du GPL, D005A, à 14.3 kg/cm^2 puis vers le centre de stockage et transfert des fluides (CSTF).

Dans le cas d'un produit hors spécifications, la partie destinée vers le CSTF est stockée dans des sphères T002A/B afin d'y être retraitée ultérieurement.

Une partie du liquide de fond de colonne est pompée par la P104 vers le H102 rebouilleur du débutaniseur puis chauffé à la température de $217 \text{ }^\circ\text{C}$.

Le produit de fond de la colonne, à la température de $191.9 \text{ }^\circ\text{C}$ est refroidi successivement à contre-courant dans l'échangeur E104 avec l'alimentation de la partie chaude du déethaniseur, puis par l'aéro réfrigérant E107 jusqu'à la température $40 \text{ }^\circ\text{C}$ ensuite envoyé au ballon D003B et finalement pompé avec la P102 vers le CSTF. Dans le cas du produit off spécifications, il est envoyé dans le bac à Condensât T001A/B/C afin d'y être retraité prochainement.

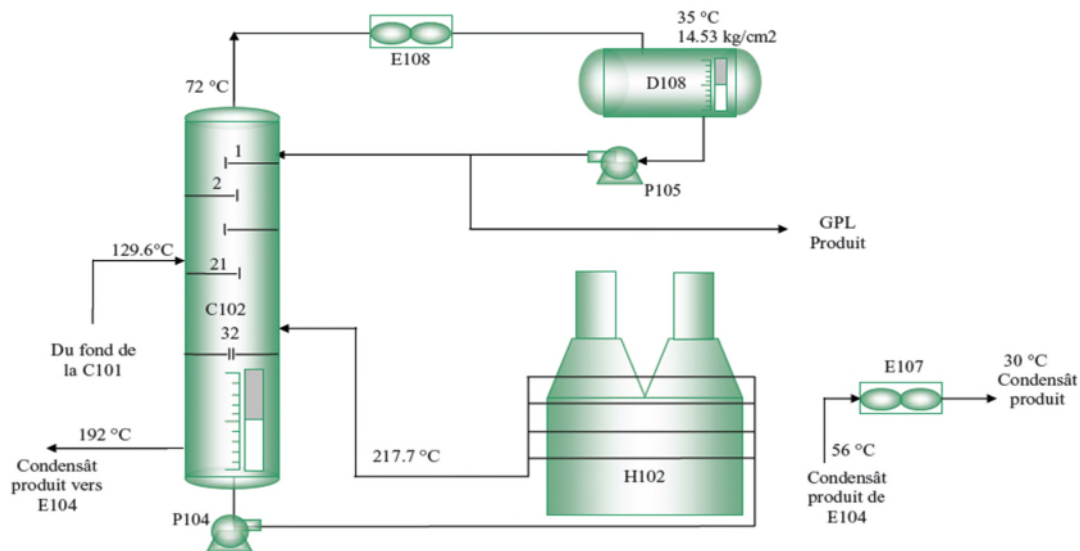


Figure I.5 : Section Fractionnement

Toute la description est basée sur les paramètres actualisés [4].

I.8. Objectifs du procédé

Les principaux objectifs de l'unité de traitement de gaz module processing plant MPP4 sont :

- Produire du gaz de vente avec des spécifications requises.
- Maximiser la récupération du GPL et du Condensât en respectant les spécifications.

Notons que les spécifications sont issues d'un accord exprimé sous forme de contrat entre SONATRACH et ses clients.

En exploitation normale, les spécifications des produits précédemment mentionnés sont :

- **Spécifications du gaz de vente**

Pouvoir calorifique supérieur PCS : 9350 kcal/m³ (min)) et 9450 kcal/m³ (max), cas du design

Teneur massique en eau : Pas plus de 50 ppm

Température : Pas plus de 60 °C

Teneur molaire en C5+ : Pas plus de 0.5 %

Point de rosé : - 6°C à 80.5 bars (max)

- **Spécifications du GPL**

Teneur molaire en C2- : 3 % (max)

Teneur molaire en C5+ : 0.4 % (max)

- **Spécifications du Condensât liquide**

Il doit être stabilisé à une pression de vapeur Reid de 10 Psia (max). [5]

CHAPITRE II**GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL****II.1. Historique**

Le gaz naturel a été découvert au Moyen-Orient au cours de l'antiquité. Il y a de cela quelques milliers d'années, l'apparition soudaine de gaz naturel s'enflammant brutalement était assimilée à des sources ardentes. En Perse, en Grèce ou en Inde, les hommes ont érigé des temples autour de ces feux pour leurs pratiques religieuses. Cependant ils n'évaluèrent pas immédiatement l'importance de cette découverte. C'est la Chine qui a compris l'importance de ce produit autour de l'année 900 avant Jésus-Christ et foré le premier puits aux alentours de l'année 21 avant Jésus-Christ. En Europe, il fallut attendre jusqu'à 1659 pour que la Grande-Bretagne découvre le gaz naturel et le commercialise à partir de 1790. En 1821, à Fredonia (Etats-Unis), les habitants ont découvert le gaz naturel dans une crique par l'observation de bulles de gaz qui remontaient à la surface [2,6].

Au cours du XIX^{ème} siècle, le gaz naturel a presque exclusivement été utilisé comme source de lumière. Sa consommation demeurait très localisée en raison du manque d'infrastructures et de transport qui rendaient difficile l'acheminement de grandes quantités de gaz naturel sur de longues distances. En 1890, un changement important intervient avec l'invention des joints à l'épreuve des fuites. Cependant, les techniques existantes ne permettaient pas de transporter le gaz naturel sur plus de 160 km et ce produit a été gaspillé pendant des années car il le brûlait sur place. Le transport du gaz naturel sur de longues distances s'est généralisé au cours des années 1920, grâce aux progrès technologiques apportés aux gazoducs [2].

Dans les premiers temps de l'exploration du pétrole, le gaz naturel était souvent considéré comme un sous-produit sans intérêt qui entravait même le travail des ouvriers forcés de s'arrêter pour laisser échapper le gaz des poches découvertes lors du forage. Aujourd'hui, et en particulier depuis les crises pétrolières des années 70, le gaz naturel est devenu une source importante d'énergie dans le monde [7].

II.2. Le gaz naturel dans le monde

II.2.1. Les réserves en gaz naturel

Bien que limitées, ces réserves sont très importantes et les estimations concernant leur taille continuent de progresser à mesure que de nouvelles techniques d'exploration ou d'extraction sont découvertes. Les ressources du gaz naturel sont abondantes et très largement distribuées à travers le monde comme le montre la Figure II.1. On estime qu'une quantité significative de gaz naturel reste encore à découvrir [8].

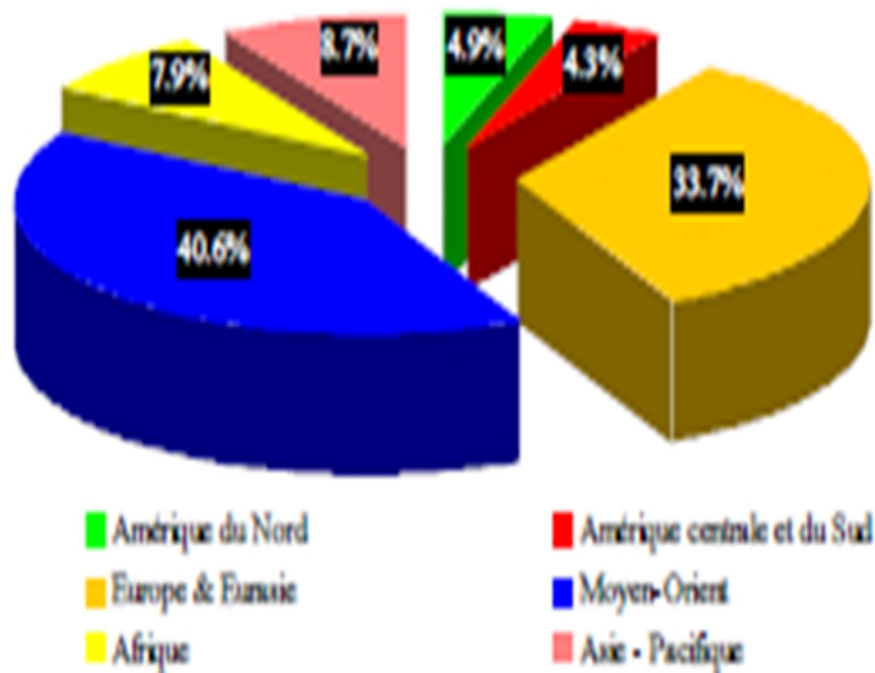


Figure II. 1: Répartition des réserves en gaz naturel en 2009 [8].

Les pays d'Europe & Eurasie et du Moyen-Orient se partagent plus de 74% des réserves mondiales de gaz naturel respectivement 40 % et 33.7% en 2009.

Les réserves mondiales du gaz naturel ont plus que doublé au cours des vingt dernières années et s'élevaient à 187.5 trillions de mètre cubes en 2009.

Le rapport mondial des réserves prouvées de gaz naturel par rapport à la production à son niveau actuel était supérieur à 63 ans en 2009. Ceci représente le temps restant avant l'épuisement des réserves en supposant que les taux actuels de production soient maintenus.

II.2.2. La production du gaz naturel

Les principaux pays producteurs en 2009 étaient l'Europe & l'Eurasie et l'Amérique du Nord avec respectivement 32.5% et 27.4% de la production mondiale. A noter que l'Europe & l'Eurasie et l'Amérique du Nord ont produit 59.9% de la production globale en 2009 (Figure II.2).

La production mondiale totale toujours en 2009 était de 2696 millions de tonnes équivalent pétrole en décroissance de 2.4% par rapport à l'année précédente.

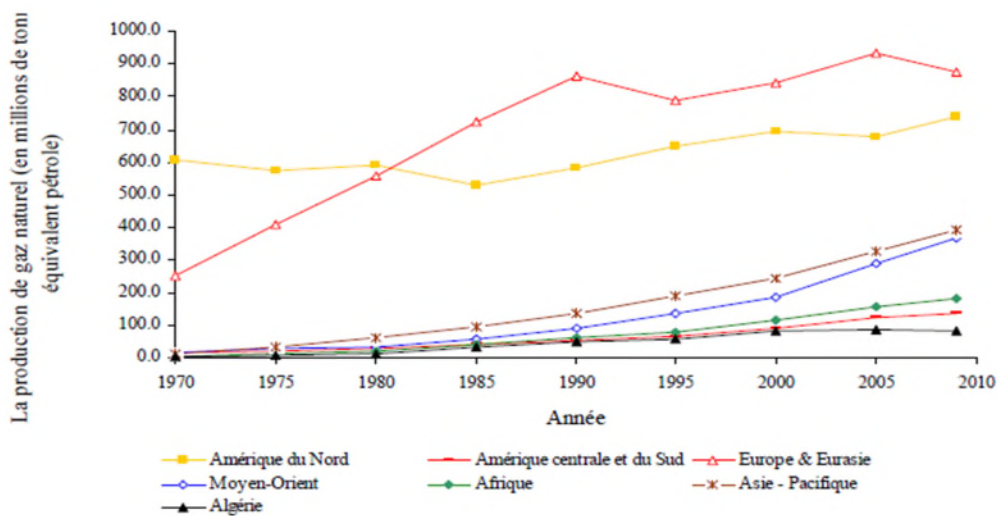


Figure II.2 : Production de gaz naturel en millions de tonnes équivalent pétrole sur la période 1970-2009 [8].

II.2.3. La consommation du gaz naturel

Le gaz naturel représente près du quart de la consommation énergétique mondiale. Comme le montre clairement la Figure II.3, cette consommation a considérablement augmenté au cours des 40 dernières années.

La consommation mondiale totale a représenté environ 2653 millions de tonnes équivalent pétrole en 2009.

Les principaux pays consommateurs de gaz naturel en 2009 étaient les Etats-Unis avec 22.2% de la consommation totale et la Fédération de Russie, avec 13.2%. L'Amérique du Nord et l'Europe & l'Eurasie ont consommé ensemble environ 63.7% du gaz naturel. La part qui revient à l'Europe & l'Eurasie était de 35.9%.

La décroissance de la consommation a été de 2.36% entre 2008 et 2009.

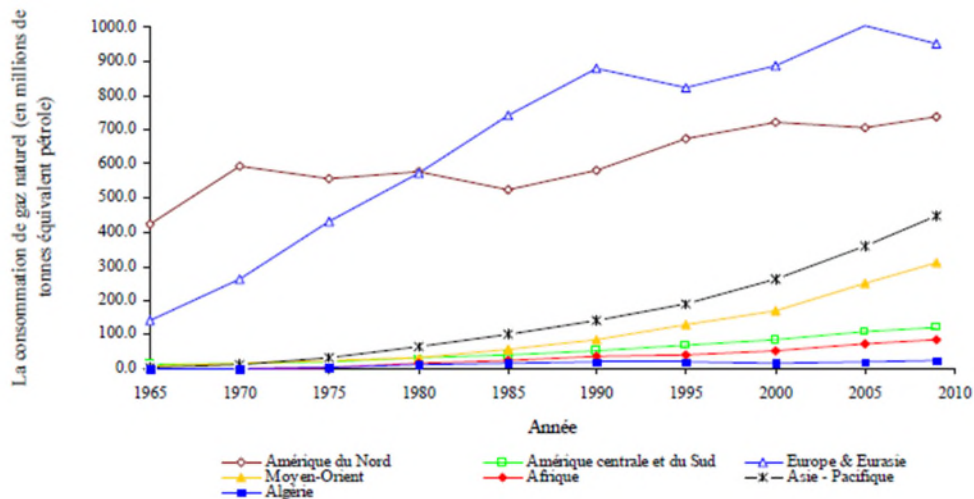


Figure II.3: Consommation de gaz naturel en millions de tonnes équivalent pétrole de 1965 à 2009. [8]

II.3. Le gaz naturel en Algérie

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

A la fin de 1953, 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 et un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir du gaz.

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

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

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été nécessaires avant d'atteindre la phase actuelle du développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle du gaz brut passe de 0.8 à 3.2 milliards de m³ et celle du condensat passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974, un certain nombre d'études sur les réservoirs ont permis de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement a été réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300 10⁶ m³/j.

Un programme de forage complémentaire de 23 puits a été réalisé entre 1971 et 1974.

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

Parallèlement à ce mode de transport, l'Algérie a pu transporter son gaz via des gazoducs reliant directement Hassi R'Mel à l'Europe. C'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc trans-méditerranée qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie [3].

II.3.1. Richesse Algérienne en gaz naturel

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel. Le champ de Hassi R'Mel est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de Aïn Salah a été exploité en l'an 2002. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant environ 10 % des réserves mondiales.

La production de l'Algérie en gaz naturel a atteint 80 milliards de m³ en 2010 (figure II.4). Autrement dit, l'Algérie est devenue le premier exportateur dans ce secteur.

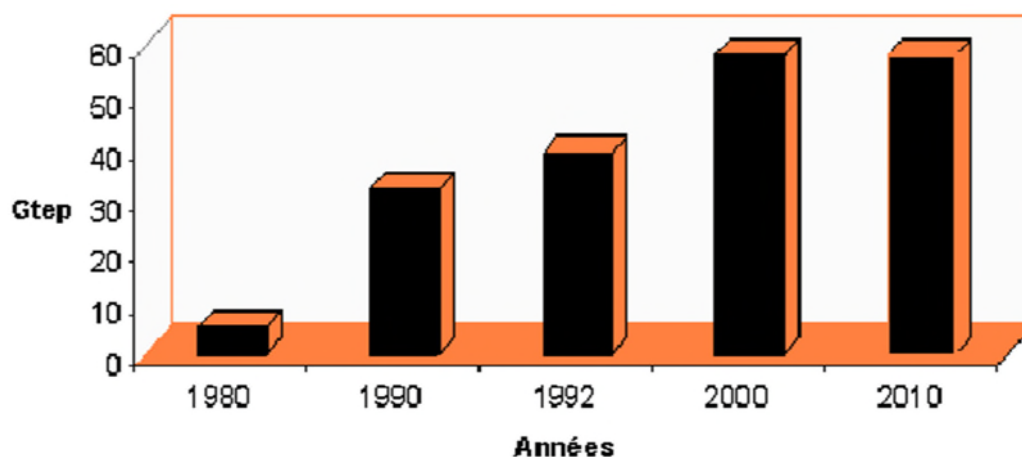


Figure II.4 : Production du gaz naturel en Algérie [3].

II.3.2. Les réserves gazières en Algérie

En janvier 2003 les réserves prouvées du gaz naturel ont été estimées à $4.077 \cdot 10^9$ m³. et au les bassins de Berkine et d'Illizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploitation avec respectivement 51 % et 50 % pendant plusieurs années. Parmi les autres bassins de Berkine qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin de l'Oued Mya où ils une découverte de gaz et de pétrole a eu lieu en 2002. Il en est de même pour les bassins de Timimoune et Hassi Messaoud (Figure II.5).

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7 milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toute les découverte réalisées.

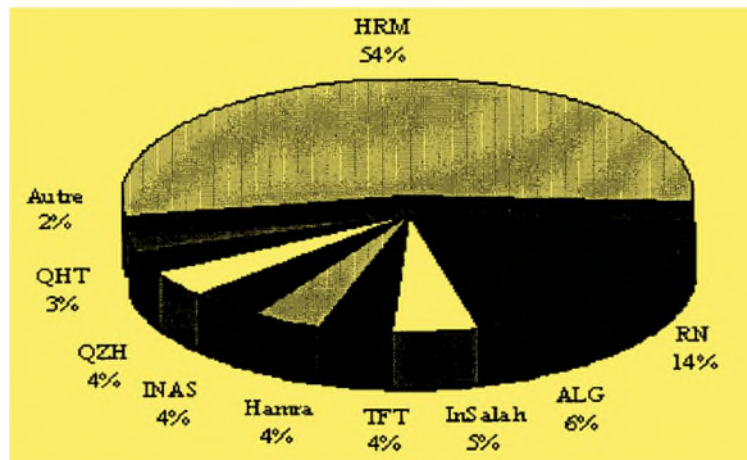


Figure II.5 : La répartition des réserves gazières en Algérie [3].

II.4. Caractéristiques du gaz naturel

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes [9] :

II.4.1. La densité

La densité d'un gaz est définie comme étant le rapport entre la masse volumique du gaz dans les conditions de référence et la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standards.

II.4.2. Le pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (j/m³).

On peut rencontrer deux types de pouvoir calorifique :

- **Pouvoir calorifique supérieur : (PCS)**

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

- **Pouvoir calorifique inférieur : (PCI)**

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur.

II.5. Le gaz associé

Le gaz associé coexiste dans la roche réservoir avec un gisement de pétrole. Il peut être présent sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture (gaz-cap gas) situé au-dessus de la réserve de pétrole (huile). La Figure II.6 représente le cas d'un réservoir d'huile à gaz cap gas [10].



Figure II.6 : Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé.

II.6. Avantages et inconvénients du gaz naturel

II.6.1. Avantages

- Le gaz naturel est une source d'énergie relativement propre.
- Le gaz naturel est une source d'énergie bon marché (le kWh de gaz naturel est environ deux fois moins cher que celui du fuel).
- Le gaz naturel possède un pouvoir calorifique raisonnable ($PCS=10 \text{ kWh/Nm}^3$).
- Le gaz naturel permet de produire de nombreux produits de base pour l'industrie chimique et pétrochimique, comme l'hydrogène, le méthanol et l'ammoniac.

II.6.2. Inconvénients

- Les réserves de gaz naturel sont limitées.
- Le stockage du gaz naturel est délicat.
- Le prix du gaz naturel est indexé sur celui du pétrole.

II.7.Utilisation et valorisation du gaz naturel**II.7.1.Utilisation**

Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être employée dans des domaines très variés comme:

- **Les utilisations domestiques :**

Les applications domestiques sont les principales débouchées du gaz naturel. Ce dernier peut être utilisé pour cuisiner, chauffer une maison ou la climatiser. Le fonctionnement des appareils ménagers au gaz naturel les rend plus économiques. Les frais d'exploitation du matériel fonctionnant au gaz naturel sont généralement plus faibles que ceux liés à d'autres sources d'énergie.

- **Production d'électricité :**

En 2006, au niveau mondial, plus de 20 % de l'électricité est produite à partir du gaz naturel, et cette part ne cesse d'augmenter. Les installations électriques et les fournisseurs d'énergie indépendants emploient de plus en plus le gaz naturel pour alimenter leurs centrales du fait de son faible coût d'exploitation. En général, les centrales fonctionnant au gaz naturel sont moins coûteuses, plus rapides à construire, plus productives et moins polluantes que les centrales utilisant d'autres combustibles fossiles. Les améliorations technologiques en matière de conception, d'efficacité et d'emploi de turbines à cycles combinés ainsi que de processus de cogénération encouragent le recours au gaz naturel dans les industries de production d'énergie.

- **Industrie automobile :**

Le gaz naturel peut être utilisé comme combustible pour les véhicules à moteur de deux manières :

- En tant que gaz naturel comprimé (GNC), qui est la forme la plus répandue ou en tant que gaz naturel liquéfié (GNL).

On estime que les voitures utilisant ce type de combustible émettent 20 % de gaz à effet de serre en moins que les véhicules à essence ou diesel.

- **Piles à combustible :**

La pile à combustible est un dispositif électrochimique qui permet de combiner l'hydrogène et l'oxygène contenus dans l'air afin de produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau. Les

piles à combustible fonctionnent sans combustion. Elles ne polluent donc pratiquement pas. Une pile à combustible peut être utilisée à des rendements beaucoup plus élevés que les moteurs à explosion puisque le combustible est directement transformé en électricité et qu'elle produit plus d'énergie à partir de la même quantité de combustible. La pile à combustible ne possède aucune pièce mobile, ce qui en fait une source d'énergie relativement silencieuse et fiable. Le gaz naturel est un des multiples combustibles à partir desquels les piles à combustible peuvent fonctionner.

- **Applications commerciales**

Les principaux utilisateurs commerciaux du gaz naturel sont les fournisseurs de services (restaurants, hôtels, services médicaux, bureaux...etc.). Les applications commerciales du gaz naturel incluent la climatisation (air conditionné et réfrigération), la cuisson et le chauffage.

II .7.2.Valorisation

Le gaz naturel est la matière première d'une bonne partie de l'industrie chimique et pétrochimique. Il fournit la quasi-totalité de la production d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac, trois produits de base, qui à leur tour servent dans diverses industries comme les Engrais, les Résines, les ; Plastiques, les Solvants.....[10].

CHAPITRE III**TENEUR EN EAU DES GAZ ET STRUCTURES DES HYDRATES****III.1.Introduction**

L'eau est naturellement présente dans le gaz naturel. Si celle-ci se trouve sous forme liquide dans les canalisations de transport, des installations de refroidissement (échangeurs, turbines...) il peut se former dans certaines conditions de température et de pression des hydrates, qui peuvent conduire très rapidement à l'obstruction totale des tuyauteries ou des appareils et à l'interruption pure et simple de la totalité de la production.

Les hydrates sont des cristaux solides qui se forment lorsque les molécules de gaz se trouvent en présence d'eau dans les conditions de pression et de température les plus usuelles en production et lors du transport du gaz par pipeline.

De ce fait il est très important d'avoir un aperçu sur les propriétés et les caractéristiques de l'eau afin de comprendre au mieux les hydrates de gaz avant d'entamer la partie propre à celle-ci [1].

III.2.2. Eaux de gisements

Les eaux de gisements proviennent de l'aquifère sous-jacent. La mise en mouvement de l'aquifère (poussée des eaux) contribue à ralentir le déclin de la pression du réservoir. La présence d'eau est à l'origine non seulement de la formation d'hydrates mais également de dépôts dans les puits de production par cristallisation de sels dissous.

La salinité des eaux de gisements varie entre quelques centaines de ppm pour les eaux douces jusqu'à plus de 400 grammes par litre pour certaines saumures [1].

III.2.3. Solubilité du gaz naturel dans l'eau

Les gaz naturels sont très peu solubles dans l'eau même sous des pressions élevées. La solubilité dans l'eau pure dépend de la pression et de la température.

En général, la solubilité des différents hydrocarbures diminue fortement avec le nombre de carbone à une pression et température données. L'effet de la pression n'est marqué que pour les hydrocarbures les plus légers [11].

Par exemple : la solubilité du butane (en fraction molaire d'hydrocarbure $\times 10^3$) à 104°C et 69 bars est d'environ 0.15 celle du propane est de 0.3 dans les mêmes conditions et elles varient peu avec la pression. La solubilité de l'éthane est autour de 0.6 et varie modérément avec la pression alors que celle du méthane est égale à 1.0 et varie fortement avec la pression.

Si on s'intéresse maintenant à la solubilité de l'eau dans les hydrocarbures liquides, on s'aperçoit que la solubilité augmente cette fois avec le nombre de carbones à l'exception du cas du propane (figures III.1-III.3)

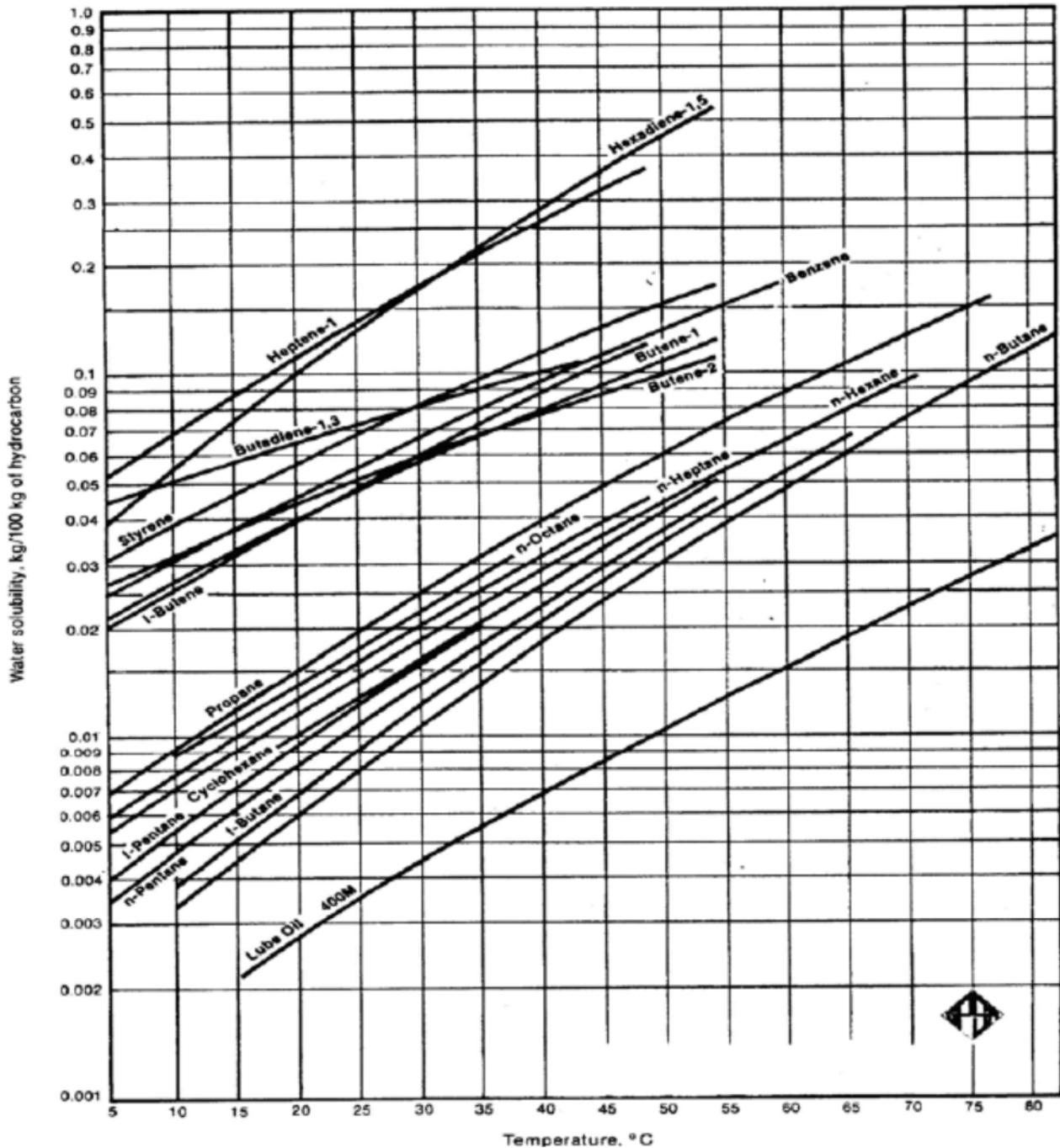


Figure III.1: Solubilité de l'eau dans les hydrocarbures liquides [11].

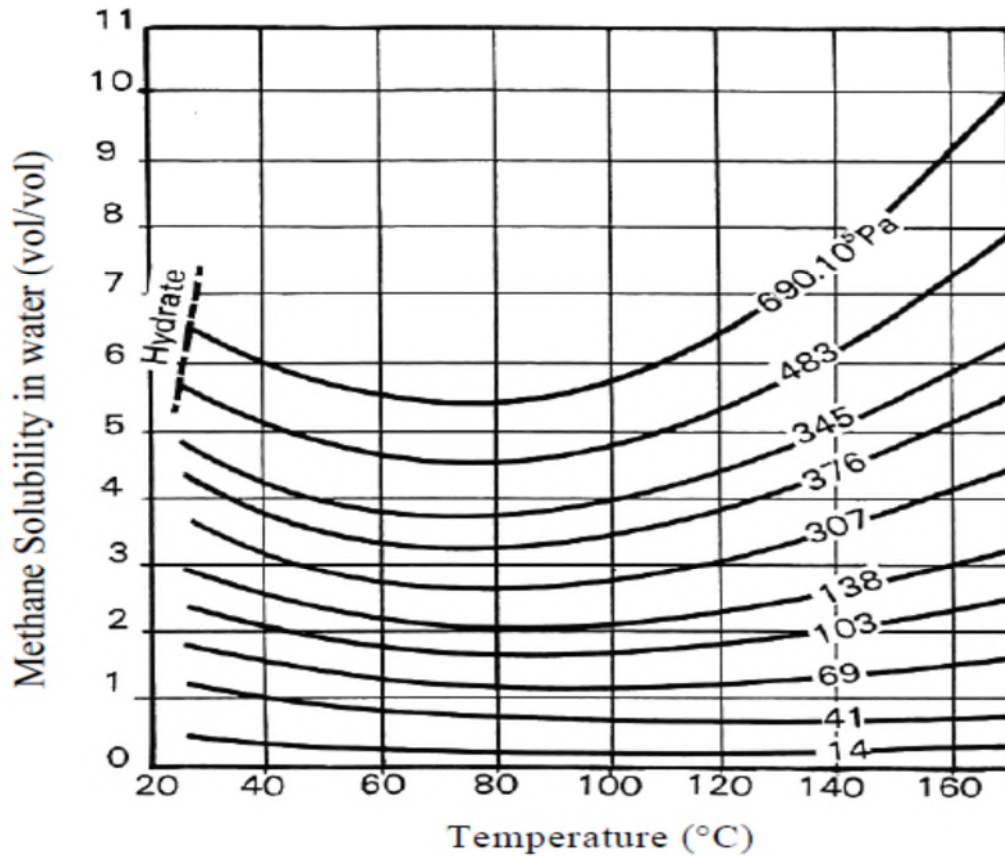


Figure III.2 : solubilité du méthane dans l'eau (Culberson and McKetta 1951) [11].

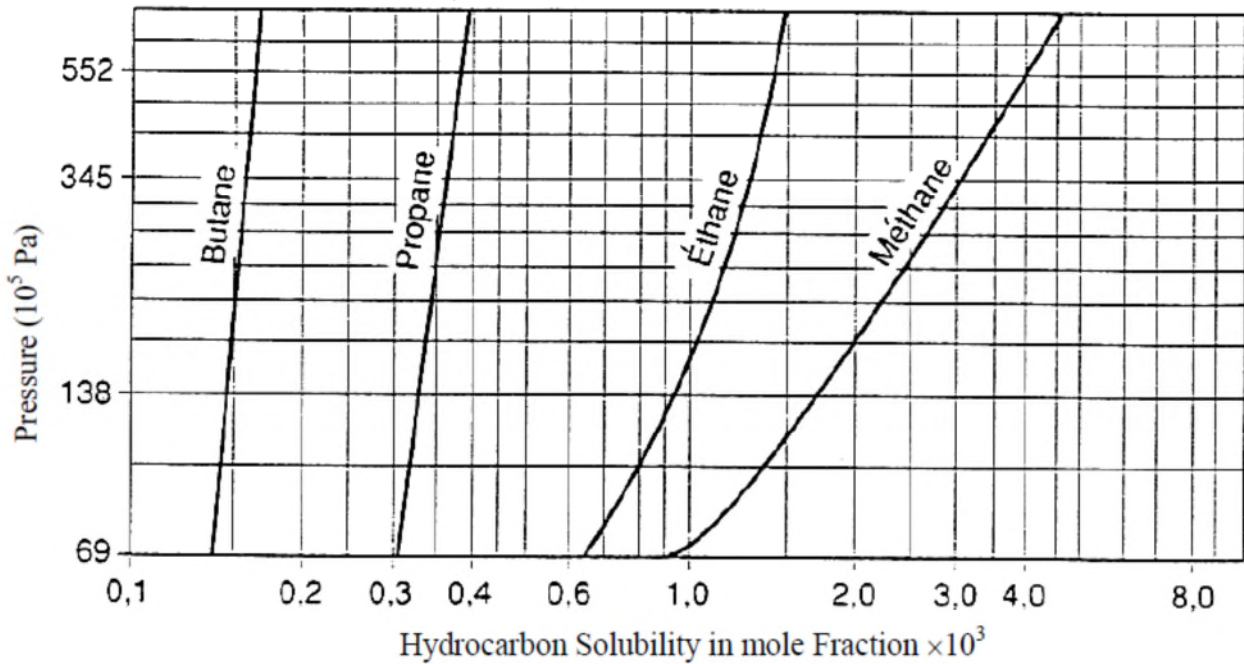


Figure III.3 : Solubilité des hydrocarbures à 377.59 K (de Brooks et al, 1951) [11].

III.2.4. Salinité de l'eau

La salinité des eaux de gisements influence la solubilité : une saumure contient moins de gaz en solution que l'eau pure dans les mêmes conditions. Par exemple, une saumure contenant 100 g/L de sels à 38 °C solubilise 40 % de moins de gaz que l'eau pure dans les mêmes conditions. La figure III.4 montre l'influence de la salinité sur la quantité de gaz dissoute.

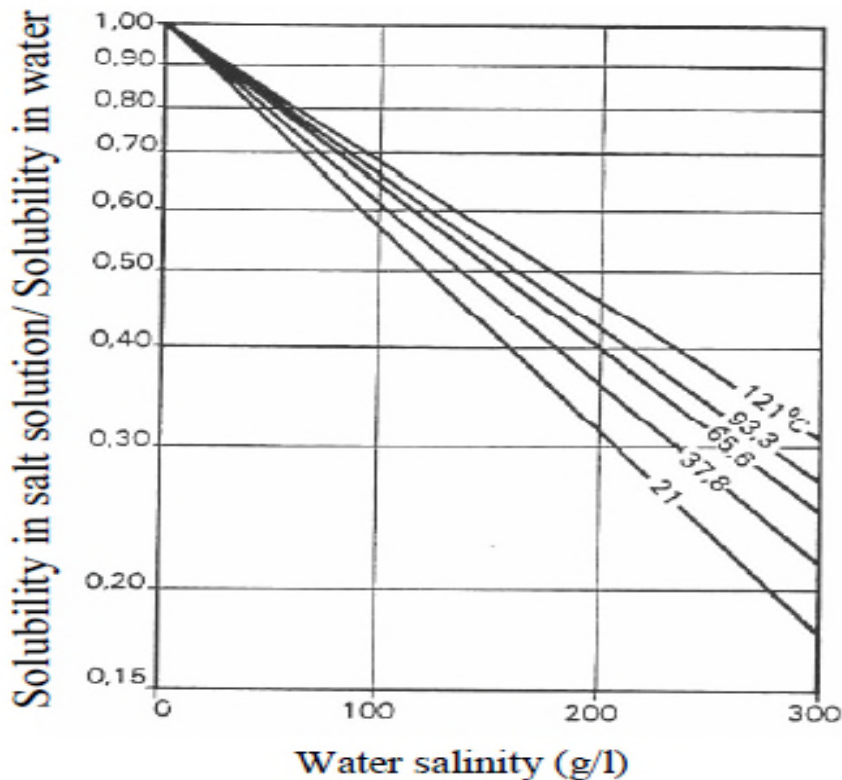


Figure III.4 : Effet du sel sur la quantité de gaz dissoute dans l'eau (McKetta et Wehe, 1962) [11].

III.2.5. Teneur en eau des gaz naturels

La connaissance de la teneur en eau des gaz naturels dans des conditions de pression et de température du processus, nous renseigne sur la quantité d'eau à extraire afin qu'après traitement le gaz soit conforme aux spécifications de transport et de vente (Courbe de MC KETTA et WEHE, 1962) et sur la possibilité de formation des hydrates.

Des corrections de second ordre peuvent être apportées pour tenir compte de la densité du gaz et de la salinité de l'eau (voir les 2 encadrées sur les courbes de Mc KETTA et WEHE). Les sels en solution dans l'eau réduisent sa pression partielle et la teneur en eau du gaz se trouve donc diminuée [11].

III.2.6. Mesure de la teneur en eau en laboratoire

La teneur en vapeur d'eau d'un gaz peut être mesurée par trois méthodes différentes :

- a) Par observation du point de rosée
- b) Par rétention d'eau sur un absorbant
- c) Par absorption dans un liquide (Karl-fischer)

➤ Observation du point de rosée

C'est la méthode la plus utilisée, elle consiste à déterminer la température de début de condensation de l'eau. La mesure est effectuée à l'aide d'un appareil muni d'un miroir argenté sur lequel on fait circuler le gaz à analyser. Le miroir est soumis à un refroidissement de manière continue, sous pression constante jusqu'à la formation de la première goutte de liquide. La température à laquelle apparaît cette goutte de liquide est la température de rosée. Cette méthode est valable tant que la température reste supérieure à la température de formation des hydrates.

Avec ce type d'appareil le point de rosée de l'eau est parfois difficile à distinguer du point de rosée des hydrocarbures.

➤ Rétention de gaz par les absorbants

Cette méthode est réalisée par une absorption sur du perchlorate de Magnésium qu'on fait traverser par une quantité connue de gaz. La quantité d'eau observée peut être déterminée avec précision par une méthode gravimétrique.

➤ la Méthode de Karl Fischer

Cette méthode consiste à déterminer la quantité d'eau dans 1L de gaz. Cette eau est proportionnelle à la quantité d'iode libérée lors de sa réaction avec le réactif de **Karl-Fischer**; mélange de pyridine, d'iode, d'anhydride sulfureux et de méthanol comme solvant.

Connaissant l'évolution de la température et de la pression, dans une installation, il est possible au moyen de la courbe de rosée –eau (figure III.5) du gaz naturel, de déterminer la zone comportant un risque formation des dépôts [1].

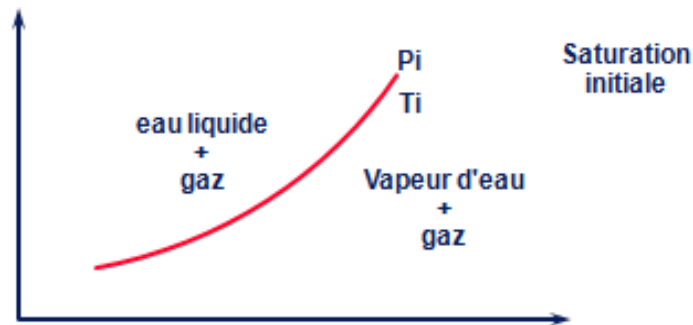


Figure III.5 : Courbe de rosée d'un gaz naturel [1].

III.3. Bref historique sur les hydrates

- Les hydrates ont été découverts pour la première fois par Humphrey Davy et Michael Faraday alors qu'ils travaillaient sur une solution de chlore et d'eau. Ils ont été surpris par la formation d'un solide ressemblant à de la glace mais bien au-dessus de la température de formation de la glace. Ils réalisèrent qu'ils venaient de découvrir un corps spécial.
- Les hydrates restèrent largement une curiosité durant tout le dix-neuvième siècle.
- De Forcrand et Villard découvrirent plus tard plusieurs corps qui forment des hydrates.
- En 1930, Hammer schmidt expliqua le bouchage des pipe-lines hautes pressions par la formation d'hydrates.
- Durant le milieu du vingtième siècle, l'industrie du gaz naturel de l'Amérique du Nord intensifia les recherches sur les conditions favorables à la formation d'hydrates et l'université du Michigan sous la direction de Katz réalisa la plupart de ces recherches.
- Entre 1940 et 1950, Von Stackelberg étudia la structure des hydrates en les caractérisant par la diffraction aux rayons X.
- En 1959, Vander Waals et Platteuw furent les premiers à publier un modèle thermodynamique rigoureux permettant la prédiction de la température de formation des hydrates à une pression donnée [12].

III.4. Définition des hydrates

Les hydrates appartiennent à la classe des clathrates qui sont des composés d'inclusion. Le mot « clathrate » a été utilisé la première fois par Powell en 1948 et il dérive du mot latin « clathratus » qui signifie « encapsuler ». Les clathrates sont des solides cristallisés dont

lesquels certains atomes ou molécules sont piégés dans des cages aménagées par l'assemblage d'un autre type de molécules. Lorsque le réseau cristallin est formé par des molécules d'eau liées entre elles par des liaisons d'hydrogène et les cavités sont occupées par des molécules gazeuses, les clathrates formées sont appelés hydrates [13].

La configuration spatiale des molécules d'eau dans un réseau cristallin d'hydrates est différente de celle de la glace, sachant que, dans les réseaux, chaque molécule d'eau est reliée à quatre autres molécules d'eau. La glace, sous les conditions normales de température et de pression, a une structure hexagonale. Les molécules d'eau dans la glace forment des canaux ininterrompus tandis que ces molécules, dans le cas de l'hydrate forment des cavités ayant une taille relativement grande. Les cavités formées sont stabilisées par les molécules du gaz retenues dans les encages. La Figure III.6 présente la structure de la glace et le motif de base de la structure des hydrates.

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 à celui de la cavité pour que celle-ci puisse entrer dans la cavité, mais il doit être aussi grand pour assurer une stabilité au cristallin. Les hydrates les plus étudiés sont les hydrates du gaz naturel, comme CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , H_2S et CO_2 qui sont tous à l'état gazeux dans les conditions ambiantes.

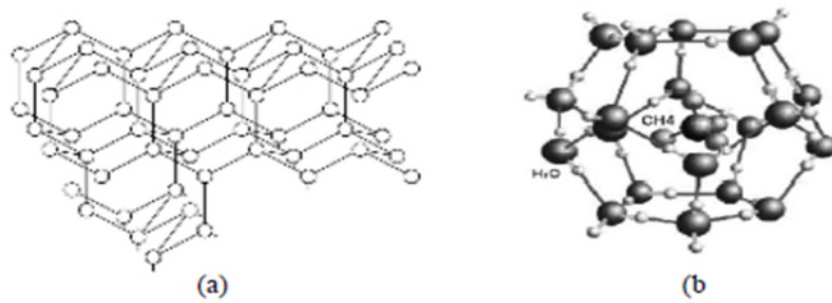


Figure III.6 : Structure cristalline de la glace(a) et de la cavité unitaire d'un hydrate(b) [13].

Les constituants présents à l'état liquide peuvent aussi s'insérer dans les cavités et former des hydrates, mais ils ont typiquement une nature cyclique comme le cyclohexane et le méthyl cyclohexane.

III.5. Les cavités des hydrates

Une cavité étant délimitée par plusieurs faces quasi planes et polygones, chacune de ces faces est caractérisée par son nombre de cotés n affecté de l'exposant m ; m représente le nombre de fois où la face intervient dans la construction de la cavité. Ainsi, la cavité $4^35^66^3$ est limitée par trois faces carrées, six faces pentagonales et trois faces hexagonales.

Il existe plusieurs types de cavités dont 5 types sont plus courants et mieux connus. Ce sont : 5^{12} , $5^{12}6^2$, $5^{12}6^4$, $4^35^66^3$ et $5^{12}6^8$ respectivement notés C_1 , C_2 , C_3 , C_4 et C_5 .

Les atomes d'oxygène sont localisés aux points d'intersections des lignes. Chaque ligne représente une liaison moléculaire oxygène-hydrogène en interaction avec l'atome d'oxygène voisin. Nous n'avons représenté que les 5 types de cavités (Figure III.7) [13,14].

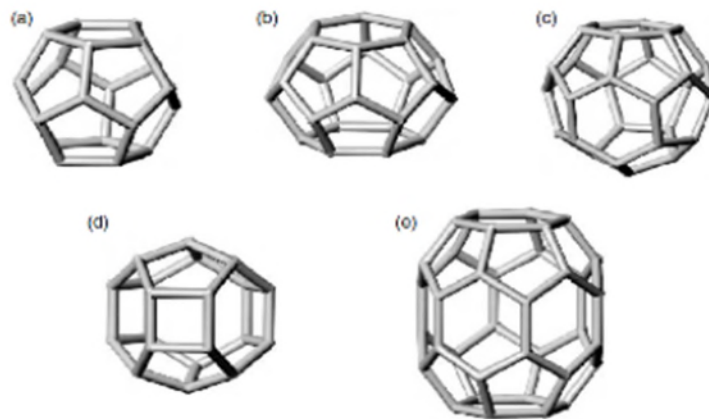


Figure III.7 : Géométrie des cavités 5^{12} (a), $5^{12}6^2$ (b), $5^{12}6^4$ (c), $4^35^66^3$ (d), $5^{12}6^8$ (e) [14].

- **Liaison de l'hydrocarbure à sa cavité**

Un hydrate de gaz se présente comme un solide cristallin semblable à la neige poudreuse ou bien à la glace. Le solide reste stable à une température supérieure à 273,15 K pour une pression de 1 bar. Un hydrate de gaz est dit composé d'insertion de type clathrate, c'est à dire une cavité tridimensionnelle formée par des molécules d'eau maintenues par des liaisons hydrogènes où sont piégées des molécules de gaz à l'intérieur. Le gaz piégé est maintenu par des liaisons de Van Der Waals à la cavité. On dénombre 125 composés capables de s'hydrater [3].

III.6. Structures des hydrates

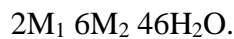
Trois types de structures ont été clairement identifiés : cubique SI, cubique SII et hexagonale SH représentée sur la Figure III.8. Leur stabilité dépend de la pression, de la température et de la composition des gaz.

III.6.1. Structure SI

La structure SI est constituée de deux types de cavités :

- Deux cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Six cavités constituées de 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales ($5^{12}6^2$).

Cette structure est composée de 46 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :



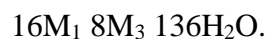
M_1 désigne une molécule occupant les cavités 5^{12} , M_2 désigne une molécule occupant les cavités $5^{12}6^2$. Ici, l'hydrate est supposé complètement rempli[14].

III.6.2. Structure SII

La structure SII est constituée de deux types de cavités :

- Seize cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Huit cavités constituées de 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales ($5^{12}6^4$).

Cette structure est composée de 136 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :



M_1 désigne une molécule occupant les cavités 5^{12} ; M_3 désigne une molécule occupant les cavités $5^{12}6^4$ [14].

III.6.3. Structure SH

La structure H est composée de trois types de cavités :

- Trois petites cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Une grande cavité constituée de 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales ($5^{12}6^8$).
- Deux cavités intermédiaires entourées de 3 faces carrées, 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales ($4^35^66^3$).

Cette structure est composée de 34 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :

$3M_1 2M_4 34H_2O$.

M_1 désigne une molécule occupant les cavités 5^{12} , M_4 désigne une molécule occupant les cavités $4^35^66^3$, M_5 désigne une molécule occupant les cavités $5^{12}6^8$ [14].

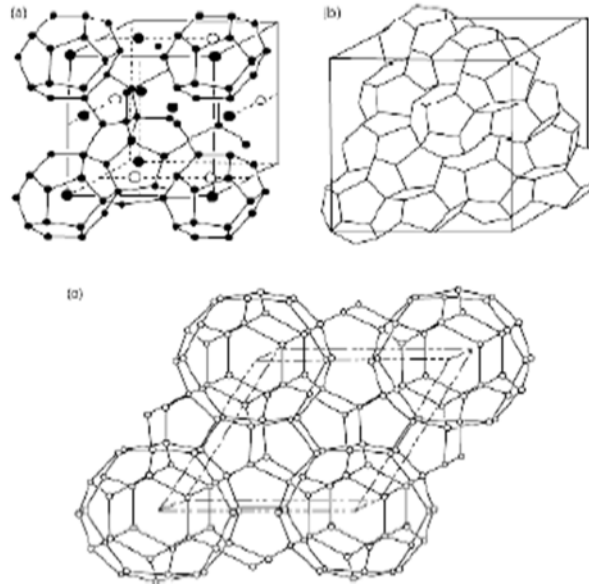


Figure III.8 : Structures cristallines d'unités d'hydrates : (a) SI, (b) SII, (c) SH[14].

Tableau III.1 : Caractéristiques des trois structures d'hydrates [14].

Structure d'hydrate	sI		sII		sH		
	Petite	Grande	Petite	Grande	Petite	Moyenne	Grande
Cavité							
Description	5^{12}	$5^{12}6^2$	5^{12}	$5^{12}6^4$	5^{12}	$4^35^66^3$	$5^{12}6^8$
Le nombre de cavités participant à la formation de la maille de chaque structure	2	6	16	8	3	2	1
Le rayon moyen de cavité (Å°)	3.95	4.33	3.91	4.37	3.91	4.06	5.71
Le nombre de coordinations ou nombre d'atomes d'oxygène par cavité	20	24	20	28	20	20	36
Le nombre total de molécules d'eau qui constituent la maille de chaque structure	46		136		34		

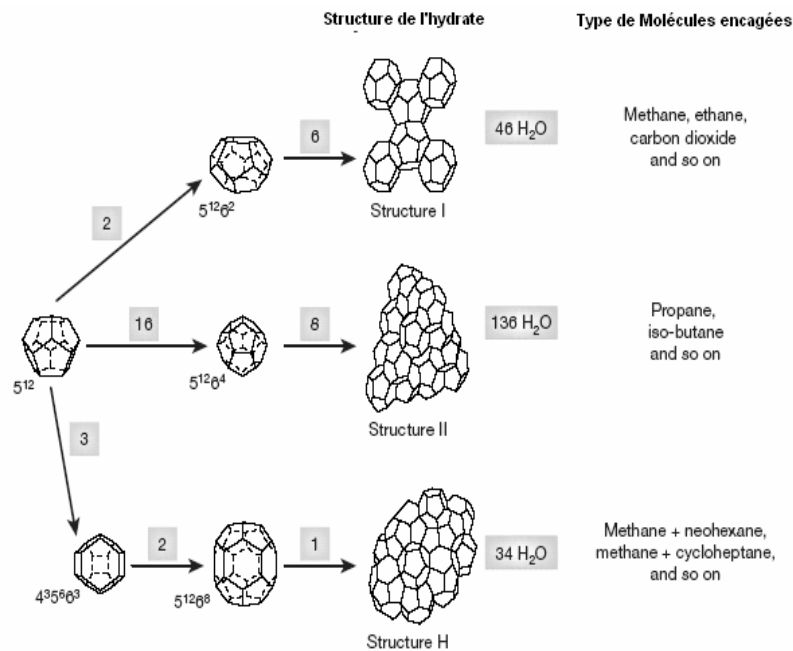


Figure III.9 : Cavités constituant les structures SI, SII, SH [14].

Autres informations importantes sur les hydrates

- Les hydrates ne sont pas stœchiométriques : un hydrate stable peut se former sans que toutes ses cages soient occupées. Le degré de saturation dépend de la température et de la pression.
Par exemple, H₂S forme un hydrate à 10 °C et 290 kPa. Dans ces conditions, les grandes cavités sont remplies à 98.1% alors que les petites cages ne sont remplies qu'à 93.8% seulement. De la même manière, le CO₂ forme un hydrate à 5°C et 2230 kPa. A cette pression et cette température, les grandes cages sont remplies à 98.6% et les petites à 78.2% seulement.
- Le butane normal est un cas spécial en lui-même ; il ne forme pas d'hydrate mais en présence de constituants qui forment des hydrates il peut pénétrer l'hydrate.
- Les molécules plus grandes que le butane normal ne forment jamais des hydrates de structure I ou de structure II. Seulement quelques molécules, plus grandes que le butane normal, forment des hydrates de structure H. En particulier le cyclohexane, le méthyle cyclohexane, le méthyle cyclopentane et le cyclooctane.
- Les hydrates peuvent représenter une énorme source d'énergie. En effet, ils sont très abondants dans les grandes profondeurs des mers et des océans et d'après certaines estimations il y a dix fois plus d'hydrates que de gaz naturel [1].

III.8. Les conditions de formation des hydrates

Il y a formation d'hydrates lorsque les conditions suivantes sont simultanément réalisées :

- **Présence d'eau liquide**

Un gaz naturel saturé ou non en eau ne donne pas lieu à la formation d'hydrates. Celle-ci ne peut intervenir qu'en présence d'eau liquide par exemple libérée par le gaz au cours d'un changement des conditions de pression ou de température.

- **Présence d'hydrocarbures légers**

Seuls les quatre premiers hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane) sont susceptibles de former des hydrates en présence d'eau liquide. A ce jour, on n'a jamais mis en évidence la formation d'hydrates de pentane et d'homologues supérieurs. D'autres corps tels que le gaz carbonique ou l'hydrogène sulfuré peuvent également former des hydrates avec l'eau.

- **Réalisation de certaines conditions de température et de pression**

En plus des conditions précédentes, pour que des hydrates puissent se former, il faut pour un gaz donné que la pression soit suffisamment élevée et la température suffisamment basse.

- La formation des hydrates est favorisée par un certain nombre de facteurs : les tourbillons, la vitesse du courant gazeux, les plaques à orifice de débitmètres, les changements de section, un coude brusque, le brassage de l'eau et du gaz, les variations de pression et, en général, tous les facteurs augmentant la turbulence.

Le phénomène est auto-accélééré : le début de formation d'un bouchon d'hydrates augmente la perte de charge dans la conduite, donc crée une détente supplémentaire du gaz, ce qui a pour effet de le refroidir et donc d'entretenir et d'accélérer la formation des hydrates [1].

III.9. Courbe (P, T) de formation d'hydrates

Pour un gaz naturel donné, en présence d'eau liquide, les hydrates se forment à une certaine température pour une pression donnée.

Les conditions de formation d'hydrates dans un domaine (P, T) sont définies par une courbe séparant le plan en 2 zones (Figure III.10). La zone à hautes pressions et basses températures (à gauche de la courbe) est la zone de formation des hydrates.

. La zone à basses pressions et hautes températures (à droite de la courbe) est la zone de non formation des hydrates.

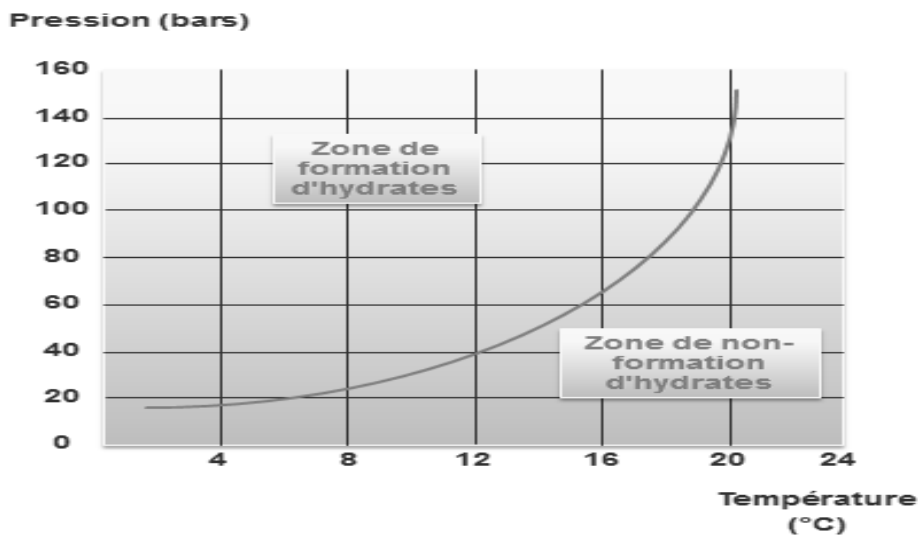


Figure III.10 : courbe de formation des hydrates

III.10. Inconvénients des hydrates

Le principal inconvénient des hydrates est le bouchage des conduites. L'hydrate en formation crée un étranglement et provoque une détente avec apparition d'une zone froide qui vient accélérer l'évolution du phénomène très rapidement. Dans le cas du bouchage d'une tuyauterie par les hydrates, aucun moyen mécanique normal de débouchage ne peut être mis en œuvre, s'il n'y a pas intervention immédiate par injection des inhibiteurs tels que le glycol, l'obstruction devient totale [1].

III.11. Prévention des hydrates

La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de leur formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée ou en abaissant la pression à une température donnée. Si c'est impossible, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par une opération de séchage soit d'utiliser des inhibiteurs.

Les inhibiteurs agissent comme des « antigels » ce sont des solvants miscibles en phase aqueuse qui en modifiant la fugacité de l'eau permettant d'abaisser la température de formation des hydrates.

- **Chauffage**

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

- **Réduction de pression**

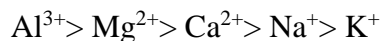
Une réduction de la pression représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toutefois, une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température due à la détente isentropique ou isenthalpique conduisant ainsi à la formation des hydrates. Pour empêcher la formation des hydrates, celle-ci doit être effectuée à température fixe (isotherme).

- **Utilisation d'inhibiteurs**

- a. les sels**

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

Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs sont ceux qui contiennent les cations suivants :



Le chlorure de calcium est fréquemment choisi en raison de son efficacité et de son faible coût. Par contre, en raison des risques de corrosion et de formation de dépôts, les sels ne sont que peu utilisés en pratique comme inhibiteurs.

- b. les alcools**

Les alcools, notamment les glycols (MEG, DEG, TEG, T4EG) et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs.

Parmi les glycols, l'éthylène glycol, se prête mieux à l'inhibition des hydrates en raison de sa masse moléculaire plus faible.

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

Le méthanol est peu visqueux et n'est pas corrosif, par contre, sa forte tension de vapeur relative (TVR) entraîne des pertes importantes en phase gazeuse. De plus la régénération par

distillation du méthanol est relativement coûteuse. De ce fait, le méthanol est souvent consommé en permanence sans être récupéré.

c. Autres inhibiteurs

L'ammoniac : c'est une base et c'est un inhibiteur très efficace mais il est corrosif, toxique en présence d'eau libre et il réagit avec le CO₂ pour donner du bicarbonate d'ammonium (solide). On peut utiliser l'ammoniac comme inhibiteur si le gaz est dépourvu de CO₂. L'ammoniac attaque en plus le cuivre. Sa tension de vapeur est élevée et il est difficile à récupérer; c'est pour toutes ces raisons qu'il n'est pas utilisé.

La monoéthanolamine: elle a été préconisée comme inhibiteur. A une concentration massique donnée, elle s'avère plus efficace que le diéthylène glycol (DEG). Son utilisation peut être intéressante si le même solvant est utilisé à l'issue de l'étape de transport pour désacidifier le gaz [1].

CHAPITRE IV

DESYDRATATION DU GAZ NATUREL

IV.1. Introduction

Comme cité auparavant, les gaz naturels sont souvent produits à partir de gisements qui sont saturés en eau. La présence d'eau entraîne différents obstacles pour les exploitants suivant les conditions de température et de pression qui y règnent [15].

IV.2. Problèmes liés à la présence d'eau dans le gaz naturel

1) Le gaz naturel peut se combiner avec l'eau pour former des hydrates qui peuvent augmenter les pertes de charge, boucher les conduites et minimiser l'efficacité des échangeurs de chaleur.

2) L'eau peut se condenser dans les conduites, dont il peut se produire un écoulement diphasique (slug flow) et une possibilité d'érosion des parois des tubes.

3) La présence de la vapeur d'eau réduit le volume de gaz ainsi que son pouvoir calorifique.

4) Le gaz naturel contient du CO_2 et du H_2S . Ces deux molécules sont corrosives en présence d'eau.

Pour éviter tous ces problèmes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel aux moyens de techniques de traitement appropriées [15,16].

IV.3. Déshydratation du gaz naturel

La déshydratation est le procédé qui est utilisé pour minimiser la concentration de l'eau dans le gaz naturel de manière à ce que la teneur en eau dans le gaz (produit final) ne doit pas dépasser les 50 ppm (selon les normes). La déshydratation du gaz est réalisée par différents types de procédés [16,17] :

1. Déshydratation par absorption par lavage avec des liquides hygroscopiques
2. Adsorption sur lit fixe en présence d'adsorbants solides

3. Perméation gazeuse
4. Fractionnement par condensation (refroidissement)

IV.3.1. Absorption par lavage avec un solvant hygroscopique

IV.3.1.1. Description du procédé

Ce procédé met en œuvre le principe du lavage à contre courant du gaz par un solvant physique (dissolution sélective).

Le gaz à traiter circule, sous pression, à contre-courant avec un solvant plus ou moins sélectif dans une colonne à plateaux ou à garnissage appelée « absorbeur ». Le solvant arrivant en tête de colonne est pur, puis se charge en impuretés en descendant par gravité dans la colonne. Ainsi, en jouant sur le débit de solvant et le nombre de plateaux ou la hauteur de garnissage dans la colonne, il est possible d'amener le gaz sortant en haut de l'absorbeur à la spécification désirée. Le solvant sortant du bas de la colonne est chargé en impuretés retirées du gaz (solvant riche). Il est d'abord partiellement régénéré par simple détente, pour récupérer le gaz naturel dissous, puis sa régénération se poursuit dans une autre colonne à garnissage où sont réalisées, suivant le type de liquide de lavage, des opérations de distillation, de décomposition du complexe chimique formé, et de stripping au gaz naturel ou à la vapeur. Après avoir été refroidi, pour favoriser sa capacité d'absorption, le solvant régénéré (solvant pauvre) est recyclé sous pression en tête d'absorbeur par une pompe de reprise. La figure IV.1 suivante illustre le schéma du procédé [16,17,12] :

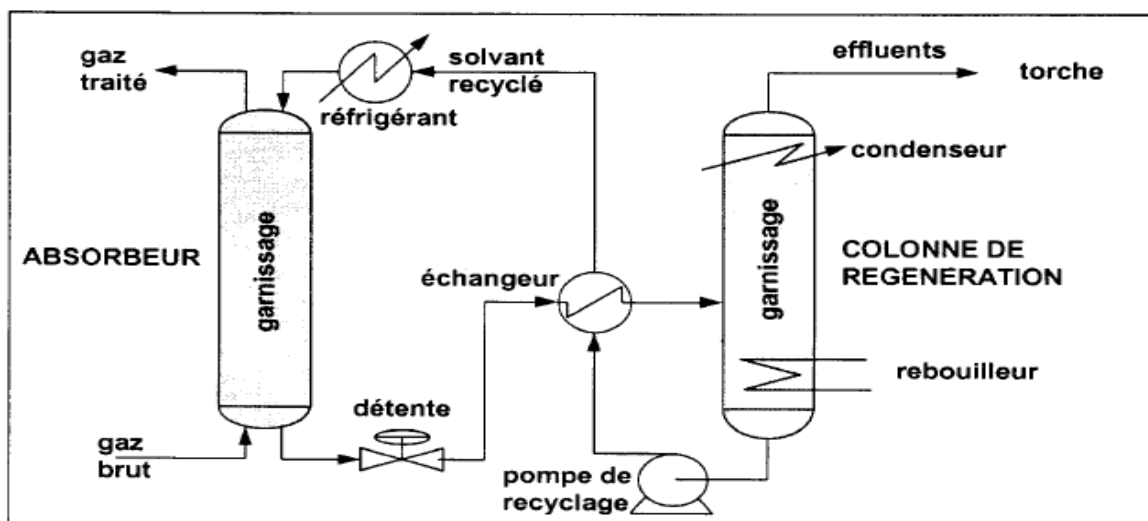


Figure IV.1 : schéma du procédé de déshydratation par absorption par lavage avec un liquide hygroscopique

IV.3.1.2. Les propriétés recherchées pour le liquide de lavage

- grande affinité pour l'eau ;
- coût réduit ;
- caractère non corrosif ;
- stabilité à l'égard des hydrocarbures ;
- facilité de régénération et stabilité thermique ;
- viscosité réduite ;
- faible tension de vapeur à la température de contact de l'absorbant ;
- solubilité dans les hydrocarbures réduite ;
- faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion.

IV.3.1.3. Types d'absorbants :

- a) Éthylène glycol (MEG) $C_2H_6O_2$
- b) Di éthylène glycol (DEG) $C_4H_{10}O_3$
- c) Tri éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$
- d) Méthanol CH_3OH
- e) Ammoniac NH_3

IV.3.2. Adsorption sur lit fixe par des adsorbants solides

IV.3.2.1. Description du procédé

Pour ce procédé, la vapeur d'eau est adsorbée sur la surface solide des matériaux adsorbants qui ont une très grande surface spécifique. Le procédé fonctionne en deux étapes : adsorption de l'eau du gaz sur une charge fixe d'adsorbant, puis régénération du lit « saturé » par passage d'un flux de gaz chaud ce qui nécessite de disposer d'au moins deux adsorbants. Le gaz utilisé pour régénérer le lit saturé est condensé pour séparer les impuretés puis il est recyclé en tête de l'adsorbant pour y être traité avec le gaz « brut ». Ce principe est surtout utilisé lorsqu'une déshydratation poussée s'impose comme en amont des unités de liquéfaction (souvent en aval d'une unité de lavage au glycol qui assure une première étape de déshydratation). Ce procédé est illustré dans la figure IV.2 suivante [16,17,19] :

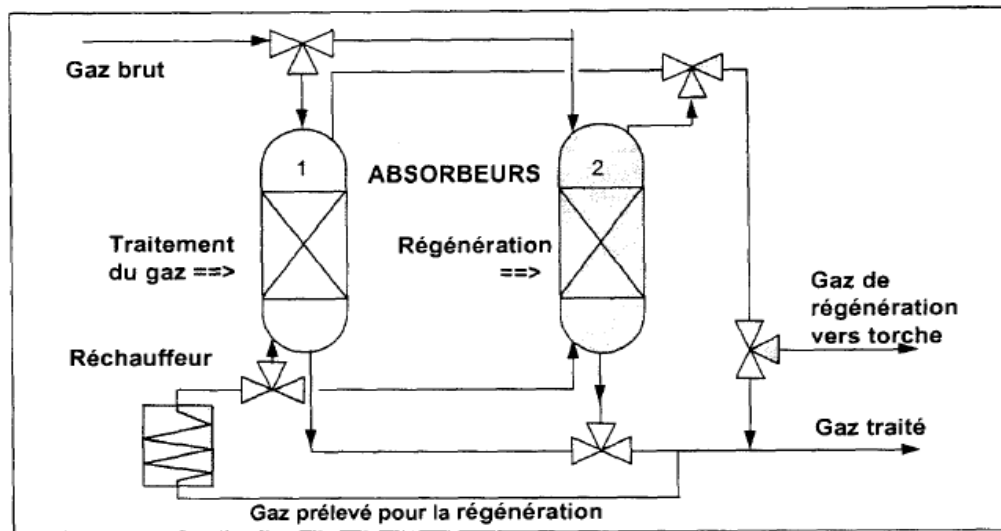


Figure IV.2 : Schéma du procédé d'adsorption sur lit fixe avec des adsorbants solides

La surface des solides donnant lieu au phénomène d'adsorption ne se limite pas à la surface externe apparente. Ce phénomène met en jeu l'ensemble des surfaces en contact avec le gaz à l'échelle moléculaire (pores, fissures, canaux capillaires).

L'adsorption physique est due à la discontinuité qui apparaît à la surface des solides, par opposition à l'équilibre des différentes forces existant dans tout solide du fait d'un environnement homogène. Les forces de VAN DER WAALS mises en jeu avec les molécules gazeuses adsorbées sont relativement faibles et l'exo-thermicité de l'adsorption est en général de 50 à 100% supérieure à la chaleur de liquéfaction des produits adsorbés.

IV.3.2.2. Les caractéristiques spécifiques de l'adsorbant

- a) capacité importante d'adsorption à l'équilibre
- b) adsorption réversible permettant de régénérer l'adsorbant
- c) cinétique d'adsorption rapide
- d) perte de charge acceptable
- e) résistance à l'attrition
- f) inertie chimique
- g) pas d'effet de dilatation de volume avec la température et la saturation.
- h) L'opération de désorption peut être effectuée par différentes méthodes pouvant être combinées :

- i) abaissement de la pression ;
- j) balayage par un gaz inerte, ou par du gaz traité, pour abaisser la pression partielle du constituant à désorber.
- k) chauffage pour accélérer la désorption mais suivant une procédure évitant des chocs thermiques [10, 11, 17].

IV.3.2.3. Les adsorbants les plus couramment utilisés

Les zéolithes : sont des aluminosilicates de métaux alcalins ou alcalinoterreux, d'origine naturelle ou synthétique, caractérisés par des pores uniformes de très petite taille à l'échelle moléculaire. Les zéolithes fonctionnent comme des « tamis moléculaires » très sélectifs pour l'eau et d'autres impuretés telles que H₂S .

Le gel de silice (Silicagel) : est un gel poreux, amorphe et produit de manière synthétique. Ses pores ne sont pas uniformes et sont plus larges que ceux des zéolithes (10 à 100 Å). La sélectivité par rapport à l'eau est donc moins importante que celle des zéolithes. Le gel de silice est généralement utilisé pour éliminer l'eau et les hydrocarbures lourds du gaz naturel. La teneur résiduelle en eau du gaz traité est de l'ordre de 10 ppm et le silicagel est facilement régénéré à une température comprise entre 120 et 200 °C. A noter que le silicagel est détruit par l'eau liquide qui fait éclater les granulés.

L'alumine : le procédé à l'alumine utilise une alumine activée par calcination de l'alumine hydratée. Les pores ne sont pas uniformes et sont plus larges que ceux des zéolithes (10 à 700 Å).

IV.3.3. Perméation gazeuse

Cette technique, illustrée ci-dessous (Figure IV.3), met en jeu une membrane de grande surface qui doit être très perméable aux impuretés à séparer, sous l'effet de la pression partielle d'une part, et d'autre part, de la membrane, et très peu perméable au méthane [10,17, 19].

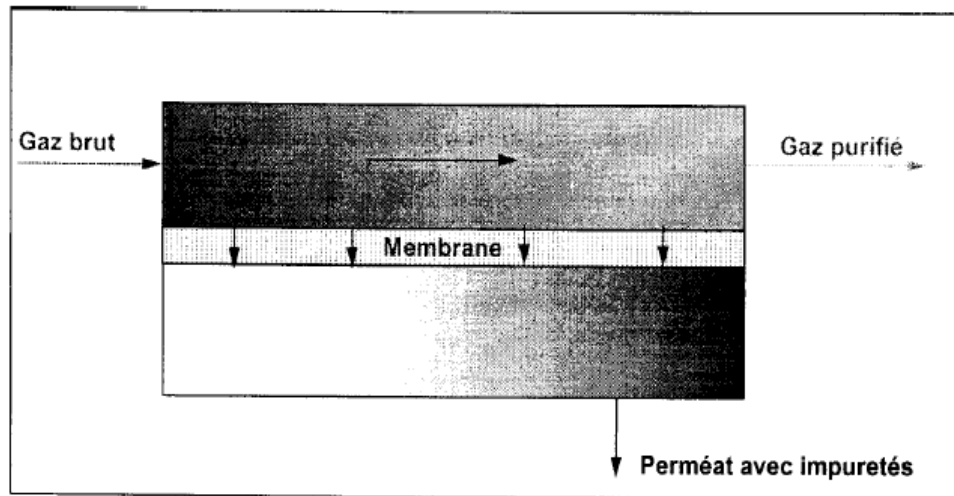


Figure IV.3 : Schéma du procédé de déshydratation par perméation gazeuse

Les membranes sont réalisées en polymères poreux souvent vitreux : dérivés d'acétate de cellulose, polyamides, polyéthersulfones... Chaque membrane est caractérisée par des coefficients de perméabilité qui traduisent les débits de perméation des différentes espèces présentes dans le gaz et par la sélectivité de perméation entre deux constituants donnés (la sélectivité est égale au rapport de leurs coefficients de perméabilité). Du fait de la nécessité de mettre en œuvre de très grandes surfaces (milliers de m^2), la mise en œuvre de cette technique se fait par la juxtaposition de modules industriels dont les plus répandus sont de deux types :

- modules à membranes planes enroulées en spirale autour d'un tube collecteur ;
- modules à faisceaux de fibres creuses permettant d'obtenir des encombrements satisfaisants ($1000 m^2/m^3$).

Pour l'instant, ce type de procédé est peu utilisé dans l'industrie gazière. Par exemple, il apparaît qu'il est encore environ 3 fois trop coûteux pour être compétitif dans le domaine de la déshydratation du gaz naturel par rapport au procédé classique de lavage au Tri Ethylène Glycol (TEG).

IV.4. Fractionnement par refroidissement et condensation

Ce principe, illustré dans la Figure IV.4 correspondant au procédé IFPEXOL (IFP), consiste à refroidir le gaz pour retirer les espèces indésirables par condensation puis séparation liquide/gaz [17,19].

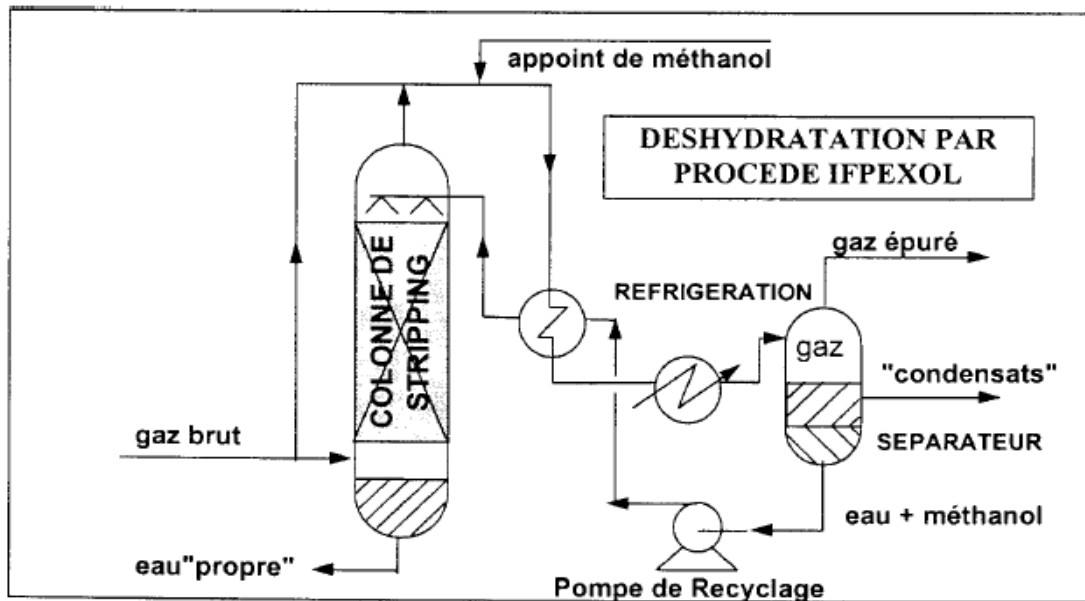


Figure IV-4 : schéma du procédé de déshydratation du gaz par fractionnement par refroidissement et condensation

Ce principe très simple est surtout intéressant sur des sites de production de gaz lorsqu'il existe une réserve de pression disponible mise à profit pour obtenir par simple détente le froid nécessaire.

Ce principe de fractionnement par condensation à froid est surtout utilisé pour éliminer l'eau et la gazoline qui sont récupérées dans un séparateur. L'injection préalable d'un inhibiteur de formation d'hydrates (glycol ou méthanol) s'impose avant de refroidir le gaz. Après condensation et séparation, cet inhibiteur est partiellement régénéré puis recyclé.

IV.5. Critères de choix

Ces divers types de procédés sont, en fait, plus complémentaires que concurrents et le choix du principe de séparation à mettre en œuvre est conditionné par un certain nombre de critères tels que [10, 17,19]:

a) la nature des impuretés à retirer et la pureté finale désirée pour le gaz traité :

- les procédés d'absorption par lavage sont a priori mieux adaptés à la réduction des teneurs importantes en certains constituants du gaz sans rechercher de très faibles teneurs résiduelles (une teneur résiduelle nulle conduit à un nombre de plateaux théoriques infini et à des hauteurs et des coûts d'absorbants inacceptables) ;

- les procédés d'adsorption/désorption sont surtout adaptés à l'élimination poussée d'impuretés présentes à de faibles teneurs dans le gaz à traiter.
- b) la possibilité ou non de disposer d'une source de froid « économique » par simple détente du gaz,
- c) la souplesse du procédé pour s'adapter au régime variable de soutirage des stockages souterrains (arrêts et reprises rapides de soutirage, modulation des débits de soutirage...),
- d) l'autonomie de fonctionnement (au moins une campagne de soutirage pour les procédés ne comportant pas de dispositif de régénération in-situ),
- d) la nature et la quantité des rejets liés au procédé (aspects environnement et coût),
- e) le respect des contraintes d'intégration dans le site (hauteur maximale des installations),
- f) Le coût global du traitement en y intégrant les exploitations et maintenance ainsi que le coût du traitement des éventuels rejets sur site ou à l'extérieur lorsque cela n'est pas intégré au procédé.

IV.6. Procédé utilisé au MPP4

IV.6.1. Description du procédé

Comme cité au chapitre I, le procédé utilisé au MPP4 est le procédé HUDSON (de type 4 : fractionnement par refroidissement et condensation, cité plus haut) qui consiste à effectuer des refroidissements et des détentes à travers des installations telles que les échangeurs de chaleur pour le refroidissement, le TURBO-EXPANDER et la JOULE-THOMSON pour les détentes. Ces opérations permettent non seulement de séparer les hydrocarbures lourds et légers mais aussi de déshydrater le gaz naturel (minimiser sa teneur en eau) afin qu'il soit conforme aux exigences du client [5].

N.B : le gaz du champ de Hassi R'mel est un gaz doux (sweet gaz) c'est à dire qu'il n'est pas acide. Ces teneurs en CO₂ et en H₂S sont négligeables.

La Figure IV.5 illustre les différentes étapes effectuées dans le train A au MPP4 pour traiter le gaz avec le procédé Hudson (voir chapitre I pour la description détaillée du procédé).

Ceci dit que, là où il y a refroidissement, il y'a condensation de l'eau donc il y'a risque de formation des hydrates. Ce procédé permet de récupérer une bonne quantité d'eau, à condition

que cette eau ne givre pas à l'intérieur des appareils. Un inhibiteur qui abaissera la température de formation des hydrates doit être injecté, [5].

IV.6.2. Les points de refroidissement liés au risque de formation des hydrates

Nous pouvons apercevoir dans le schéma, les différents points de l'installation les plus exposés en permanence au risque de formation d'hydrates (en cercle rouge) à savoir [5] :

- Les échangeurs de chaleur E102, E103 et E106
- Le TURBO-EXPANDER K101
- La vanne FIC127

IV.6.3. Injection d'un inhibiteur

L'utilisation du procédé de déshydratation du gaz avec injection du glycol tel que la solution du Mono éthylène glycol à une concentration de 80 % en poids permet d'une part, d'obtenir des points de rosée eau très bas de l'ordre de -15 °C à -20 °C satisfaisant ainsi les contrats de vente du gaz et évitant la formation d'hydrates dans les canalisations de transport et aux différents points de l'installation de traitements (échangeurs, vannes, etc.). D'autre part, la facilité de récupération de la solution de glycol hydraté par simple distillation atmosphérique de cette dernière constitue un grand avantage, ce qui justifie le choix de son utilisation au MPP4.

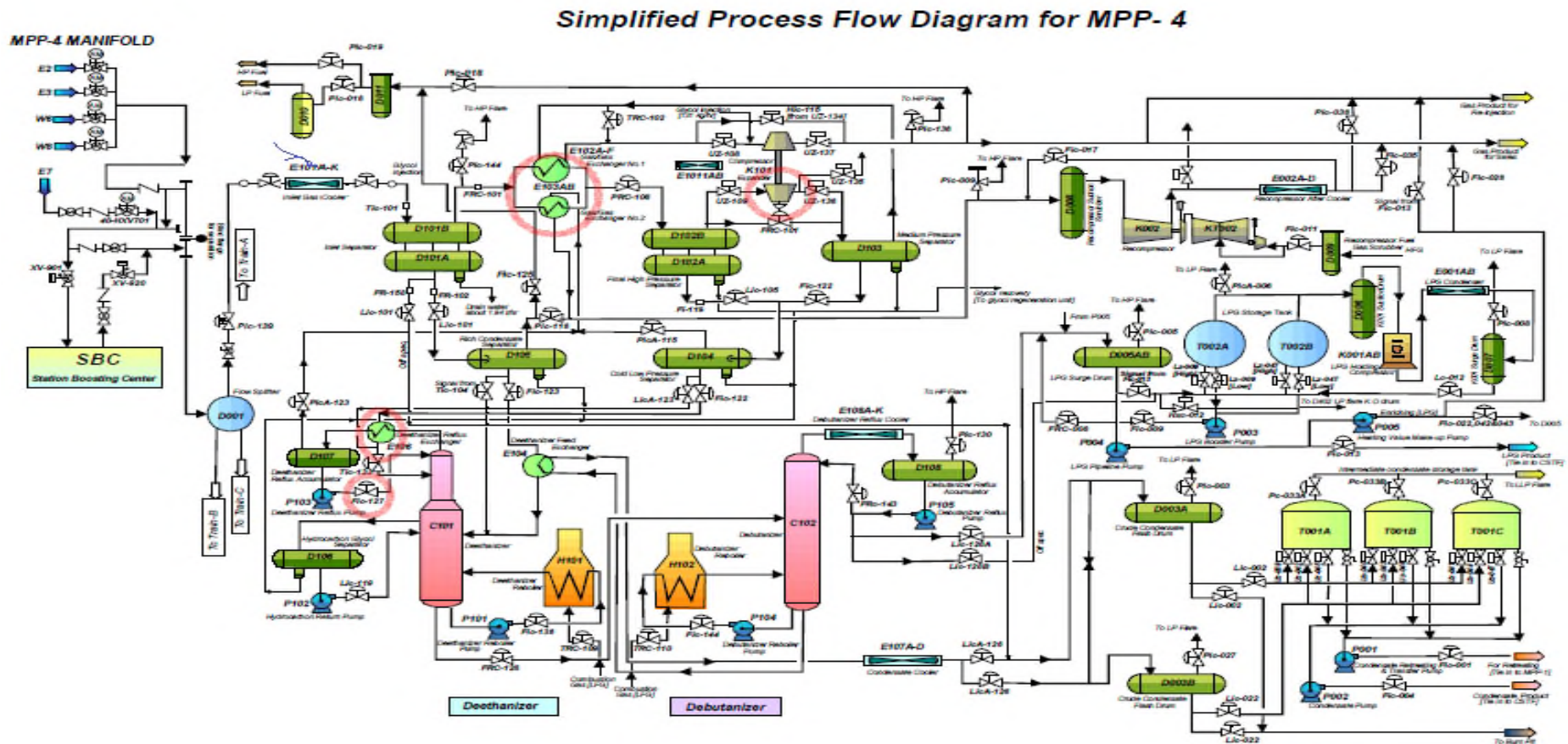


Figure IV.5 : Schéma du procédé utilisé au MPP4, montrant les points les plus exposés au risque formation d’hydrate (points encerclés en rouge).

CHAPITRE V

LES GLYCOLS

V.1. Introduction

L'une des méthodes efficaces pour prévenir la formation des hydrates est celle de l'abaissement de température avec injection d'inhibiteurs comme nous l'avons mentionné dans le chapitre IV. Le MPP4 utilise cette méthode avec injection du Mono Éthylène Glycol (MEG). Il est donc nécessaire de connaître les caractéristiques du MEG dans le but de comprendre au mieux son importance dans le procédé utilisé [12].

V.2. Les glycols

V.2.1. Définition du glycol

Un polyol ou polyalcool est un composé chimique organique caractérisé par un certain nombre de groupes O-H et sa formule chimique générale est $C_nH_{2n+2}O_n$. Ils possèdent aux moins deux groupements alcool [19].

V-2-2 Types de glycols industriels

Il existe plusieurs types de glycols. Nous en citerons les plus utilisés dans l'industrie pétrochimique et gazière [12,19] :

- Le mono éthylène glycol (MEG): $HO-CH_2-CH_2-OH$.
- le di éthylène glycol (DEG) :
$$\begin{array}{c} \diagup CH_2-CH_2-OH \\ O \\ \diagdown CH_2-CH_2-OH \end{array}$$
- Le tri éthylène glycol (TEG):
$$\begin{array}{c} CH_2O-CH_2-CH_2-OH \\ | \\ CH_2O-CH_2-CH_2-OH \end{array}$$
- Le tétra éthylène glycol (T₄EG):
$$\begin{array}{c} \diagup CH_2-CH_2-O-CH_2-CH_2-OH \\ O \\ \diagdown CH_2-CH_2-O-CH_2-CH_2-OH \end{array}$$

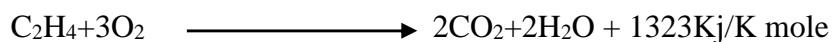
V.2.3. Fabrication des glycols

L'oxydation de l'éthylène se fait directement en présence d'un catalyseur à l'argent, à température élevée [19].

La réaction est la suivante :



Le principal sous produit de cette réaction est le dioxyde de carbone obtenu selon la réaction :



Une faible partie de l'oxyde d'éthylène se transforme également en acétaldéhyde $\text{CH}_3\text{-CHO}$ décomposé par la suite en CO_2 et H_2O .

Les glycols sont ensuite obtenus à partir de l'oxyde d'éthylène selon les réactions suivantes :

1. $\text{C}_2\text{H}_4\text{O} + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow \text{HOCH}_2\text{-CH}_2\text{-OH}$ (MEG)
2. $\text{HO-CH}_2\text{-CH}_2\text{-OH} + \text{C}_2\text{H}_4\text{O} \longrightarrow \text{H(OCH}_2\text{-CH}_2\text{)}_2\text{OH}$ (DEG)
3. $\text{H(OCH}_2\text{-CH}_2\text{)}_2\text{OH} + \text{C}_2\text{H}_4\text{O} \longrightarrow \text{H(OCH}_2\text{-CH}_2\text{)}_3\text{OH}$ (TEG).

Toutes ces réactions ont lieu en phase liquide et à haute pression et les matières premières utilisées sont :

Ethylène à 99.9% (en mole) de pureté minimale.

Oxygène à 99.5% (en mole) de pureté minimale.

V.2.4. Principales utilisations en pétrochimie

Le mono éthylène glycol est considéré comme une matière première des résines polyesters, destiné à la fabrication des fileurs et des fibres. il est également utilisé comme agent anti-gel, et dans une moindre mesure comme une matière de base de fabrication des explosifs et des plastifiants .

Le DEG et le TEG sont également utilisés pour la fabrication des résines polyesters et aussi comme humectant dans les colles, le tabac, les produits cosmétiques, les fileurs de cellulose, les colorants, ainsi que dans les plastifiants [10,12].

V.2.5. Le mécanisme d'absorption

Les glycols en général et plus particulièrement le mono éthylène glycol (MEG) sont des liquides associés à point d'ébullition élevées; les deux groupements (OH) leurs confèrent un caractère hydrophile.

Les solubilités sont notables ou totales dans l'eau pour le mono éthylène glycol et le di éthylène glycol [19].

V.2.6. Précautions à prendre lors de l'utilisation des glycols

Les problèmes de corrosion et de fonctionnement surviennent en général lorsque la solution en circulation perd ses propriétés et qu'elle devient impure. Donc, dont le but de maintenir l'efficacité du glycol le plus longtemps possible, en plus des soucis d'économie et de sécurité, il est primordial de prévoir ces obstacles, de les reconnaître et de les éliminer. On peut citer les problèmes majeurs [10] :

a) Oxydation (corrosion)

En présence d'oxygène, le glycol s'oxyde facilement et forme des acides organiques corrosifs. Il faut donc non seulement éliminer l'oxygène qui vient avec le gaz naturel mais aussi éviter les pénétrations de l'air dans l'installation durant les injections de glycol.

b) Décomposition thermique

Pour éviter la décomposition du glycol ou sa dégradation ou encore son craquage, les brûleurs du four (rebouilleur) doivent être contrôlés. Lors de sa régénération, il faut surveiller la température à laquelle la solution de glycol entre dans le rebouilleur, elle ne doit pas dépasser 183 °C dans le cas du MEG.

c) Contrôle du pH

Le pH du glycol doit être constamment vérifié et maintenu à l'état de base, par neutralisation des composés acides avec du borax ou généralement avec le MEA dont le rôle est justement de contrôler le pH de la solution de glycol. L'addition de ces bases doit être faite avec précaution sinon à la moindre erreur on aura formation de complexes à bas pH. En effet, si le pH diminue, on favorise la corrosion. Si au contraire le pH augmente, on favorise le phénomène du moussage. Dans les deux cas on risque de détériorer les équipements.

d) Contamination par des sels

Les dépôts de sels accélèrent la corrosion, réduisent les transferts de chaleurs dans le rebouilleur et faussent les lectures permettant de déterminer les concentrations glycol-eau.

e) Présence d'hydrocarbures liquides

Les hydrocarbures craquent dans le rebouilleur et font augmenter les pertes en glycol. Ils sont la cause de la formation de mousses ainsi que de la dégradation du glycol. Ils doivent être éliminés au moyen d'un filtre à charbon. S'il est difficile de détecter et supprimer ces

impuretés, des produits anti-émulsifiants peuvent être momentanément utilisés pour surmonter cet obstacle.

f) Moussage

La formation de mousse peut entraîner des pertes en glycol ce qui réduit l'efficacité de l'installation. Le moussage peut être un obstacle en limitant le contact entre le gaz et la solution de glycol dont la conséquence est une mauvaise déshydratation et un grand risque de formation d'hydrates.

V.2.7. Critères de choix du glycol

Le choix de la solution de glycol est lié directement à son hygroscopicité c'est-à-dire sa tendance à absorber l'eau, qui dépend de sa concentration. La vapeur d'eau est absorbée par la solution glycol si la pression partielle de la vapeur d'eau dans le gaz en contact avec cette solution est supérieure à celle de l'eau dans la solution [19].

V.3. Choix du MEG pour le MPP4

Au MPP4 l'utilisation d'un inhibiteur est primordiale vue la grande quantité d'eau à récupérer et les températures qu'il faut atteindre sont -40 °C dans le turbo-expander.

Le MEG est le glycol qui s'y prête le mieux à l'inhibition des hydrates parmi tous les autres glycols. En raison de sa masse molaire qui est faible, il est plus efficace, à une concentration massique fixée. L'emploi du Di Ethylène Glycol (DEG) peut toutefois se justifier lorsqu'il s'agit de réduire les pertes en solvant dans le gaz. D'autres part, lorsque le gaz est déshydraté à l'issue de l'étape de transport, l'emploi du DEG permet de n'utiliser qu'un solvant unique au cours des étapes du transport et de déshydratation [18,19].

V.4. Impact des vapeurs de glycol

V.4.1. L'éthylène glycol

L'éthylène glycol en général est toxique et son ingestion nécessite des soins médicaux urgents. Le secteur du gaz naturel est responsable de 10,5 % de la totalité des rejets de glycol dans l'atmosphère [10,19].

V.4.2. Danger en cas d'ingestion

Le principal danger de l'éthylène glycol provient de sa toxicité en cas d'ingestion. À cause de son goût sucré, les enfants et les animaux peuvent ingérer une grande quantité si on le laisse à leur portée. La toxicité est essentiellement due à ses métabolites et non pas à l'éthylène glycol lui-même.

La progression des symptômes d'une intoxication à l'éthylène glycol se fait en plusieurs étapes. La première étape est l'apparition de symptômes neurologiques. La victime peut paraître légèrement intoxiquée, se plaindre d'étourdissements et avoir l'air confus. Ensuite, le corps convertit l'éthylène glycol en une autre toxine, l'acide oxalique qui va se précipiter dans les reins, causant une insuffisance rénale aiguë. L'éthylène glycol peut être mortel et donc dans tous les cas, des soins médicaux urgents sont nécessaires [21].

V.4.3. Exposition aux vapeurs et aux brouillards

L'éthylène glycol étant inodore l'odorat ne peut servir de moyen d'avertissement à une exposition dangereuse. Les vapeurs dégagées lorsque le produit est chauffé se condenseront dans l'air plus frais pour former un brouillard.

Le produit chauffé peut émettre suffisamment de vapeurs pour atteindre la valeur plafond de 50 ppm (127 mg/m³) établie pour protéger les travailleurs de l'effet irritant des brouillards qui peuvent causer une irritation des yeux et des voies respiratoires. L'exposition chronique est toutefois la source de pathologies reconnues comme maladies professionnelles [21].

CHAPITRE VI

OPTIMISATION DE LA CONSOMMATION DU MEG

VI.1.Introduction

La présence de l'eau dans le gaz occasionne dans certaines conditions de température et de pression la formation des hydrates qui engendrent à leur tour la détérioration des installations et l'obturation des pipe-lines.

Le but de ce chapitre, est d'une part, trouver les conditions permettant de prévenir la formation des hydrates au niveau du MPP4, sachant que leur inhibition se fait par injection de mono-éthylèneglycol et d'autre part, l'utilisation et la régénération du MEG s'accompagnant de grandes pertes au quotidien, nous avons réalisé un calcul permettant de réduire ces pertes afin d'optimiser sa consommation.

Les figures VI.1- VI.3 montrent les principaux points exposés au risque de formation des hydrates et où a lieu l'injection de la solution de MonoEthylèneGlycol (MEG).

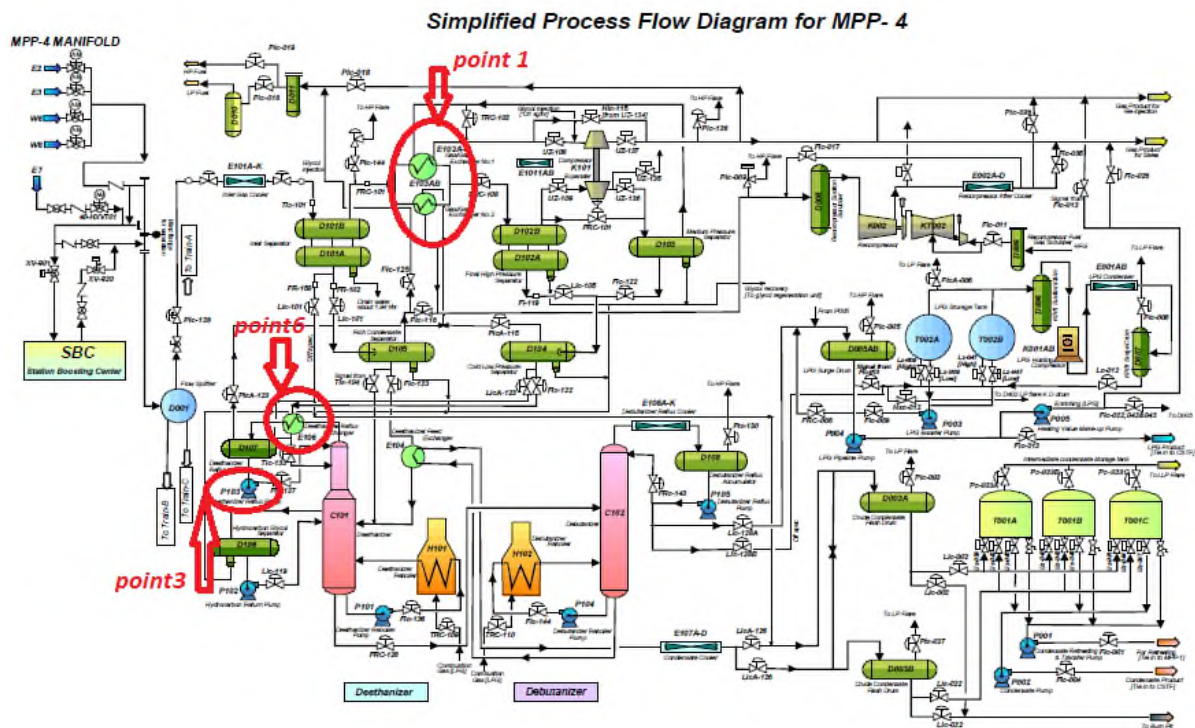


Figure VI.1 : Schéma du procédé utilisé au MPP4, montrant les points d'injection du MEG (les points exposés au risque de formation des hydrates sont encerclés).

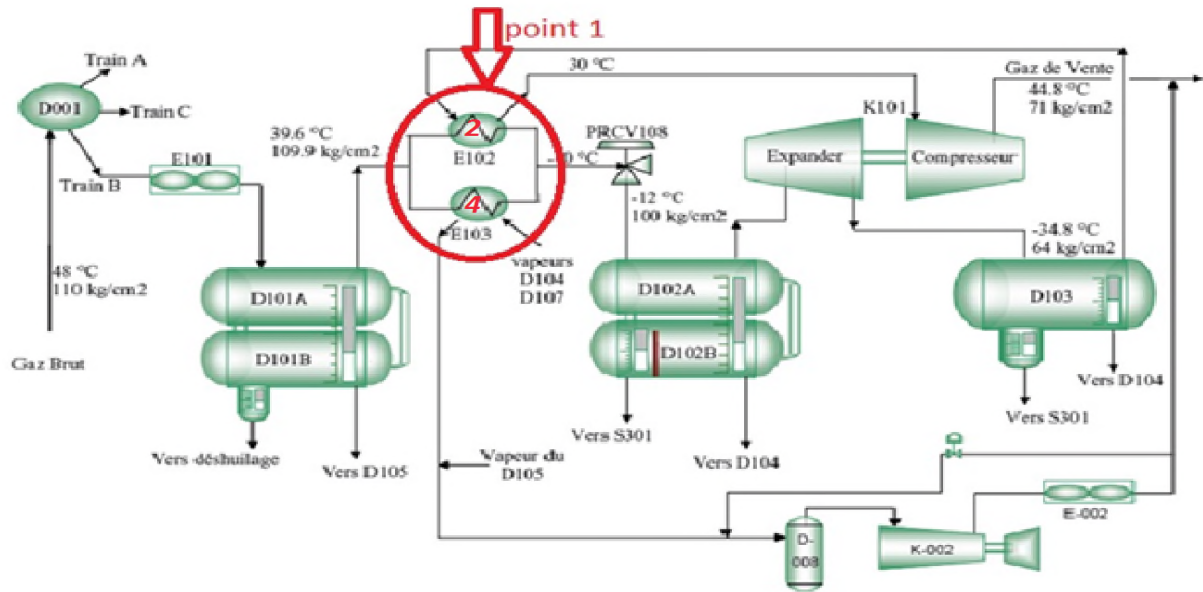


Figure VI.2 : schéma de la section haute pression montrant le point 1 d'injection de MEG.

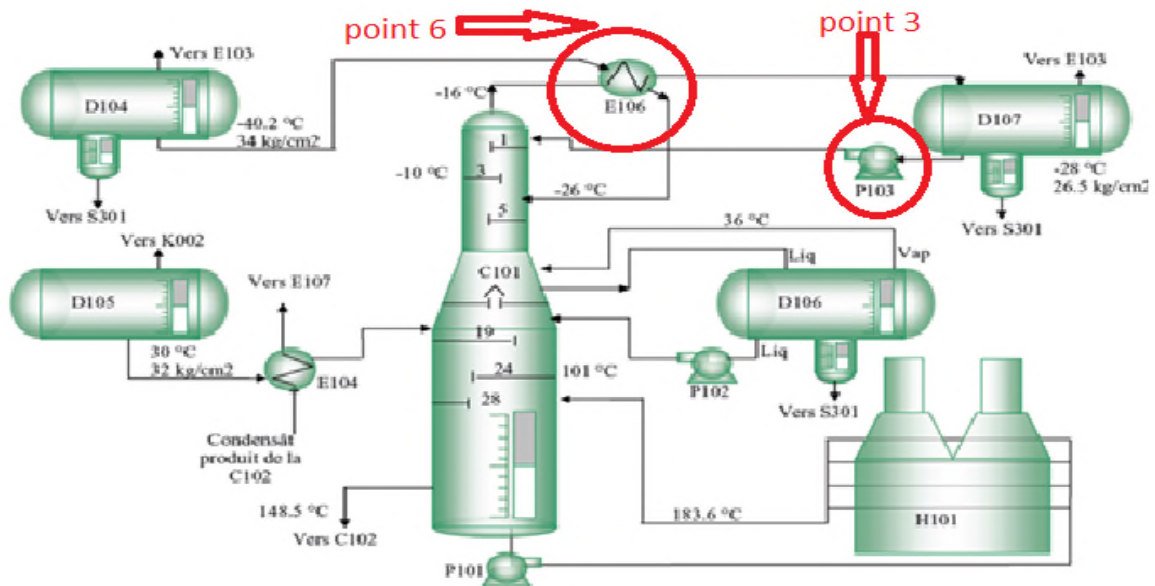


Figure VI.3: Schéma de la section stabilisation montrant les points d'injection (3 et 6) de MEG

Tous les calculs que nous présenterons dans ce chapitre se rapportent aux points :

Point 1 : relatif aux deux échangeurs E102 et E103.

Point 6 : échangeur E106.

Point 3 : pompe P103.

VI.2.Prévention de la formation des hydrates

La première étape à réaliser quand on veut concevoir des processus où il y a apparition des hydrates, c'est de mettre en évidence les conditions de pression et de température engendrant leur formation.

VI.2.1.Méthode de la spécifique gravité du gaz ou densité du gaz

a. Présentation de la méthode

La méthode qui repose sur la densité du gaz a été développée par le professeur Katz et ses collègues dans les années 40. La beauté de cette méthode est sa simplicité puisqu'elle ne nécessite que l'utilisation d'un diagramme simple (figure VI.4).

La première courbe avec la pression la plus élevée sur ce diagramme correspond au méthane pur et toutes les autres à des gaz de différentes densités mentionnées sur chaque courbe.

Le diagramme est très simple à utiliser. Pour le méthane, connaissant la température ou la pression on peut déduire l'une ou l'autre. Par contre pour les autres mélanges gazeux, on doit d'abord passer par le calcul de la densité du gaz (d) à partir de la relation :

$$d = \frac{M_{gaz}}{M_{air}} = \frac{M_{gaz}}{29}$$

En conclusion, si on veut connaître la Température de Formation d'une Hydrate (TFH) on situe la pression de travail sur l'ordonnée de la figure VI.4 puis on relève la température sur l'abscisse après avoir calculée la densité du gaz. Cette méthode n'indique pas la composition ou le type de l'hydrate.

b.Application

❖ CAS ETE

VI.2.2.Détermination de la température de formation des hydrates(TFH)

Remarque : les échangeurs E102 et E103 se trouvent entre les deux ballons de récupération D101 et D102, donc on calculera aussi la TFH pour le D101 afin d'avoir un aperçu sur la TFH des échangeurs E102 et E103.

➤ TFH au niveau du ballon D101

Paramètres de service du D101

- $P_{D101} = 105 \text{ kg/cm}^2 = 1493,1 \text{ psia}$ (1 Kg/ cm² = 14,22 psia)
- $d = 0,65$
- $T_{D101} = 50^\circ\text{C}$

L'indice D101 est relatif au ballon D101.

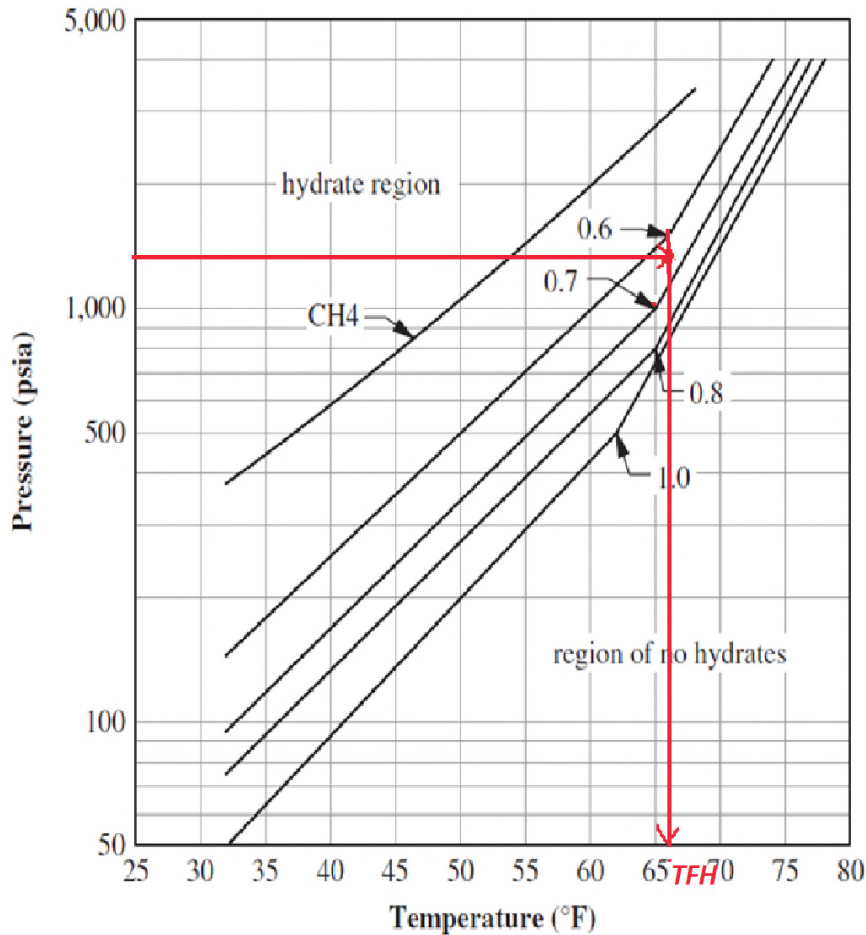


Figure VI.4 : Diagramme de la spécificité gravité du gaz

La méthode de (figureVI.4) montre que :

$TFH_{D101} = 68^\circ\text{F}$ soit 20°C sachant que : $T(^{\circ}\text{F}) = 1,8 * T(^{\circ}\text{C}) + 32$

$TFH_{D101} = 68^\circ\text{F} = 20^\circ\text{C}$

La TFH déterminée étant très inférieure à la température de service (50 °C), il ne peut donc pas y avoir formation d'hydrates.

On procédera de la même manière pour le calcul des TFH des échangeurs E102, E103 et E106 ainsi que pour la pompe P103. Les résultats sont rassemblés dans le tableau VI.1.

Tableau VI.1 : Résultat des calculs de la TFH pour le cas été.

paramètres	D101	E103 et E102	E106	P103
P (kg/cm ²)	105	98	27	25
P (psia)	1493,1	1393,56	383 ,94	355,5
d	0.65	0,65	0,698	0,699
T (°C)	50	-6	-8,5	-17,6
TFH (°C)	20	19,44	12,22	11,29
TFH (°F)	68	67	54	52,5

Les valeurs de TFH (tableau VI.4) sont très élevées par rapport aux températures de service des différents appareils, on conclut donc que la formation des hydrates est inévitable dans le cas des échangeurs E102, E103 et E106 ainsi que pour la pompe P103. Pour éviter la formation des hydrates, une injection de solution de MEG s'impose.

VI.3.Optimisation des débits d'injection de la solution de MEG

Il ne suffit pas de déterminer les paramètres auxquels les hydrates vont se former mais il faut également éviter leur formation par injection d'inhibiteur. Les débits d'injection de la solution MonoéthylèneGlycol (MEG) dépendent de la teneur en eau du gaz naturel et doivent être précis.

VI.3.1.Cas actuel (débits de glycol injectés (F) actuellement au MPP4)

Les débits de MEG utilisés actuellement au MPP4 par l'entreprise sont présentés dans le tableau VI.2 et sont calculés en utilisant la relation suivante :

$$F= N.I.U$$

F : Débit en tonnes/heure

N : nombre d'unités injectées

I : coefficient ou indicateur (t/h)

U : nombre de passes ou nombre de points d'injection

Tableau VI.2 : Débits de MEG injectés actuellement au niveau du MPP4

Appareils (lieu d'injection)	E ₁₀₂	E ₁₀₃	E ₁₀₆	P ₁₀₃
Nombre d'unités Injectées [N]	7,5	7,5	3	4
Coefficient ou indicateur [I] (t/h)	0,22	0,03	0,15	0,01
Nombre de passes [U]	6	2	1	1
F :débits de MEG injectés (kg/h)	9900	450	450	40

VI.3.2.Calcul des débits réels (optimisés) à injecter

Le schéma suivant (Figure VI.5) représente le procédé simplifié de refroidissement avec injection de MEG que nous avons utilisé pour pouvoir effectuer les bilans de déshydratation du gaz naturel.

En effet, le gaz humide rentre dans un échangeur (E) pour être refroidi avant d'être envoyé dans le ballon D où sont séparés les hydrocarbures lourds (liquides : condensat et GPL) du gaz. Avant d'envoyer le gaz humide dans l'échangeur E, on lui injecte du MEG dont le débit est (F_{inj}) pour éviter la formation des hydrates.

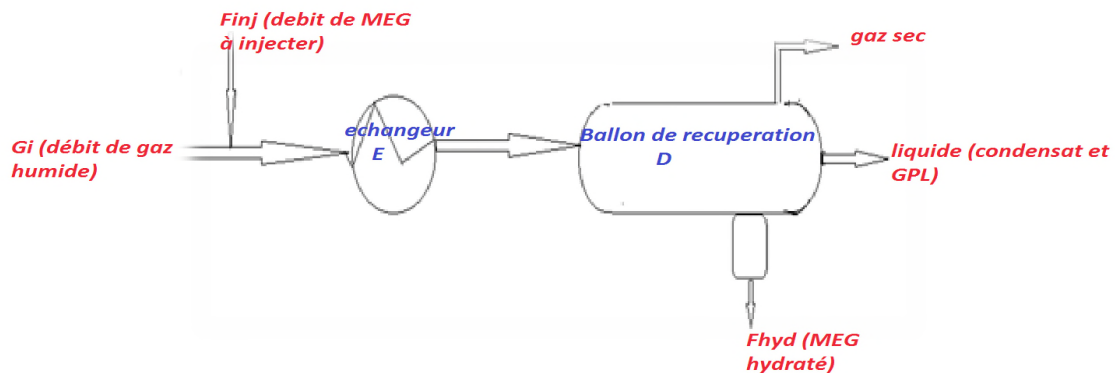


Figure VI.5 :Schéma simplifié du procédé de refroidissement avec injection de MEG

A partir de la figure VI.5, on peut écrire les équations suivantes :

$$F_{inj} + Q_i = F_{hyd}(1)$$

$$F_{inj} \cdot X_i = F_{hyd} \cdot X_h(2)$$

A partir des équations (1) et (2) on a :

$$F_{inj} = \frac{Q_i \cdot x_h}{x_i - x_h} \quad (3)$$

$$F_{hyd} = \frac{F_{inj} \cdot x_i}{x_h} \quad \text{ou simplement} \quad F_{hyd} = F_{inj} + Q_i$$

Nous remarquons ici que pour pouvoir calculer le débit d'injection, il est nécessaire de connaître :

Q_i : la quantité d'eau dans le gaz naturel (quantité à éliminer)

x_i : la composition en glycol de la solution aqueuse de base (solution injectée)

x_h : la composition en glycol de la solution hydratée (après déshydratation du gaz)

b. Concentrations des solutions aqueuses de MEG : (x_i) et (x_h)

Les propriétés physico-chimiques de la solution de MEG jouent un rôle important dans la formation ou pas des hydrates.

La figure VI.6 (point de congélation = f(% massique en glycol)) montre clairement l'influence de la composition de la solution de MEG (EG) en fonction de sa température de congélation et prévoit les lieux où le MEG peut être exploitable dans les conditions de fonctionnement de nos échangeurs. Des compositions comprises dans l'intervalle 58 à 80 % en poids, permettent d'utiliser des températures de refroidissement pouvant atteindre les -50 °C durant l'opération de déshydratation. La composition de la solution de MEG utilisé dans notre cas étant de 80% en poids et la température de service des éléments de l'installation ne dépassant pas les -40 °C, la solution MEG ne peut donc pas givrer.

La composition initiale de la solution de MEG, $x_i = 80$ % et la composition de la solution de MEG hydraté (x_h) mesurée en utilisant un réfractomètre est évaluée à 73,5 % donc (x_h) = **73,5 %**.

c. Calcul de la quantité d'eau à éliminer

- **Détermination de la teneur en eau du gaz**

En 1958, McKetta et Wehe (figure VI-7) ont édité un diagramme pour estimer la teneur en eau du gaz naturel doux (gaz non acide) [12].

Le diagramme de McKetta-Wehe (figure VI-7) montre la teneur en eau d'un gaz doux en fonction de la pression et de la température. En outre, des corrections simples sont fournies pour tenir compte de la densité du gaz et de la salinité de l'eau.

Ce diagramme a été utilisé pour déterminer la teneur en eau du gaz naturel connaissant les paramètres pression et température.

➤ **Cas du D101**

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{D101} = 105 \text{ kg/cm}^2 = 10,29 \text{ mPa avec } \mathbf{1 \text{ mPa} = 10,22 \text{ kg/cm}^2} \\ T_{D101} = 50^\circ \text{C} \end{array} \right.$$

On positionne d'abord le point (P,T) et on projette sur l'axe des ordonnées pour déterminer la teneur en eau.

$$Y_{D101} = 1,28 \cdot 10^{-3} \text{ kg/m}^3$$

Calcul de la quantité d'eau Q_{D101} :

Si G_{D101} est le débit de gaz traité soit $914170 \text{ m}^3/\text{h}$, donc :

$$Q_{D101} = G_{D101} \cdot Y_{D101}$$

$$Q_{D101} = 914170 \cdot 1,28 \cdot 10^{-3} = 1170,138 \text{ kg}$$

$$Q_{D101} = 1170,14 \text{ kg/h}$$

Remarque : pour pouvoir éliminer cette quantité d'eau du gaz naturel, on peut jouer sur la température et effectuer des refroidissements plus poussés, ce qui est le cas au MPP4.

NB : les facteurs de correction de salinité de l'eau et celui de la densité du gaz ne seront pas pris en considération, pour des raisons liées aux manques. Les calculs seront donc effectués par rapport à l'eau pure.

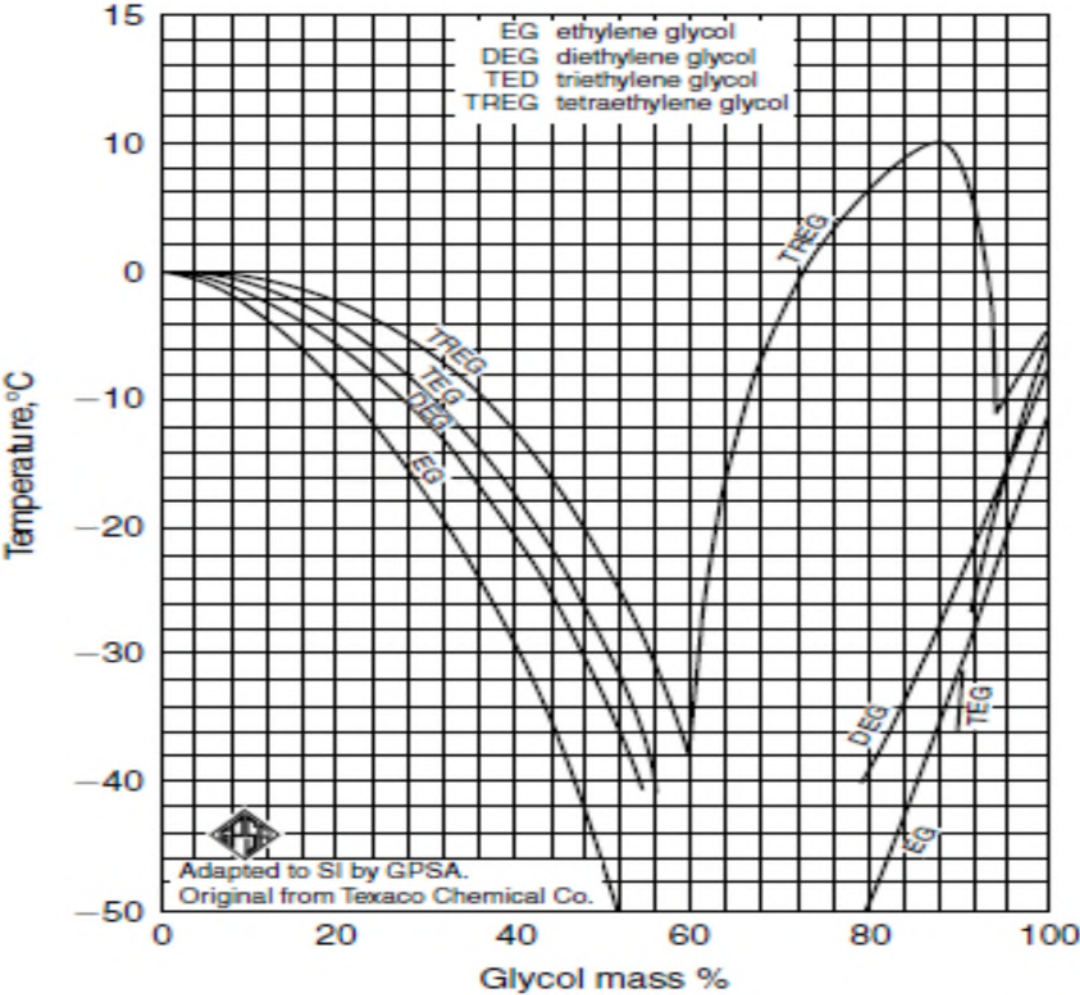


Figure VI.6 : Points de congélation des glycols en fonction de leurs compositions massiques.

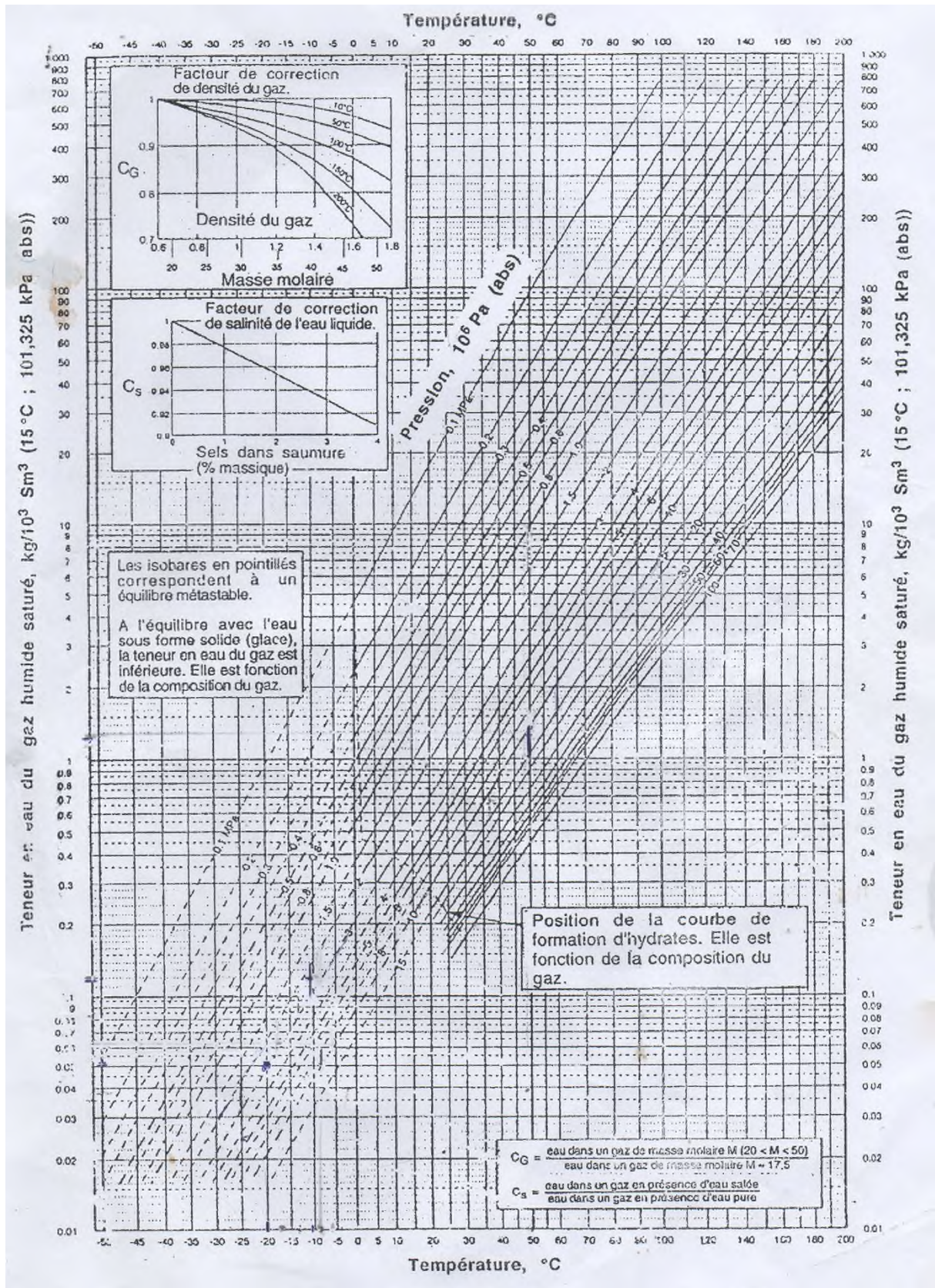


Figure VI.7 : diagramme de McKetta et Wehe

De la même manière que pour le D101, la même procédure est adoptée pour le D102, le E106 et la P103

➤ **Cas du ballon D102**

Quantité d'eau à éliminer dans le D102

$$\begin{cases} P_{D102} = 9,86 \text{ mPa} \\ T_{D102} = -6^\circ\text{C} \end{cases}$$

$$Y_{D102} = 0,061 \cdot 10^{-3} \text{ kg/m}^3$$

$$Y_{D102} = 0,061 \cdot 10^{-3} \text{ kg/m}^3$$

$$Q_{D102} = 0,061 \cdot 10^{-3} \cdot 850 \cdot 10^3 = 51,85 \text{ kg/h}$$

$$Q_{D102} = 51,58 \text{ kg/h}$$

➤ **Quantité d'eau à éliminer dans les échangeurs E102 et E103**

$$Q_1 = Q_{D101} - Q_{D102}$$

$$Q_1 = 1170,14 - 51,85 = 1118,29 \text{ kg/h}$$

$$Q_1 = 1118,29 \text{ kg/h}$$

➤ **Calcul des débits d'injection dans notre cas**

❖ **Cas des échangeurs E102 (F₁) et E103 (F₂)**

$$F_1 = \frac{Q_i \cdot x_h}{x_i - x_h}$$

$$F_1 = \frac{1118,29 \cdot 0,73}{0,8 - 0,73} = 11662,167 \text{ kg/h}$$

$$F_1 = 11662 \text{ kg/h}$$

$$F_{h1} = F_1 + Q_1$$

$$F_{h1} = 11662,167 + 1118,29 = 12780,46 \text{ kg/h}$$

$$F_{h1} = 12780,46 \text{ kg/h}$$

F_1 :débit de la solution MEG à injecter dans l'échangeur E102

F_{h1} :débit de la solution MEG hydratée quittant l'échangeur E102

Tableau VI.3 : Résultat des calculs : Cas ETE.

	P(mPa)	T(°C)	G (m ³ /h)	Y(kg/m ³)	Q(kg/ h)	F_i (kg/ h)	F_{hi} (kg/ h)
D102	9,86	-6	850 10 ³	0,061 10 ⁻³	51,58	/	/
D101	10,29	50	914170	1,28 10 ⁻³	1170,14	/	/
E102/103	9,6	-6	/	/	1118,29	11662,17	12780,46
E106	2,65	-8,5	47225	0,12.10 ⁻³	5,66	64	69,66
P103	2,45	-17,6	50.10 ³	0,061.10 ⁻³	3,05	34,49	37,54

Nous pouvons remarquer à partir de ces résultats (tableau VI.3) que la majorité de l'eau venant avec le gaz est éliminée au niveau des échangeurs E102 et E103. En effet, 95,6% de cette quantité est éliminée au niveau de ces échangeurs.

VI.3.3.Calcul du nombre d'unités à rajouter ou à réduire

❖ Pour les échangeurs E102 et E103

➤ Calcul du taux de MEG pour chaque échangeur(E102 et E103)

Soit F_2 , le débit de MEG envoyé dans l'échangeur E102 et F_4 le débit de MEG envoyé dans l'échangeur E103.

Le taux de MEG pour un échangeur donné est défini comme étant le rapport du débit de l'échangeur sur le débit total.

Soit $F_2 = 9900$ kg/ h : le débit de MEG envoyé dans l'échangeur E102

Soit $F_4 = 450$ kg/ h : le débit de MEG envoyé dans l'échangeur E103

$$t_2 = \frac{9900}{450+9900} * 100 = 95\%$$

$$t_4 = 100 - t_2 \quad \text{soit } t_4 = 100 - 95 = 5\%$$

Ces taux réels vont servir au calcul des débits de MEG à injecter dans les échangeurs E102 et E103.

$$F_{2r} = 0,95 * 11662,167 = 11079,058 \text{ kg/h}$$

$$F_2 = 11079 \text{ kg/h}$$

F_{2r} injecté dans le E102 = **9900 kg/h**

$$F_4 = 0,05 * 11662,167 = 583,98 \text{ kg/h}$$

$$F_4 = 584 \text{ kg/h}$$

F_{4r} injecté dans le E103 = **450 kg/h**

Nous remarquons que les débits injectés actuellement au MPP4 au niveau des échangeurs E102 et E103 sont inférieurs à ceux calculés. Il est donc nécessaire d'augmenter ces débits pour empêcher la formation des hydrates due à l'eau résiduelle non éliminée à cause des débits faibles adoptés.

a. Calcul du nombre d'unités d'injection à ajouter

➤ Au niveau de l'échangeur E102

F_a : débit de la solution MEG à ajouter pour compenser le déficit

$$F_{a2} = F_2 - F_{2r} \quad \text{donc } F_{a2} = 11079,058 - 9900 = 1179,058 \text{ kg/h}$$

Sachant que l'unité pour l'échangeur E102 équivaut à $0,22 \cdot 10^3 \text{ kg/h}$, que le débit de F_2 est égal à 1179,058 kg/h et le nombre de passes est de 6 donc :

$$N_2 = 0,90 \text{ unité}$$

➤ Au niveau de l'échangeur E103

$$F_{a4} = F_4 - F_{4r} \text{ donc } F_{a4} = 583,98 - 450 = 133 \text{ kg/h}$$

Sachant que l'unité pour l'échangeur E103 équivaut à $0,03 \cdot 10^3 \text{ kg/h}$, que le débit de F_4 est égal à 133 kg/h et le nombre de passes est de 2 donc :

$$N_4 = 4,43 \text{ unités}$$

Contrairement aux échangeurs E102 et E103, les débits d'injection actuels de MEG au niveau de l'E102 et de la pompe P103 sont supérieurs à ceux que nous avons obtenus (tableau VI.4). Donc une réduction d'unités d'injection s'avère nécessaire.

Tableau VI. 4 : Résultat des calculs du nombre d'unité à réduire : **CAS ETE.**

	F (kg/h)	F _r (kg/h)	F _d (kg/h)	indicateur [I] (t/h)	Nombre de passes [U]	N ^{bre} d'unités à réduire [N]
E106	64	450	386	0,15	1	1,3
P103	34,49	40	5,51	0,01	1	0,55

❖ CAS HIVER

La même procédure de calculs que pour le cas été a été adoptée pour le cas hiver. Seuls les résultats seront présentés avec leurs interprétations.

VI.3.4. Calcul de la TFH

Tableau VI.5 : Résultat des calculs de la TFH : **Cas HIVER.**

paramètres	D101	E103/E102	E106	P103
P (kg/cm ²)	103,5	103,5	25,7	25
P (psia)	6471,77	1471,77	365,45	355,5
d	0,654	0,654	0,659	0,664
T (°C)	37,7	-13	-13,2	-25,3
TFH (°F)	66	66	46	47,5
TFH (°C)	18,88	18,88	8,88	8,6

D'après ces résultats (tableau VI.5), nous constatons que la TFH calculée pour le D101 est inférieure à la température de service. Par conséquent, il n'y a aucun risque de formation d'hydrates. Quant aux TFH des échangeurs et de la pompe, elles sont toutes supérieures aux températures de service, il y a risque de formation des hydrates si des inhibiteurs ne sont pas utilisés à ces niveaux.

VI.3.5. Débits de glycol injectés (F) actuellement au MPP4 (tableau VI.6)

Tableau VI.6 : Résultat des calculs des débits de MEG : **Cas HIVER.**

Appareils (lieu d'injection)	E102	E103	E106	P103
Nombre d'unités Injectées [N]	6	6	2,5	3,6
Coefficient ou indicateur [I] (t/h)	0,22	0,03	0,15	0,01
Nombre de passes [U]	6	2	1	1
Le débit de MEG (kg/h) [F]	7920	180	360	36

b. Débits de MEG Calculés (tableau VI.7)

Tableau VI. 7 : Résultat des calculs de débit réel du MEG : **Cas HIVER.**

	P(mPa)	T(°C)	G (m ³ /h)	Y(kg/m ³)	Q(kg/ h)	F(kg/ h)	F _h (kg/ h)
D101	10,15	37,5	914170	0,6910 ⁻³ .	631,07	/	/
D102	9,60	-13	817 10 ³	0,038. 10 ⁻³	31,07	/	/
E102/103	/	/	/	/	600	6784,6	7384,6
E106	2,52	-13,2	41880	0,085.10 ⁻³	3,56	40,25	43,81
P103	2,45	-25,3	11250	0,038.10 ⁻³	0,43	4,86	5,29

Compte tenu des résultats (tableaux VI.6 et VI.7), il est constaté que les débits actuellement utilisés en hiver sont supérieurs aux débits calculés. Il serait nécessaire d'ajuster ces débits à leurs juste valeurs afin d'économiser du MEG d'une part, et de réduire son impact sur la santé des travailleurs. Ce réajustement se fera en réduisant le nombre d'unités.

VI.3.6. Calcul du nombre d'unités à réduire

Dans le tableau VI.8 nous avons rassemblé l'ensemble des données et les résultats concernant le nombre d'unités à réduire pour les différents échangeurs et la pompe.

Tableau VI. 8 : Résultat des calculs du nombre d'unités à réduire : **Cas HIVER**

appareils	F(kg/h)	F _r (kg/h)	F _d (kg/h)	indicateur [I] (t/h)	Nombre de passes [U]	N ^{bre} d'unités à réduire[N]
E102	7920	6628,55	1291,45	0,22	6	0,97
E103	180	156,05	23,95	0,03	2	0,4
E106	360	40,25	319,75	0,15	1	2,13
P103	36	4,86	31,14	0,01	1	3,11

VI.3.7.Comparaison entre le cas été et le cas hiver

Tableau VI.9 : récapitulatif des résultats

	CAS ETE				CAS HIVER			
	E102	E103	E106	P103	E102	E103	E106	P103
TFH (°F)	67	67	54	52,5	66	66	46	47,5
Q (kg/h)	1118,29		5,66	3,05	600		3,56	0,43
F optimisé (kg/h)	11079,06	584	64	34,49	6628,55	156,06	40,25	4,86
F _{actuel} (kg/h)	9900	450	450	40	7920	180	360	36
Nombre d'unités utilisé	7,5	7,5	3	4	6	6	2,5	3,6
Nombre d'unités optimisé	8,4	9,7	2,7	3,5	5,03	5,2	0,4	0,5

Débit moyen de MEG optimisé (kg/h)	Débit moyen de MEG utilisé actuellement (kg/h)	Débit moyen de MEG à déduire (kg/h)
9295,6	9668	372,4
Débits moyens de MEG annuel (tonnes/an)		
81429	84692	3263

VI.3.7.1.Discussion des résultats

Comme nous pouvons le voir dans le tableau VI.9, il y'a une certaine différence entre les résultats des deux saisons été et hiver.

Les TFH sont plus élevées en été qu'en hiver ce qui explique l'importance des températures du milieu ambiant pouvant atteindre 50 °C en été. Cette augmentation se répercute sur les installations qui seront moins performantes car on ne pourra pas atteindre les températures de refroidissement désirées donc on récupérera moins de condensat et de GPL. D'un autre coté, moins ces températures sont basses, moins le risque de formation des hydrates est amoindrie. En conclusion le risque de formation des hydrates est plus probable en hiver qu'en été.

L'augmentation de la température favorise la présence de quantités importantes d'eau vapeur dans le gaz naturel provenant des gisements donc la quantité d'eau à récupérer est nettement plus importante en été. En conséquence, les débits de glycol à injecter le seront aussi, ce que confirment nos résultats.

Nous remarquons aussi une différence entre la quantité de glycol injectée actuellement au MPP4 et celle calculée (optimisée). En effet, au fil des années, les paramètres d'exploitation

du gaz naturel ont changé car les installations se dégradent et perdent de leurs efficacités ainsi que ceux des gisements. Pour rattraper le manque à gagner dû au vieillissement des installations, des quantités importantes de glycol sont utilisées ce qui génère des pertes annuelles non négligeables.

Tous ce glycol perdu n'est pas seulement une perte économique mais aussi une menace pour l'environnement et la santé publique en particulier pour ceux qui s'occupent de l'exploitation du MPP4.

VI.4. Estimation des pertes

Dans un système de protection contre la formation des hydrates par injection d'inhibiteur, les pertes en ce dernier interviennent en 4 points principaux de l'installation [20].

- 1) Pertes d'inhibiteur par vaporisation dans le gaz produit (désignées par δ_1).
- 2) Pertes par solubilité de l'inhibiteur dans les hydrocarbures liquides (δ_2).
- 3) Pertes au régénérateur par vaporisation ou/et par entrainement (δ_3).
- 4) Pertes diverses, en particulier aux presses étoupes des pompes et dans les opérations de stockage, de transfert et de purges (δ_4).

VI.4.1. Pertes par vaporisation dans le gaz

Elles sont fonction de la pression et de la température (paramètres du gaz d'expédition).

Loi de Raoult pour les pertes par vaporisation :

$$\delta = 2,86 \cdot 10^{6*} \frac{P_v}{P(T+460)}$$

P_v : tension de vapeur du MEG à la température de service (mm Hg), déterminée à partir de l'abaque (figure VI.8).

En général les paramètres du gaz destiné à la vente sont les suivants :

$$\left\{ \begin{array}{l} P = 72 \text{ kg/cm}^2 = 1023,84 \text{ psia} \\ T = 45^\circ\text{C} = 7,22^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

A partir de la figure VI.10 en utilisant les paramètres du gaz, la tension de vapeur est de égale à 5 ($P_v = 5 \text{ mm Hg}$) et en appliquant la loi de Raoult pour les pertes par vaporisation dans le gaz, on obtient :

$$\delta_1 = 2,86 \cdot 10^6 \frac{5}{1023,84 (7,44+460)} = 29,88 \text{ Lbs/MMScf}$$

Or la production journalière est de 20 millions de m³ soit **G=20MMscf/jour** et par train

donc $\delta_1 = 29,88 \cdot 20 = 597,6 \text{ Lbs/jour}$

Sachant que 1 Lbs = 0,45 kg donc $\delta_1 = 597,6 \cdot 0,45 = 268,92 \text{ kg/jour}$

$\delta_1 = 98 \text{ tonnes/an}$

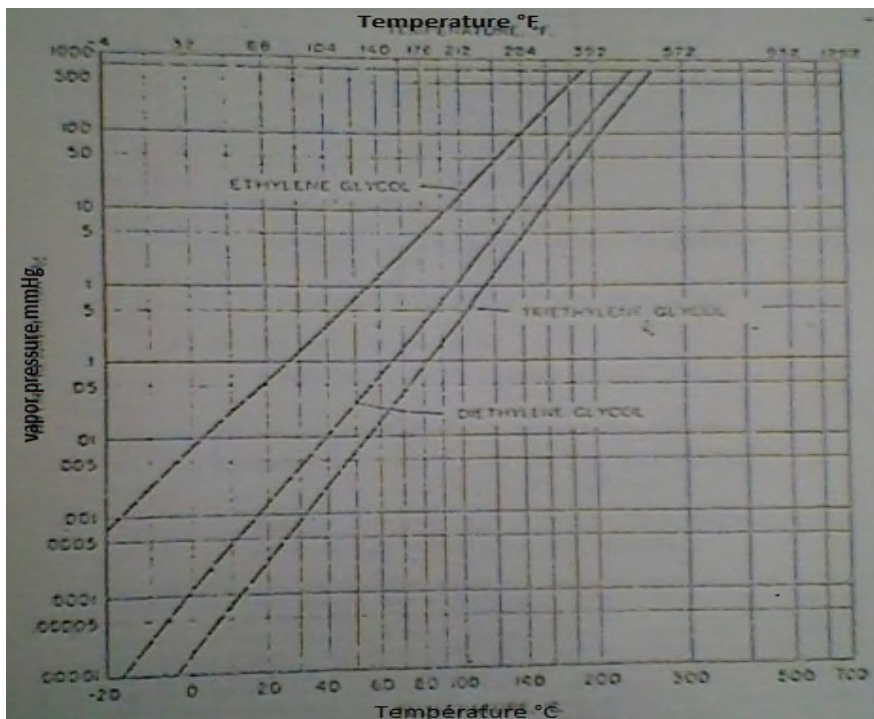


Figure VI.8: Diagramme de pression de vapeur pour différents glycol.

VI.4.2. Pertes par solubilité de l'inhibiteur dans les hydrocarbures

Pour les glycols, les pertes par solubilité dans les condensats sont de l'ordre de 2 % en poids.

$$\delta_2 = C \cdot \frac{0,02}{100} \text{ Soit}$$

Avec C le débit de condensat produit soit C = 4800 tonnes/jour et par train

donc

$\delta_2 = 350 \text{ tonnes/an}$

VI.4.3. Pertes au régénérateur du MEG hydraté

Ces pertes sont observées au sommet de la colonne de régénération. Ces pertes proviennent de l'entraînement de gouttelettes de MEG par la vapeur d'eau éliminée. Elles sont en général très faibles et doivent être négligeables pour une installation bien réglée. En particulier, la température de régénération doit être stable à $\pm 1^\circ\text{C}$, ce qui suppose évidemment une installation de régulation très performante [20].

La même procédure de calcul concernant les pertes par vaporisations dans le gaz est adoptée pour le calcul des pertes au régénérateur.

donc

$$\delta_3 = 0.4 \text{ tonnes/an}$$

VI.4.4. Pertes diverses

Celles-ci ne sont pas évidemment calculables mais doivent être inférieures à quelques kilogrammes par jour si l'installation est bien conçue (récupération des purges et des fuites) et bien conduite par les opérateurs.

$$\delta_4 = \delta_t - (\delta_{1+2} + \delta_3)$$

dans notre cas les pertes totales sont assimilées à l'excès de MEG utilisé (débit à déduire) soit $\delta_t = 3262 \text{ tonnes/an}$

$$\text{Par conséquent : } \delta_4 = 3262224 - (98155,8 + 350400 + 386,9) = 2,8.10^3 \text{ tonnes/an}$$

$$\delta_4 = 2,6.10^3 \text{ tonnes/an}$$

Compte tenu des résultats obtenus, les pertes en MEG correspondent au type 4 soit les pertes diverses qui peuvent provenir des fuites au niveau des installations, des purges, des vannes, des pompes...etc mais également du moussage, du pH et des dépôts de sels ... etc.

VI.5. Pertes moyennes annuel et par train

Les pertes en MEG ont été estimées à 3262224 kg/an

Sachant qu'une tonne de MEG vaut 1200 \$ (\$, dollar Américain)

La perte est donc estimée à **3 658 560 \$/an**

$$Pertes = 3\,658\,560 \text{ \$/an}$$

NB : tous les calculs effectués jusque-là concerne un seul train. Sachant qu'il y'a trois trains au MPP4 tous identiques, il faudra donc multiplier tous nos résultats par 3.

Pertes totales pour les 3 trains : **9786 ,7 tonnes/an** soit **10 975 680\$/an**

VI.6. Essai de minimisation de la concentration du MEG hydraté

Une méthode relativement simple est employée couramment pour diminuer l'intervalle entre la composition du MEG hydraté de la TFH en utilisant l'équation de Hammerschmidt. Celle ci permet le calcul de la composition minimale de l'inhibiteur après déshydratation du gaz [12,20].

Equation de Hammerschmidt :

$$X_{hmin} = \frac{\Delta T * M_{inh} * 100}{K + \Delta T * M_{inh}}$$

M_{inh} : masse molaire de l'inhibiteur (MEG)

K : constante qui dépend du type de glycol et elle est de 2200 pour le MEG [12,20].

ΔT : la température d'abaissement du gaz brut entrant au ballon D101, qu'on calcule à partir de l'équation suivante :

$$\Delta T = TFH - T_s + 5$$

❖ **Cas été**

$$\Delta T = -87,69^\circ C$$

$$X_{hmin} = 71,2\%$$

❖ **CAS HIVER**

$$\Delta T = 96,8^\circ C$$

$$X_{hmin} = 73,2\%$$

Nous pouvons utiliser ces compositions puisqu'elles sont dans le domaine ($58 < x_h < 80$ %) de non formation des hydrates.

Tableau VI.10 : Résultats et comparaison entre les trois cas (actuel, optimisé et minimisé)

	Cas été				Cas hiver			
	E102	E103	E106	P103	E102	E103	E106	P103
Q (kg/h)	1118,29		5,66	3,05	600		3,56	0,43
F actuel utilisé (kg/h)	9900	450	450	40	7920	180	360	36
F optimisé (kg/h)	11079,06	584	64	34,49	6628,55	156,06	40,25	4,86
F minimisé (kg/h)	8594,3	131,65	45,8	24,68	6310,26	318,29	38,32	4,62
Nombre d'unités utilisé	7,5	7,5	3	4	6	6	2,5	3,6
Nombre d'unités optimisé	8,4	9,7	2,7	3,5	5	5,2	0,4	0,5
nombre d'unités minimisé	6,5	7,5	2,6	2,52	4,79	5	0,39	0,48

Débit moyen de MEG à injecter (tonnes/an)		
Débit moyen actuel	Débit optimisé (x_h)	Débit optimisé (x_{hmin})
84692	81429	67750

En minimisant la composition du MEG hydraté, on diminue le débit d'injection et par conséquent, on augmente le débit de MEG à déduire par rapport aux débits de fonctionnement actuel (tableau VI.10).

Conclusion

Les débits injectés actuellement au MPP4 au niveau des échangeurs E102 et E103 sont inférieurs à ceux calculés. Il est donc nécessaire d'augmenter ces débits pour empêcher la formation des hydrates due à l'eau résiduelle non éliminée à cause des débits faibles adoptés. Contrairement aux échangeurs E102 et E103, les débits d'injection actuels de MEG au niveau de l'E106 et de la pompe P103 sont supérieurs à ceux que nous avons obtenus. Donc une réduction d'unités d'injection s'avère nécessaire.

Il a été également montré dans cette étude que les pertes en MEG correspondent principalement aux pertes diverses qui peuvent provenir des fuites au niveau des installations, des purges, des vannes, des pompes...etc

L'étude concernant la comparaison entre l'été et l'hiver à permis de constater que les Températures de formation des hydrates sont plus élevées en été qu'en hiver ce qui explique l'importance des températures du milieu ambiant pouvant atteindre 50 °C en été. Cette augmentation se répercute sur les installations qui seront moins performantes car on ne pourra pas atteindre les températures de refroidissement désirées donc on récupérera moins de condensat et de GPL. D'un autre coté, moins ces températures sont basses, moins le risque de formation des hydrates est amoindri. Le risque de formation des hydrates donc est plus probable en hiver qu'en été.

Un essai d'optimisation des débits d'injection en minimisant la composition du MEG hydraté après déshydratation du gaz a permis de réduire de manière importante la consommation en MEG par rapport au débit actuellement utilisé. L'application de ces résultats permettra de minimiser les pertes en Dollars et l'impact du MEG sur l'environnement.

CONCLUSION GENERALE

La présence d'eau dans le gaz naturel a été et restera une contrainte dans la production du gaz naturel, de part son rôle dans la formation des hydrates qui à leur tour endommagent et détériorent les installations de production. L'inhibition de ces hydrates par injection de Monoéthylèneglycol (MEG) engendre des coûts supplémentaires pour les exploitants et représente une menace pour l'environnement et la santé publique.

A travers l'étude que nous avons réalisée, nous sommes arrivés aux conclusions suivantes :

- ▶ La prévention de la formation des hydrates s'avère plus que nécessaire étant donné les risques liés à leur formation dans les installations et l'importance de cette étape dans le calcul des débits d'injections de la solution MEG.
- ▶ La formation des hydrates au MPP4 est inévitable si la déshydratation du gaz naturel par injection de la solution MEG n'est pas appliquée.
- ▶ Les débits d'injection de MEG adoptés actuellement au niveau du MPP4 sont très importants par rapport à ceux qu'on a calculés ce qui augmente les pertes en MEG et rend le procédé moins économique et plus nocif pour l'environnement en général.
- ▶ Les débits injectés actuellement au MPP4 au niveau des échangeurs E102 et E103 sont inférieurs à ceux calculés. Il est donc nécessaire d'augmenter ces débits pour empêcher la formation des hydrates due à l'eau résiduelle non éliminée à cause des débits faibles adoptés. Contrairement aux échangeurs E102 et E103, les débits d'injection actuels de MEG au niveau de l'E102 et de la pompe P103 sont supérieurs à ceux que nous avons obtenus. Donc une réduction d'unités d'injection s'avère nécessaire.
- ▶ Il a été également montré dans cette étude que les pertes en MEG correspondent principalement aux pertes diverses qui peuvent provenir des fuites au niveau des installations, des purges, des vannes, des pompes...etc
- ▶ L'étude concernant la comparaison entre l'été et l'hiver a permis de constater que les Températures de formation des hydrates sont plus élevées en été qu'en hiver ce qui explique l'importance des températures du milieu ambiant pouvant atteindre 50 °C en été. Cette augmentation se répercute sur les installations qui seront moins

performantes car on ne pourra pas atteindre les températures de refroidissement désirées donc on récupérera moins de condensat et de GPL. D'un autre côté, moins ces températures sont basses, moins le risque de formation des hydrates sont amoindri. Le risque de formation des hydrates est donc plus probable en hiver qu'en été.

- ▶ Un essai d'optimisation des débits d'injection en minimisant la composition du MEG hydraté après déshydratation du gaz a permis de réduire de manière importante la consommation en MEG par rapport au débit actuellement utilisé. L'application de ces résultats permettra de minimiser les pertes en Dollars et l'impact du MEG sur l'environnement.
- ▶ Une meilleure optimisation des débits d'injections du MEG est possible si l'on localise tous les points de l'installation susceptibles de causer des pertes en inhibiteur d'hydrates.

RECOMMANDATIONS

La qualité de cette étude concernant la prévention de la formation des hydrates et l'optimisation de la consommation du MEG demandées sera améliorée si on prend p en considération les recommandations suivantes :

- Surveiller en permanence les paramètres de service des installations.
- Améliorer cette étude de l'optimisation en prenant en compte les facteurs de correction comme la salinité de l'eau et la solubilité du gaz dans les hydrocarbures. Veiller au bon fonctionnement des installations et remplacer les conduites et les appareils détériorés.
- Injecter du Monoéthylèneamine (MEA) ou du borax pour éliminer le moussage.
- Surveiller le pH de la solution de glycol.
- Récupérer les purges et repérer les fuites qu'il faut localiser à travers les installations.

Si tous ces points sont pris en compte, les résultats de l'optimisation seront sans aucun doute très fiables.

Références bibliographiques

- [1] A. Menidjel, Déshydratation du GN régénération des amines, SEMINAIRE, H. R'Mel(2010).
- [2] S. Mokhatab, W. A. Poe, J. G. Speight, Natural Gas Transmission and Processing, Gulf Professional Publishing, Oxford(2006).
- [3] Gaz naturel, production, traitement et transport, revue SONATRACH, 2002.
- [4] DCS Module IV, document de l'usine MPP4, 2004.
- [5] Manuel opératoire du module IV, document de l'usine MPP4 ,JGS, 1979.
- [6] J. G. Speight, Gas Processing Environmental Aspects and Methods, Butterworth Heinemann, Oxford, England (1993).
- [7] A. Rojey, C. Jaffret, S. Cornot-Gandolph, B. Durand, S. Jullin and M. Valais, Natural Gas Production, Processing and Transport, Editions Technip, Paris, France(1997).
- [8] BP Statistical Review of World Energy ,Publication d'IFP, Edition Technip, Juin 2010.
- [9] J.F. Gravier, Propriétés des Fluides de Gisements, Edition Technip, Paris, France(1986).
- [10] A. Rojey,Le Gaz Naturel production, traitement et transport, Editions Technip, Paris, France(1994).
- [11] Antonin Chapoy, phase behaviour in water /hydrocarbon mixtures involved in gas production systems, these de doctorat, Ecole des Mines de Paris (2004).
- [12] John Carroll, natural gaz hydrates, guide pour les ingénieurs.
- [13]M.M.Moojier-Van den Heave, phase Behaviour and Structural Aspects of Ternary casthate hydrate systems, thèse de doctorat ,Technischeuniversité Delft (2004).
- [14]E.Dendy Sloan, Fundamental Principles and applications of Natural Gas Hydrate, centre for hydrat research, coloraboschool of mines, Nature publishing group, vol426, Novembre 2003.

[15]Jean Stéphane, Christiane Portenart, Les Hydrates de Gaz (nature, structures, propriétés, origines, applications et problématiques associées), projet documentaire, INSA Toulouse, 2004.

[16] Association Technique de l'industrie du Gaz en France (ATG, Paris), Manuel pour le Transport et la Distribution du gaz, tome IV, traitement du gaz naturel en vue du Transport et de la Distribution, septembre 1987.

[17]Charon, traitement de gaz, guide pour les ingénieurs, 1998.

[18]The Dow Chemical company, gas conditioning, 1962.

[19]The Dow Chemical company, glycols, 1971.

[20] p.Chmbrette, les hydrates dans la production et le transport des gaz, école nationale supérieure du pétrole et des moteurs à combustion interne, institut français du pétrole , Novembre 1976.

[21] Institut National de Recherche et de Sécurité (France), fiche demeter n°049, document pour l'évaluation médicale des produits toxiques, éthylène glycol, mars2010.



Résumé

La présence d'eau dans le gaz naturel a été et restera une contrainte dans la production du gaz naturel, de part son rôle dans la formation des hydrates qui à leur tour endommagent et détériorent les installations de production. L'inhibition de ces hydrates par injection de Mono éthylène glycol (MEG) engendre des coûts supplémentaires pour les exploitants et représente une menace pour l'environnement et la santé publique. Pour remédier à ces problèmes nous avons proposé une étude préventive de la formation des hydrates et une optimisation de la consommation du MEG au Module Processing Plant 4 (MPP4) de Hassi-R'mel.

Abstract

The presence of water in natural gas was and will remain a constraint in the production of natural gas, of share its role in the formation of the hydrates which in their turn damage and deteriorate the generating stations. The inhibition of these hydrates per injection of Mono ethylene glycol (MEG) generates additional costs for the owners and represents a threat for the environment and the public health. To remedy these problems we proposed a preventive study of the formation of the hydrates and an optimization of the consumption of the MEG at Module Processing Plant 4 (MPP4) of Hassi-R'mel.