

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche
Scientifique

Université d'El Oued

Faculté des sciences et de la Technologie

Département des sciences et de la Technologie



Mémoire En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Génie des Procédés

Option : Génie Chimique

Thème

*Étude comparative entre les deux systèmes
de déshydratation (par glycol/ par les échangeurs
de chaleur) du gaz Lift en tête de puits
au niveau de la région de TFT*

Présenté par :

BEGGAT DJAMAL EDDINE

RIADH AMMOUCHI

ISMAIL HENKA

Encadreur :

Mr : HARIZ BEKKAR YOUCEF

DEVANT LE JURY

Dr. BEN SEGHIR Bachir
Dr. BOUDOUH Issam

Université d'El Oued
Université d'El Oued

Président
Examineur

Promotion : 2020



Remercîment

En premier lieu nous remercions DIEU le tout-puissant qui nous a facilité le chemin et nous a donné la persévérance pour réaliser ce modeste travail.

Nous présentons nos sincères remerciements à tous les personnels du groupement (Sonatrach TFT).

Nous remercions Dr. YUCEF HARIZ BEKKAR, notre encadreur pour sa bienveillance, son suivi et ses suggestions pour L'accomplissement de ce travail

Nous exprimons toute notre reconnaissance à BETTACHE SAKER et tous les ingénieurs du service gaz-lift, ABOUDA LAKHDAR, BAROUDI MIRINI et BIN SHARIF ABDEL QADER, qui nous a généreusement aidés.

À la fin nous remercions tous nos amis qui nous ont soutenu durant ce travail



DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail pour :

*Ma très chère mère qui a œuvré pour ma réussite par
son amour, son soutien,*

*Tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour
tout son Aide et sa présence dans ma vie ;*

*Mon père, qui peut être fier de trouver ici le résultat de
longues années de sacrifices et de*

Privations pour m'aider à avancer dans la vie ;

*Mes frères et sœurs qui n'ont cessé d'être pour moi des
exemples de persévérance, De courage et de générosité ;*

À tous mes amis, à tous ceux qui

Sèment le bonheur dans mon chemin

DJAMAL EDDINE.



DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail :

*À ma très chère mère et à mon très cher père,
Qui se sont sacrifiés et dévoués pour mon bonheur.*

Je le dédie également à :

Mes frères et sœurs.

Toute ma famille.

Tous mes amis.

*À toute personne qui m'a aidé de loin
Ou de près pour construire ce travail.*

ISMAIL.



DÉDICACES

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à :

- Mon père et ma mère pour leurs soutiens

- Mes chers frères et sœurs.

- Toute ma famille.

- Tous mes amis

- En fin à toutes les personnes qui ont

Contribuées de près

Ou de loin à l'élaboration de ce travail.

RIADH.

Résumé

Quand l'énergie du réservoir est trop faible pour que le puits soit éruptif, ou quand le débit de production désirée est plus important que celui possible avec l'énergie du réservoir, Il devient nécessaire de mettre en place un moyen d'activation.

L'exploitation du champ TFT par déplétion naturelle a fait chuter sa pression de gisement d'une façon considérable, alors ils ont opté pour un maintien de pression avec l'injection de gaz lift, mais en hiver où les températures atteignent 8 C°, et en raison de la présence d'eaux et quelques impuretés, le gaz lift se givre dans des conditions particulières au niveau des conduites d'injection.

Pour éviter le problème de formation des hydrates dans le gaz lift. la première méthode c'est l'injection de di-éthylène glycol avant la vanne CAMCO, qui permet de déshydrater le gaz lift par abaissement de température en inhibant les formations d'hydrates, et la deuxième méthode est l'installation d'un calorifugeur en tête des puits, le but est d'obtenir la récupération d'une certaine quantité de chaleur dans des conditions économiques optimales qui est en compromis entre les frais d'investissement et les frais opératoires.

Mots clés : Les hydrates ; Gaz lift ; Le di-éthylène glycol; calorifugeur, éruptif.

Abstract

When the energy of the reservoir is too low for the well to eruptive, or when the desired production rate is greater than that possible with the energy of the reservoir. It becomes necessary to set up a means of activation.

The exploitation of the TFT field by natural depletion has dropped its reservoir pressure considerably, so they opted for pressure maintenance with the injection of gas lift, but in winter when temperatures reach 8 °C, and due to the presence of water and some impurities, the gas lift freezes under specific conditions at the level of the injection pipes,

To avoid the problem of hydrate formation in the gas lift. The first method is the injection of di-ethylene glycol before the CAMCO valve, which makes it possible to dehydrate the gas lift by lowering the temperature by inhibiting the formation of hydrates, and the second is the installation of a heat insulator at the wellhead, the aim is to obtain the recovery of a certain quantity of heat under optimal economic conditions which are in compromise between the investment costs and the operating costs.

Keywords: Hydrates; Gas lift; Di-ethylene glycol; heat insulator, eruptive.

Sommaire

Remerciement.	
Dédicaces.	
Résumé.	
Sommaire.	I
Liste des Figures.	IX
Liste des Tableaux.	XII
Nomenclature.	XIII
Introduction générale.	1
CHAPITER I: Présentation de la région TFT.	
I.1. Introduction.	4
I.2. Situation géographique de la région TFT.	4
I.3. Gisement du champ de TFT.	5
I.4. Historique de la découverte.	6
I.5. Historique du development.	7
I.6. Organisation de la direction régionale TFT.	7
I.7. Division Exploitation.	9
• I.7.1. Service Programmation.	10
• I.7.2. Secteur exploitation Huile Nord.	10
❖ I.7.2.1. Service Maintien de Pression (MP).	10
❖ I.7.2.2. Service huile Nord (HN).	11
- I.7.2.2.1. Production des principaux centres du secteur nord au 24 /02/2020.	11
❖ I.7.2.3. Service Unité de Traitement des Gaz associés (UTGA).	12
• I.7.3. Secteur exploitation huile Sud.	12
❖ I.7.3.1. Service exploitation huile Sud (HS).	12
- I.7.3.1.1. Production des principaux centres du secteur sud au 24/02/2020.	13
❖ I.7.3.2. Service Fermenteur Gaz Lift (FGL).	14
I.8. Nature de l'effluent de la région TFT.	14
I.9. Conclusion.	15
CHAPITER II: Réseaux GL.	
II.1. Introduction.	17
II.2. Définition de gaz-lift.	18
II.3. Principe de gaz-lift.	18
II.4. Type de gaz-lift.	22
• II.4.1. Classification suivant le mode d'injection.	22
❖ II.4.1.1. Gaz-lift continu.	22
❖ II-4-1.2. Gaz-lift intermittent.	22
❖ II.4.1.3. Comparaison.	23
❖ II-4-1.4. Choix entre gaz-lift contenu et intermittent.	23
- II-4-1.4.1. Puits à fort IP.	23
- II-4-1.4.2. Puits à faible IP.	23
• II-4-2. Classification en fonction de la complétion.	23
❖ II-4-2.1. Gaz lift direct.	23
❖ I I-4-2.2. Gaz lift indirect.	24
❖ II-4-2.3. Gaz lift double.	25
❖ II-4-2.4 Gaz lift parallèle.	25
• II-4.3. Classification en fonction du circuit d'injection.	26

❖ II.4.3.1 Gaz lift en circuit fermé.	26
❖ II.4.3.2. Gaz lift en circuit ouvert.	26
II.5.Applications du Gaz-lift.	27
• II-5.1. Les puits à huile.	27
• II.5.2. Les puits à eau.	27
• II.5.3. Démarrage des puits (kick off).	27
• II.5.4. Nettoyage de puits injecteur.	27
II.6. Caractéristiques, avantages et limites du gaz-lift.	27
• II.6.1. Les caractéristiques du gaz-lift.	27
• II.6.2. Les avantage du gaz-lift.	28
• II.6.3. Les limites du gaz-lift.	29
II.7. Le gaz associé.	29
II.8. Réseau GL dans la région TFT.	30
✓ II.8.1. Secteur nord.	30
• II.8.1.1. CPC (FGL).	30
❖ II.8.1.1.1. Objet.	30
❖ II.8.1.1.2. La station est constituée.	30
• II.8.1.2. CTFN.	31
❖ II.8.1.2.1. Objet.	31
❖ II.8.1.2.2. La station est constituée.	31
✓ II.8.2. Secteur sud.	31
• II.8.2.1. MF3 (FGL).	32
❖ II.8.2.1.1. Objet.	32
❖ II.8.2.1.2. La station est constituée.	32
• II.8.2.2. MF5.	32
❖ II.8.2.2.1. Objet.	32
❖ II.8.2.2.2. La station est constituée.	33
II.9.Conclusion.	33

CHAPITER III: Les hydrates et la déshydratation et solutions.

III.1. Introduction.	35
III.2. L'eau dans le gaz.	35
III.3. Les hydrates.	36
• II.3.1. Historique sur les hydrates.	36
• III.3.2. Définition des hydrates.	37
• III.3.3. Informations sur les hydrates.	38
• III.3.4. Facteurs favorisant la formation des hydrates (les conditions).	38
❖ III.3.4.1. Facteurs primaires.	38
❖ III.3.4.2. Facteurs secondaires.	38
• III.3.5. Composition des hydrates.	39
• III.3.6. La réaction de formation des hydrates.	40
• III.3.7. Formation des hydrates.	40
• III.3.8. Structures des hydrates.	41
❖ III.3.8.1. Hydrates de Structure I.	41
❖ III.3.8.2. Hydrates de Structure II.	43
❖ III.3.8.3. Hydrates de Structure H.	44
• III.3.9. Types des hydrates.	45
• III.3.10. Prévention de formation des hydrates.	46
❖ III.3.10.1. Chauffage.	46

❖ III.3.10.2. Réduction de pression.	47
❖ III.3.10.3. Utilisation d'inhibiteurs.	47
- III.3.10.3.1. Les sels.	47
- III.3.10.3.2. Les alcools.	47
- III.3.10.3.3. Autres inhibiteurs.	48
• III.3.11. Les conditions de formation d'hydrates.	48
• III.3.12. La teneur en eau dans le gaz.	49
❖ III.3.12.1. Mesure de la teneur en eau en laboratoire.	49
- III.3.12.1.1. Observation du point de rosée.	50
- III.3.12.1.2. Rétenion de gaz par les absorbants.	50
- III.3.12.1.3. La Méthode de Karl Fischer.	50
• III.3.13. L'objectif de déshydrater le gaz lift.	51
III.4. La Déshydratation.	52
✓ III.4.1. Méthodes de déshydratation.	52
• III.4.1.1. Déshydratations par absorption.	52
❖ III.4.1.1.1. Principe.	53
❖ III.4.1.1.2. Types des absorbants.	53
• III.4.1.2. Déshydratation par abaissement de température.	54
• III.4.1.3. Déshydratation par perméabilité gazeuse.	54
• III.4.1.4. Déshydratation par adsorption.	55
❖ III.4.1.4.1. Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption.	56
✓ III.4.2. Comparaison des méthodes.	56
III.5. Conclusion.	57

CHAPITER IV: La déshydratation par le glycol.

IV.1. Introduction.	59
IV.2. Définitions.	59
• IV.2.1. Le glycol.	59
• IV.2.2. Le di-éthylène glycol.	59
IV.3. Utilisation du di-éthylène glycol.	60
IV.4. Choix de glycol.	61
IV.5. Types de glycols industriels.	62
IV.6. Fabrication des glycols.	62
IV-7- Propriétés physico-chimiques des glycols.	63
IV.8. Choix du type de glycol.	64
IV.9. Critère de choix du DEG.	64
IV.10. Le choix du DEG à 90% en poids.	65
IV.11. Absorption d'eau par le glycol.	65
IV-12- Les avantages et les inconvénients des types de glycol.	66
IV.13. Sécurité.	67
• IV.13.1. Danger d'ingestion.	67
• IV.13.2. Inflammabilité.	67
• IV.13.3. Précautions.	68
IV.14. Conclusion.	68

CHAPITER V: La déshydratation par les échangeurs de chaleur.

V.1. Introduction.	70
V.2. Généralités sur le transfert de chaleur.	70
• V.2.1. Modes de transmission de chaleur.	70
❖ V.2.1.1. La conduction.	70

❖ V.2.1.2. La convection.	71
❖ V.2.1.3. Rayonnement.	72
• V.3. Description des échangeurs chaleur.	73
❖ V.3.1. Échangeur double tube.	73
❖ V.3.2. Échangeur faisceau et calandre.	74
- V.3.2.1. La calandre.	76
- V.3.2.2. Plaques tubulaires.	76
- V.3.2.3. Faisceau.	77
- V.3.2.4. Disposition des tubes.	77
- V.3.2.5. Chicanes.	78
▪ V.3.2.5.1. Chicanes transversaux.	78
▪ V.3.2.5.2. Chicanes longitudinales.	78
- V.3.2.6. La boîte de distribution et la boîte de retour.	78
- V.3.2.7. Déflecteurs ou plaque de protection du faisceau.	79
- V.3.2.8. Assemblage faisceau –calandre.	79
▪ V.3.2.8.1. Les échangeurs à plaque tubulaire fixes.	79
▪ V.3.2.8.2. Les échangeurs à tête flottante.	80
▪ V.3.2.8.3. Les échangeurs à tubes en U.	80
- V.3.2.9. Le choix de l'ordre de passage du fluide dans les échangeurs faisceaux et Calandre.	81
❖ V.3.3. Échangeurs compacts non tubulaires.	82
❖ V.3.4. Échangeurs bobinés.	82
- V.3.4.1. Principe de construction.	82
- V.3.4.2. Matériaux.	83
- V.3.4.3. Avantage.	83
V.4. Les problèmes d'échange de chaleur.	83
• V.4.1. Problèmes externes.	83
❖ V.4.1.1. Contamination par l'eau.	84
❖ V.4.1.2. Contaminants gazeux.	84
❖ V.4.1.3. Contaminants liquides.	84
❖ V.4.1.4. Contaminants solides.	84
• V.4.2. Problèmes internes.	84
V.5. Mode de circulation des fluides.	84
• V.5.1. Circulation a co-courant et circulation à contre-courant.	85
❖ V.5.1.1. Échangeur de chaleur à contre-courant.	85
❖ V.5.1.2. Échangeur de chaleur à co-courants.	85
• V.5.2. Circulation associant co-courant et contre- courant.	86
V.6. Utilisation de l'échangeur de chaleur pour la déshydratation de GL en TFT.	86
V.7. Conclusion.	87
CHAPITER VI: Analyse des méthodes de déshydratation de GL à TFT.	
VI.1. Utilisation d'injection de di-éthylène glycol.	89
• VI.1.1. Calcul du débit optimal d'injection de DEG.	89
❖ VI.1.1.1. Introduction.	89
❖ VI.1.1.2. Le problème et objectif de l'étude.	89
❖ VI.1.1.3. Calcul le débit optimum d'injection de DEG .	89
❖ VI.1.1.4. Procédure de calcul des débits d'injection de DEG.	89
❖ VI.1.1.5. Méthodes de calcul de la TFH (température de débit de formation des hydrates).	91

❖ VI.1.1.6. Calcul de la température TFH du puits TFT AMA 25.	91
❖ VI.1.1.7. Calcul ΔT de la dépression de température.	92
❖ VI.1.1.8. Calcul C_{min} Concentration minimum en poids de DEG dans la solution finale.	92
❖ VI.1.1.9. Calcul F_0 du débit de DEG de pureté a % par 1 kg d'eau inhibée.	93
❖ VI.1.1.10. Calcul F du débit de DEG injecté par jour.	93
❖ VI.1.1.11. Résultats de calcul.	95
❖ VI.1.1.12. Calcul de cout de DEG consommé.	95
• VI.2. Utilisation d'un calorifugeur.	96
❖ VI.2.1. L'objectif de cette partie d'étude.	96
❖ VI.2.2. Méthode de calcul.	96
- VI. 2.2.1. Bilan thermique.	96
- VI.2.2.2. Calcul de la température moyenne logarithmique (ΔT_{LM}).	97
- VI.2.2.3. Calcul de coefficient d'échange global U_s .	98
- VI.2.2.4. Calcul de la surface d'échange A cal.	98
- VI.2.2.5. Calcul de la surface d'échange disponible A_{dis} .	98
❖ VI.2.3. Vérification de calorifugeur en tête de puits AMA25.	99
- VI.2.3.1. Calcul du flux de chaleur Q.	100
- VI.2.3.2. Calcul $\Delta T_{LM_{corrigé}}$.	102
- VI.2.3.3. Calcul le coefficient d'échange global U_s .	102
- VI.2.3.4. Calcul de la surface d'échange A_{cal} .	106
- VI.2.3.5. Calcul de la surface d'échange disponible A_{dis} .	106
• VI.2.4. Dimensionnement un échangeur de chaleur en tête des puits, afin d'obtenir un meilleur échange thermique pour éviter la formation des hydrates.	106
❖ VI.2.4.1. Calcul le flux de chaleur Q.	107
❖ VI.2.4.2. Calcul ΔT_{LM} .	107
❖ VI.2.4.3. Calcul le coefficient d'échange global U_s .	107
❖ VI.2.4.4. Calcule la surface d'échange optimal A_{opt} .	107
• VI.2.5. Résultats de calcul.	108
❖ VI.2.5.1. Résultats de calcul (Cas actuel).	108
❖ VI.2.5.2. Interprétation des résultats.	108
❖ VI.2.5.3. Résultat de calcul (redimensionnement de l'échangeur de chaleur actuel).	108
• VI.2.6. Estimation du prix d'intervention pour installation d'un calorifugeur en tête de puits.	109
❖ VI.2.6.1. Prix d'achat des équipements.	109
❖ VI.2.6.2. Prix d'intervention.	109
❖ VI.2.6.3. Prix de calorifugeage .	110

CHAPITER VII: La simulation des deux systèmes de déshydratation GL.

VII.1. Introduction.	112
VII.2. Généralités sur la simulation.	112
VII.3. Description du logiciel HYSYS.	112
VII.4. Méthode de la simulation avec le logiciel HYSYS.	113
VII.5. la simulation de l'injection de glycol au niveau des points de givrage dans le puits TFT AMA 25.	113

• VII.5.1. Établissement du schéma de simulation d'injection de glycol en tête de puits TFT AMA 25.	113
• VII.5.2.Résultats calculés par le simulateur HYSYS pour l'injection de di-éthylène glycol.	116
VII.6. La simulation de l'installation d'un calorifugeur en tête de puits TFT AMA25.	117
• VII.6.1. Établissement du schéma de simulation de l'installation d'un calorifugeur en tête de puits TFT AMA25.	117
• VII.6.2. Résultats calculés par le simulateur HYSYS pour l'installation d'un calorifugeur en tête de puits TFT AMA 25.	120
VII.7. Conclusion.	121
Conclusion générale.	123
Bibliographie.	125
Annexe.	129

Liste des figures

Fig I.1. Situation géographique de la région TFT.....	5
Fig I.2. Organigramme de la direction régionale TFT.....	8
Fig I.3. Évaluation de la production des principaux centres du secteur nord.....	12
Fig I.4. Production totale des principaux centres du secteur sud.....	14
Fig II.1. Le pompage aux tiges.....	17
Fig II.2. Moyens d'activation (récupération secondaire).....	18
Fig II.3. Puits à condition dynamique.....	20
Fig II.4. Principe de gaz-lift.....	21
Fig II.5. Type de gaz-lift suivant le mode d'injection.....	22
Fig II.6. L'injection de gaz lift direct.....	24
Fig II.7. L'injection de gaz lift indirect.....	25
Fig II.8. Gaz Lift en circuit fermé.....	26
Fig II.9. Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé.....	30
Fig III.1. Glace que brule.....	35
Fig III.2. La vanne CAMCO.....	37
Fig III.3. Accumulation des hydrates obtenue après raclage de la conduite lors d'un entretien périodique (source Petrobras, Brasil).....	39
Fig III.4. La forme des hydrates.....	40
Fig III.5. La géométrie des différentes cavités des structures I, II et H.....	41
Fig III.6. Structure d'un hydrate de type I.....	42
Fig III.7. Hydrates de Structure I.....	42
Fig III.8. Structure d'un hydrate de type II.....	43
Fig III.9. Hydrates de Structure II.....	43
Fig III.10. Structure d'un hydrate de type H.....	44
Fig III.11. Hydrates de Structure H.....	44
Fig III.12. Chauffage de gaz lift.....	46
Fig III.13. Avant et après l'injection d'inhibiteur.....	48
Fig III.14. Courbe P – T de formation d'hydrates de gaz.....	49

Fig III.15. Courbe de rosée d'un gaz.....	50
Fig III.16. Givrage au niveau d'un puits en gaz lift.....	52
Fig III.17. Procédé de déshydratation par absorption.....	53
Fig III.18. Schéma simplifié de la déshydratation par abaissement de température.....	54
Fig III.19. Schéma de principe de perméabilité gazeuse.....	55
Fig III.20. Trois principaux types d'adsorbants solides.....	55
Fig III.21. Tours de déshydratation.....	56
Fig IV.1. L'injection de di-éthylène glycol dans le champ TFT.....	61
Fig IV.2. Pression de vapeur pour les glycols purs.....	64
Fig IV.3. Le coefficient d'activité de l'eau dans la solution d'éthylène glycol.....	65
Fig V.1. Différents types de transfert de chaleur la convection, le rayonnement et la conduction.....	73
Fig V.2. Schéma d'échangeur double tube.....	74
Fig V.3. Passage des fluides dans l'échangeur faisceaux et calandre.....	76
Fig V.4. La calandre d'échangeur faisceaux calandre.....	76
Fig V.5. Faisceaux des tubes.....	77
Fig V.6. Dispositions des tubes de faisceaux.....	77
Fig V.7. Type des chicanes.....	78
Fig V.8. Types des boites de distributions.....	78
Fig V.9. Les types des déflecteurs.....	79
Fig V.10. Échangeur a plaque tubulaire fixe.....	79
Fig V.11. Échangeur a tête flottante.....	80
Fig V.12. Échangeur à tube en U.....	80
Fig V.13. Échangeurs à plaque.....	82
Fig V.14. Échange de chaleur à contre-courant pur.....	85
Fig V.15. Échange de chaleur à co-courant.....	85
Fig V.16. Échangeur de chaleur calorifugeurs dans la région TFT.....	87
Fig VI.1. L'injection de glycol au niveau de tête de puits TFT AMA25.....	91
Fig VI.2. Schéma simplifié d'un échangeur de chaleur en tête de puits.....	99

Fig VI.3. Schéma simplifié du calorifugeur en tête de puits TFT AMA25.....	99
Fig VII.1. L'image de pompe tex team.....	114
Fig VII.2. Le schéma de simulation des principales pour l'action de pompe tex team par HYSYS	115
Fig VII.3. Paramètres de di-éthylène glycol entre dans la pompe tex team (P-100)	115
Fig VII.4. Paramètres de gaz lift entre dans la mixer (MX-100)	116
Fig VII.5. Paramètres de refoulement de DEG de la pompe tex team (P-100)	116
Fig VII.6. Paramètres de refoulement de DEG et le gaz lift du mixer (MX-100)...	117
Fig VII.7. L'installation d'un échangeur de chaleur en tête de puits.....	118
Fig VII.8. Le schéma de simulation des principales pour l'action d'échangeur de chaleur par HYSYS	119
Fig VII.9. Paramètres de gaz lift entre dans l'échangeur de chaleur (E-100).....	119
Fig VII.10. Paramètres de pétrole brut entre dans l'échangeur de chaleur (E-100).	120
Fig VII.11. Paramètres de refoulement de gaz lift d'échangeur de chaleur (E-100).....	120
Fig VII.12. Paramètres de refoulement de pétrole brut d'échangeur de chaleur (E-100)	121

Liste des tableaux

Tab I.1: Dates des découvertes des champs de Tin Fougé Tabankort	6
Tab I.2: Production des principaux centres du secteur nord.....	11
Tab I.3: Production des principaux centres du secteur sud.....	13
Tab I.4: Nature de l'effluent de la région TFT.....	14
Tab III.1: Caractéristiques des trois structures d'hydrates.....	45
Tab III.2: Température de formation d'hydrate dans le gaz pour différents paliers de pression.....	49
Tab III.3: Température de formation d'hydrates dans le gaz pour différents paliers de pression avec différentes teneurs d'eau séparatrice (eau produite).....	51
Tab III.4: Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption.....	56
Tab IV.1: Propriétés physico-chimiques des glycols.....	63
Tab IV.2: Les avantages et les inconvénients des glycols.....	66
Tab VI.1: Les mesures sont indiquées.....	91
Tab VI.2: Résultats de calcul des débits optimaux d'injection de glycol (cas actuel).....	95
Tab VI.3: Calcul de la chaleur spécifique de Gaz lift.....	101
Tab VI.4: Résultat calcul des surfaces d'échange.....	108
Tab VI.5: Dimensions optimales de l'échangeur de chaleur en tête de puits TFT AMA25.....	108
Tab VI.6: Prix d'achat des équipements.....	109
Tab VI.7: Résultats de calcul prix d'intervention.....	110
Tab VI.8: Résultat de calcul prix de calorifugeage.....	110
Tab VII.1: La composition de gaz lift de puits TFT AMA25	114
Tab VII.2: La composition du pétrole brut de puits TFT AMA25.....	118

Nomenclature

TFT: Tin Fouyé Tabankort.	DEG: Di-éthylène glycol.
Pm: Poids moléculaire de DEG.	μ: La viscosité dynamique (kg/m h).
K: Constant de l'inhibiteur (fonction de glycol).	dg: Densité de gaz.
C_{min}: Concentration minimale en poids de DEG.	Xi: Fraction massique.
F₀: Débit minimal de DEG injecté à une pureté a % (pour inhiber 1 Kg d'eau).	T: Température de fluide chaud (°C).
F_{0H}: Débit de DEG hydraté a la sortie de vanne CAMCO.	t: température de fluide froid (°C).
Q1: Quantité de chaleur perdue par le fluide chaud kJ/h.	ρ: La masse volumique (kg/m ³).
Q2: Quantité de chaleur reçue par le fluide froid kJ/h.	Q: Le flux de chaleur (kJ/h).
\dot{M}: Débit de chaleur perdue par le fluide chaud, en kg /s.	Q: Débit massique des fluides (kg/jour).
\dot{m}: Débit massique du fluide froid, en Kg /s.	Ts: Température de service (F°).
Cp: La chaleur spécifique du fluide (k j/kg °C).	Δ_{TLM}: La température moyenne logarithmique.
Us: Coefficient d'échange global (kj/h m ² C°).	Re: Nombre de Reynold adimensionnel.
h_{int}: Coefficient de transfert de chaleur par convection côté tube (kj/h hm ² C°).	Pr: Nombre Prandtl adimensionnel.
h_{ext}: Coefficient de transfert de chaleur par convection côté calandre (kj/h hm ² C°).	Nu: Nombre Nusselt adimensionnel.
e: L'épaisseur (m).	f: Facteur de correction.
λ: La conductivité thermique (kj/m h C°).	W: La vitesse massique de fluide (kg / h m ²).
D: Diamètre de la calandre (m).	

A_{cal} : La surface d'échange (m ²).	μm : La viscosité dynamique moyenne (kg/m h)
A_{dis} : La surface d'échange disponible (m ²).	λm : La conductivité thermique moyenne (kj/m h C°).
A_{opt} : la surface d'échange optimal.	C_{pm} : La chaleur spécifique du fluide moyenne (k j/kg °C).
d : Diamètre du tube (m).	Deq : Diamètre équivalent (m).
q : La quantité d'eau qui existe dans le Gaz lift (PPM).	P : La pression (psia).
API : American Petroleum Institute.	GLR : Gaz Liquid Ratio.
TFH : Température de formation des hydrates.	GOR : Gaz Oil Ratio.
UTGA : Unité de Traitement des Gaz associés.	UMT :Universal Transvers Mercator .
E : Caractérise le rendement de l'échange thermique.	GL : Gaz Lift .
Sc : Section de passage de fluide (m ²).	F : Mesure l'efficacité de l'appareil par rapport au contre-courant pur.
	S : Section traversée par le flux de chaleur.

Introduction générale

Introduction générale

Le secteur de l'hydrocarbure est le pilier de l'économie algérienne : il représente 60% des recettes prévues au budget, 30% du PIB et 97% de l'ensemble des recettes d'exportation.

Ceci a permis à l'Algérie aussi d'occuper une place de choix dans l'ensemble des pays producteurs de pétrole et le gaz.

Donc, il est tout à fait clair que la contribution des hydrocarbures dans le processus du développement économique du pays est très appréciée et remarquable, mais il est aussi besoin d'amélioration des capacités productives.

Pour cela l'exploitation de ce dernier exige le développement dès l'industrie pétrolière est présent dans toutes les phases de la production.

La production de pétrole nécessite plusieurs étapes à savoir le forage d'exploration et l'exploitation. Dans la première phase d'exploitation ; la plupart des puits de pétrole ont une haute pression ce qui permet d'avoir une production éruptive.

Au fur et à mesure que la quantité de gaz de gisement diminué (GOR faible), la pression de gisement chute ce qui conduit à freiner l'huile au niveau de Tubing et donc arrêter la production, c'est le cas au niveau du champ TFT Algérie.

Pour augmenter la production de pétrole, plusieurs techniques ont été mises en service, parmi eux :

- ❖ Le gaz-lift.
- ❖ Les pompes électriques submersibles (Electric Submersible Pumping - ESP).
- ❖ Le pompage hydraulique de fond (Downhole hydraulic pumping).
- ❖ Le pompage aux tiges (Sucker rod pumping).
- ❖ Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP).

La technique la plus utilisée au niveau de la région TFT c'est l'injection de gaz lift dans le casing qui dépend de la pression du gaz nécessaire pour alléger le tubing. Malgré les avantages de cette technique, mais en hiver où les températures atteignent 8 °C, et en raison de la présence d'eaux et quelques impuretés, le gaz lift se givre dans des conditions particulières au niveau des conduites d'injection (en aval de la vanne CAMCO), et par conséquent la production de puits s'arrête.

Introduction générale

Dans ce travail, nous avons étudié deux méthodes qui peuvent être utilisées comme solutions pour éviter le problème de formation des hydrates dans le gaz lift. La première méthode c'est l'injection de glycol au niveau des points de givrage, et la deuxième c'est l'installation d'un calorifugeur en tête de puits.

Notre travail est subdivisé en deux parties, une partie théorique et une partie pratique :

- **Partie théorique :**

Le chapitre I concerne la présentation de la région TFT.

Le chapitre II concerne le gaz lift.

Le chapitre III parle sur les hydrates et la déshydratation.

Le chapitre IV parle sur le glycol.

Le chapitre V parle sur les échangeurs.

- **Partie pratique :**

Le chapitre VI comporte deux parties, dans lesquels il sera étudié la configuration optimale par la solution la plus efficace et rentable pour régler le problème d'hydrates à TFT, à savoir le calcul du débit optimal d'injection du glycol et le calcul des dimensions de l'échangeur de chaleur.

Le chapitre VII nous avons utilisé HYSYS pour simuler les résultats obtenus dans le sixième chapitre.

Chapitre I

Présentation de la zone

TFT

I.1. Introduction

La direction régionale de Tin Fougé Tabankort connue sous l'abréviation de TFT, est une unité opérationnelle de la société Sonagraphe, activité amont, division production créée en 1976. Elle est chargée de la production de pétrole et de gaz du champ de TFT et de la gestion de ses divisions.

I.2. Situation géographique de la région TFT

La région de Tin Fougé Tabankort (TFT) est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi, plus précisément à 300 km au Nord-Ouest d'In Amenas, à 500 km au Sud-Est de Hassi Messaoud sur la route nationale N°3, à 1300 km d'Alger, elle dépend administrativement de la Wilaya d'Illizi.

La région se trouve sur une altitude de 432m avec une température ambiante qui varie entre 0°C et 45°C durant l'année.

La région de TFT a une superficie d'environ 4 000 Km² et elle est délimitée par les coordonnées UTM (Universal Transverse Mercator) suivantes:

$$\begin{array}{ll} \mathbf{X1=310.000} & \mathbf{Y1=310.000} \\ \mathbf{X2=400.000} & \mathbf{Y2=3.190.000} \end{array}$$

Le champ de TFT connu par sa capacité de production de l'huile, il est classé le deuxième champ après HASSI MESSAOUD. Il produit en moyenne :

- ✓ 8 700 m³ /jour d'huile.
- ✓ 16 045 m³ /jour d'eau.
- ✓ 3000 000 m³ /jour de gaz.

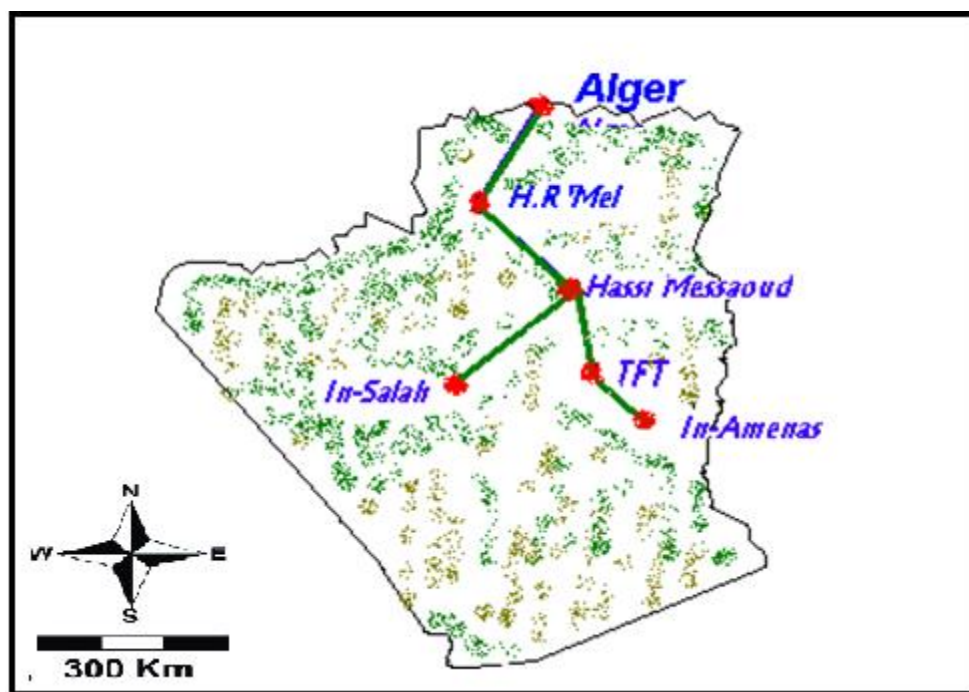


Figure I.1. Situation géographique de la région TFT.

I.3. Gisements du champ de TFT

Le gisement de TFT est composé de deux réservoirs productifs : l'ordovicien et le dévonien. L'ordovicien est le principal gisement, il a été découvert en 1967.

Ce réservoir est une colonne d'huile sous forme d'un anticlinal surmonté par le gaz-cap au sud et d'huile au nord, le réservoir s'étend sur 7 à 15 Km du nord au sud et 25 km de l'est à l'ouest, il est de profondeur de 2100 m en moyenne. Le dévonien est un réservoir d'huile à une profondeur de 1400 m, il est non éruptif exploité par des modes artificiels.

La région TFT est divisée en deux secteurs : le secteur sud et le secteur nord. Le secteur nord regroupe les champs du TFT ordovicien et dévonien (TAM, AMA, DJOUA). Le secteur sud comprend les champs de TIN-FOUYE et MAZOULA.

Elle est composée de 17 périmètres d'exploitation :

- ✓ Tin Fouke Tabankort (TFT ORDO).
- ✓ Amassak Tirarimine (AMA).
- ✓ Tin Fougé Tabankort 100 (TFT100).
- ✓ Tin Fougé Tabankort Est (TFTE).
- ✓ Tamendjelt (TAM).
- ✓ Omar Dris Nord (ODN).
- ✓ Tin Fougé (TFY).

Chapitre I : Présentation de la région TFT

- ✓ Tin Fougé Nord (TFN).
- ✓ Tin Fougé Ouest (TFW).
- ✓ Djoua (DJW).
- ✓ Hassi Mazoula Nord (HMZ).
- ✓ Hassi Mazoula Sud (MZS).
- ✓ Hassi Mazoula B (MZB).
- ✓ Tifernine (TFR).
- ✓ Tim Snaguene (TIM).
- ✓ Bir el Quetara (BEQ).
- ✓ Hassi Belhouda (HBDA).

I.4. Historique de la découverte

La découverte des champs et leur mise en production sont présentées dans le tableau .I.1

Tableau I.1 : Dates des découvertes des champs de TFT.

Champs	Date de découverte	Date de mise en production
SECTEUR SUD		
TIN FOUYE	1961	1963
HASSI MAZOULA SUD	1963	1966
HASSI MAZOULA B	1966	1967
TIN FOUYE NORD	1966	1966
HASSI MAZOULA NORD	1959	1963
SECTEUR NORD		
TFT PUIITS 100	1966	1967
DJOUA OUEST	1966	1968
TFT ORDOVICIEN	1967	1968
TFT ZONE EST	1968	1968
TAMENDJELT	1970	1974
AMASSAK	1970	1974

I.5. Historique du développement

Le réservoir de TFT Ordovicien produit la plus grande partie de la production de la région de TFT, son exploitation a commencé en novembre 1968. Jusqu'en 1975, les puits forés étaient au nombre de 52, dont 49 producteurs. La surface embrassée par les forages ne présentait que 40% de la surface de TFT, la production d'huile en 1974 a atteint 2634 000 tonnes.

En raison de la diminution de la pression de gisement conduisant à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression est introduit en 1980. Les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 2751 651 tonnes, 4976 886 tonnes en 1991, 4410 176 tonnes en 1994 et 3504 200 tonnes en 1998.

Dans le but d'augmenter le taux de récupération à plus de 25% et de récupérer les gaz torchés, un autre projet est entré en service en 1987 avec la construction de l'usine de traitement de gaz (UTGA). Actuellement 400 puits d'huile sont forés dans le réservoir ordovicien du gisement de TFT.

I.6. Organisation de la direction régionale TFT

La direction régionale de Tin Fougé Tabankort (TFT) fait partie de la division production (DP) de l'entreprise SONATRACH. Elle est chargée de la production du pétrole du champ de TFT et de la gestion de toutes les divisions qui lui sont rattachées.

Les Divisions de la région TFT sont :

- ✓ **Division Engineering Production** : son rôle principal est de s'occuper des puits de leurs forages jusqu'à leur épuisement total. Tout en suivant l'évolution des paramètres des gisements et programmant la maintenance nécessaire afin de maintenir leur production.
- ✓ **Division Exploitation** : cette division assure l'expédition et l'utilisation de l'huile et de gaz.
- ✓ **Division Infrastructure** : cette division s'occupe de la planification et la réalisation et le suivi des projets.
- ✓ **Division Maintenance** : son rôle est d'assurer le bon fonctionnement des équipements industriels.
- ✓ **Division Hygiène, Sécurité et Environnement** : son rôle principal est d'assurer la sécurité des installations industrielles et la protection du personnel conformément à la politique HSE de l'entreprise.

Chapitre I : Présentation de la région TFT

- ✓ **Division Approvisionnements et Transport** : son rôle est d'assurer la gestion de l'approvisionnement du stockage et du transport.
- ✓ **Division personnelle** : cette division s'occupe de l'organisation des ressources humaines de l'entreprise. Elle est constituée de plusieurs services (le service planification, le service administration générale et moyenne, le service gestion/paie et le service prestation sociale).
- ✓ **Division Finance** : cette division assure la gestion et l'élaboration du budget, la comptabilité générale, la comptabilité analytique, la trésorerie et l'activité juridique.
- ✓ **Division moyenne générale** : son rôle est d'assurer la gestion de la base de vie (restauration, hébergement, buanderie, et foyer) et de contrôler ou superviser les travaux effectués par la sous-traitance.
- ✓ **Division technique** : assure l'inspection des équipements de surface et le suivi des projets (étude, schéma, cahier des charges).

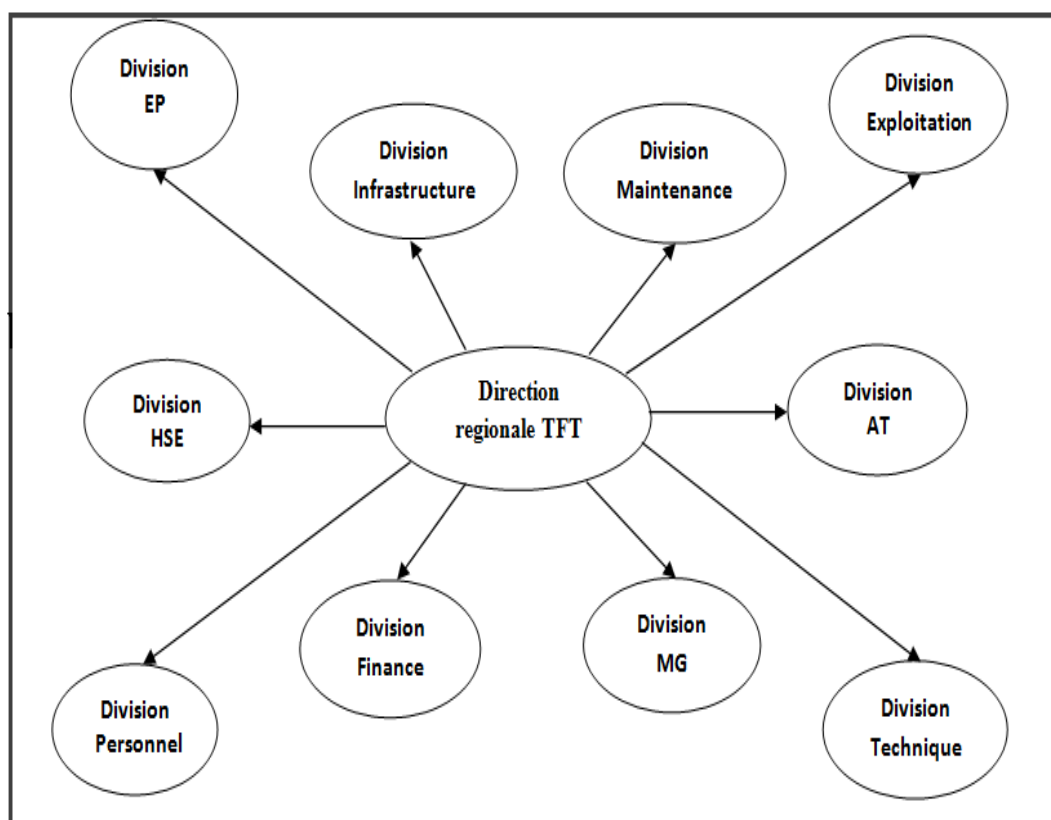


Figure I.2. Organigramme de la direction régionale TFT.

I.7. Division Exploitation

La Division Exploitation est chargée de l'exploitation de l'huile, du gaz et de l'eau à partir des têtes des puits jusqu'à leur expédition, elle est chargée entre autres de la gestion des installations des surfaces suivantes:

- ✓ Centres de séparations.
- ✓ Centres de stockages (huile).
- ✓ Usine de traitement et de compression des gaz associés.
- ✓ Stations de compression (fermeture gaz lift).
- ✓ Stations de production et d'injection d'eau.

L'activité huile se répartit sur 300 puits et 17 centres de séparation pour les deux secteurs nord et sud. Pour le secteur Nord il s'agit de TFT et TAM. Le secteur sud comprend TFY, Mazoula et Djoua. Parmi les tâches accomplies par cette division, on peut citer ce qui suit :

- ✓ La réalisation des programmes d'injection et de production d'eau, de traitement, d'expédition des hydrocarbures produit par les complexes et des installations de surface.
- ✓ L'exploitation des unités de production, de traitement, de transformation, de stockage, d'expédition, de compression des hydrocarbures et les unités de production et d'injection d'eau.
- ✓ La collaboration avec le responsable des programmes pour la coordination des expéditions, des produit liquides et gazeux avec la division TRC.
- ✓ L'étroite collaboration avec la Division Engineering Production et Maintenance.
- ✓ La veille au strict respect des procédures d'exploitation et HSE.
- ✓ Le traitement, l'ordonnancement et le suivi des factures de nettoyage, de sablage des bacs de stockage de brut et d'eau, récupération de brut, nettoyage et entretien des bassins de décantation API et réparation des équipements statiques. La division assure également des activités dans le cadre du maintien de pression des gisements, par la production et l'injection d'eau ainsi que l'injection de gaz. La division gère également quatre stations de compression FGL, tout en assurant le stockage du pétrole brut dont la capacité totale est de $62000 m^3$ (CPC TFT), $8700 m^3$ (TFY) et $2000 m^3$ à Mazoula Nord.

La division procède à la vérification de certains paramètres et tests indispensables

Chapitre I : Présentation de la région TFT

pour le suivi des réservoirs tels que les tests des puits producteurs d'huile et de gaz, le GOR, le pourcentage d'eau, la pression en tête de puits. Elle assure le contrôle quotidien de la qualité du brut expédié par les mesures de salinité, BSW et la TVR, ainsi que le suivi de la corrosion par les différentes techniques.

Cette division travaille en collaboration avec la division sécurité, dans le but d'assurer la sécurité du personnel, la division exploitation est organisée comme suit :

- ✓ Un service programmation.
- ✓ Un secteur d'exploitation nord est composé comme suit :
 - Un service MP.
 - Un service HN.
 - Un service UTGA.
- ✓ Un secteur d'exploitation sud est composé comme suit :
 - Un service HS.
 - Un service FGL.
- ✓ Un service exploitation gisement (champ de Tifernine/Mazoula).

I.7.1. Service de programmation

Les missions essentielles de ce service sont :

- ✓ Le suivi des puits hydrate par l'analyse du pourcentage d'eau ainsi que l'analyse qualitative des puits sulfatés et barytés.
- ✓ L'établissement des rapports de production.
- ✓ La mise à jour des données de puits et le calcul de la production, injection et prévisions.
- ✓ La sélection des puits chimiques proposée par les fournisseurs.
- ✓ L'analyse chromatographique du gaz expédié.

I.7.2. Secteur exploitation Huile Nord

I.7.2.1. Service Maintien de Pression (MP)

La déplétion naturelle des gisements est assurée essentiellement par l'expansion des fluides et de la roche. L'insuffisance de balayage naturel d'huile dans les gisements a incité une énergie artificielle, la plus fréquente étant l'injection d'eau ou de gaz. L'injection d'eau appliquée au niveau du réservoir ordovicien de la région de TFT.

Chapitre I : Présentation de la région TFT

Les missions au niveau du service MP sont les suivantes :

- ✓ Injection d'eau dans les réservoirs Ordovicien et Amassak.
- ✓ Surveillance permanente des équipements et des puits.
- ✓ Contact permanent avec la structure maintenance pour les suivis programmés des machines.

I.7.2.2. Service Huile Nord (HN)

Ce service assure l'exploitation et la surveillance des paramètres des centres de séparation, de stockage et d'expédition d'huile au nord de TFT. Il surveille également les installations de surface, des équipements et les travaux sur les équipements des centres (intervention, nettoyage des équipements, changements, réparations...).

Les centres de production de TFT gérés par le service huile nord sont au nombre de huit (08) :

- **Secteur Est** : CS2, CS3, CS4, CS5 .
- **secteur ouest** : CS1, TAM, AMA, et le Centre Principal de Collecte (CPC).

Le suivi de l'évolution de la production par les puits se fait par des tests quotidiens et périodiques.

I.7.2.2.1. Production des principaux centres du secteur nord au 24 /02/2020

Tableau I.2: Production des principaux centres du secteur nord.

Centre de séparation	PC	S1	S2	S3	S4	S5	AM	MA
PROD HUILE m³/jour	25	716	87	93	235	400	8	185
PROD EAU m³/jour	147	45	17	69	50	19	90	80
TOTAL	672	061	04	162	585	519	38	565

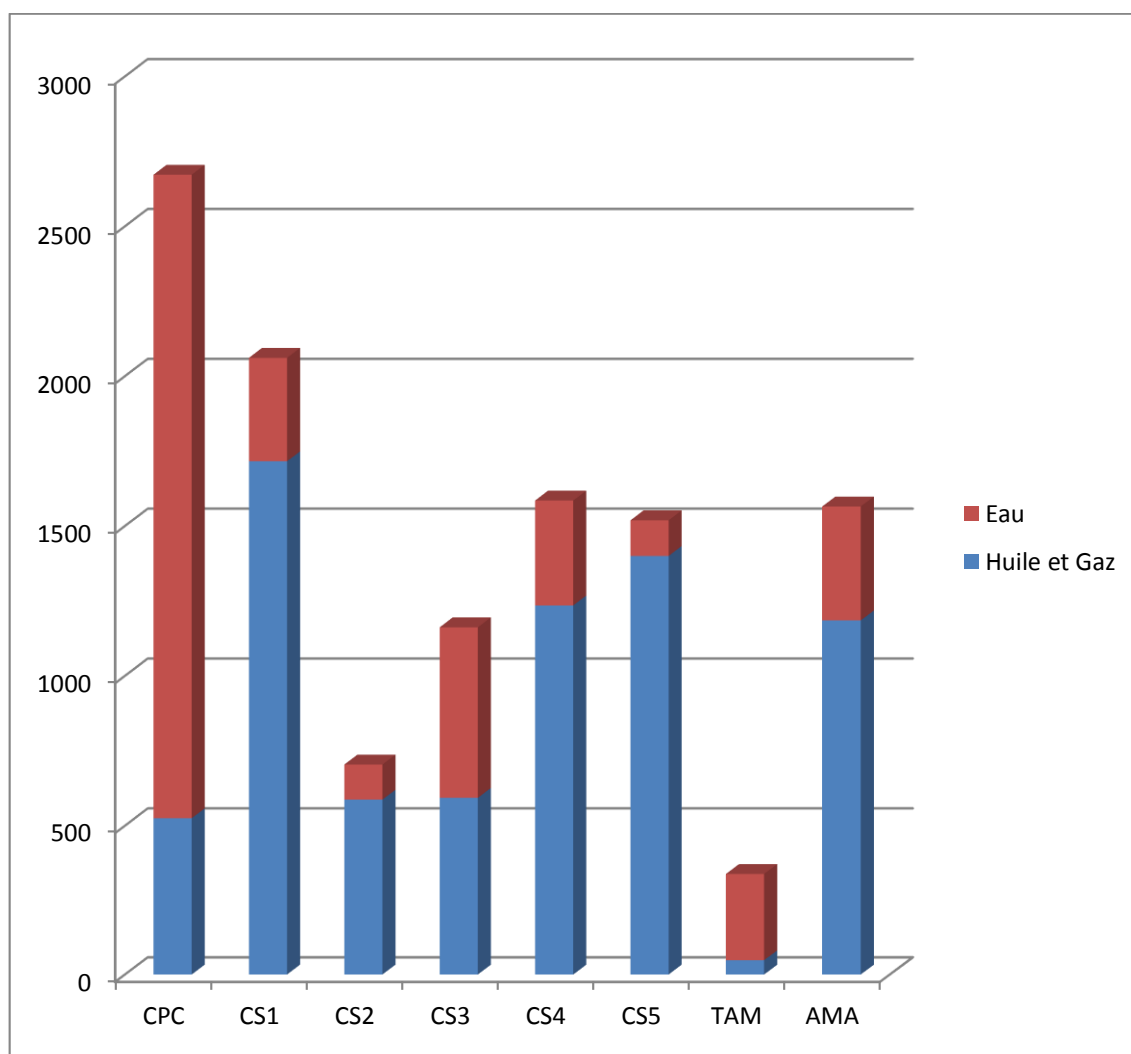


Figure I.3. *Évaluation de la production des principaux centres du secteur nord.*

I.7.2.3. Service Unité de Traitement des Gaz associés (UTGA)

Le service unité de traitement des gaz associés UTGA assure le traitement des gaz associés par la compression, la déshydratation des gaz associés et par la séparation des condensats qui seront injectés dans l'huile, alors qu'une partie du gaz sec est utilisé comme gaz lift, le reste est envoyé pour la commercialisation par la pipe GR1 vers Hassi- R'mel.

I.7.3. Secteur exploitation Huile Sud

I.7.3.1. Service exploitation Huile Sud (HS)

Ce service assure l'exploitation et la surveillance des installations de surface de séparation, de stockage et d'expédition d'huile de chacun des centres suivants : CTFN (Centre de séparation Tin Fougé Nord), MF1 (centre de séparation 1), MF2, MF3, MF4,

Chapitre I : Présentation de la région TFT

MF5 et CPC TFY (Centre principal de collecte TFY), HMN (Centre principal de collecte Hassi Mazola Nord), HMB (Centre de séparation Hassi Mazola B), HMS (Centre de séparation Hassi Mazola Sud) , DJW (Centre de séparation Djoua).

L'expédition d'huile se fait de CTFN à MF1, MF2, MF3, MF4, au CPC TFY, et de HMZ B à HMZ S puis à HMZ N au CPC TFY. Et au final l'expédition d'huile se fait de CPC TFY vers Mederba en passant par CPC TFT. Et pour Djoua l'expédition de l'huile se fait du centre de Djoua au CPC TFT puis vers Mederba.

I.7.3.1.1. Production des principaux centres du secteur sud au 24/02/2020

Tableau I.3: *Production des principaux centres du secteur sud.*

Centre	F1	F2	F3	F4	F5	TFN	MZN	MZS	djoua	CTH
Prod. Huile m ³ /j	83	29	86	12	20	62	10	47	108	130
Prod. Eau m ³ /j	58	41	76	32	35	360	5	87	1115	3790
TOTAL	041	70	162	44	55	322	85	034	1223	3919

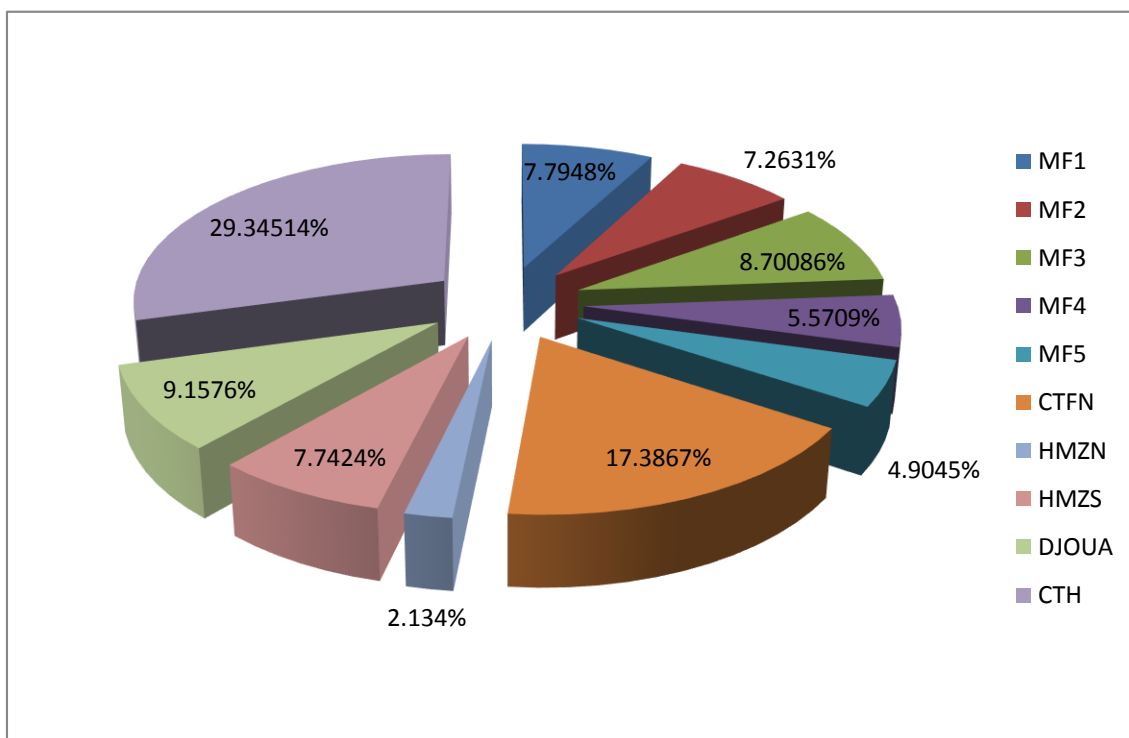


Figure I.4. *Production totale des principaux centres du secteur sud.*

I.7.3.2. Service Fermeture Gaz Lift (FGL)

L'objectif de la fermeture gaz lift est la récupération des gaz produits au niveau des différents centres de séparation des champs de TFT qui sont initialement torchés.

Les gaz récupérés sont comprimés et traités au niveau des stations GL puis réinjectés dans les puits comme gaz-lift.

Les principaux rôles du service FGL sont comme suit :

- ✓ Minimisation des gaz torchés.
- ✓ Injection du gaz lift afin d'assurer une production de brut optimale.
- ✓ Récupération des condensats.

I.8. Nature de l'effluent de la région TFT

Tableau I.4: *Nature de l'effluent de la région TFT.*

nature effluente	production (moyenne)
Huile m ³ /jour	10000
Gaz S m ³ /jour	2000000
Eau (Maintenu de Pression) m ³ /jour	21000

I.9. Conclusion

Le gisement de Tin Fougé Tabankort (TFT) a atteint un degré d'exploitation élevé, mais non encore définitif. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole.

Chapitre II

Réseau GL

II.1.Introduction :

Dans le passé, les méthodes de récupération assistée étaient rarement prises en compte dès le début du développement d'un champ. Il y'avait une frontière bien définie entre la phase de déplétion naturelle et la phase avec récupération assistée. De nos jours, il est devenu rare d'avoir à développer des champs géants à haut indice de productivité et ce sont plutôt des champs complexes aux réserves marginales qui sont mis en production. Il est donc impératif de prévoir un soutirage artificiel dès le début du schéma de développement d'un champ.

Pour cela, il existe cinq méthodes principales de soutirage artificiel :

- ✓ Le gaz-lift.
- ✓ Les pompes électriques submersibles (Electric Submersible Pumping - ESP).
- ✓ Le pompage hydraulique de fond (Downhole hydraulic pumping).
- ✓ Le pompage aux tiges (Sucker rod pumping).



Figure II.1. *Le pompage aux tiges.*

- ✓ Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP).

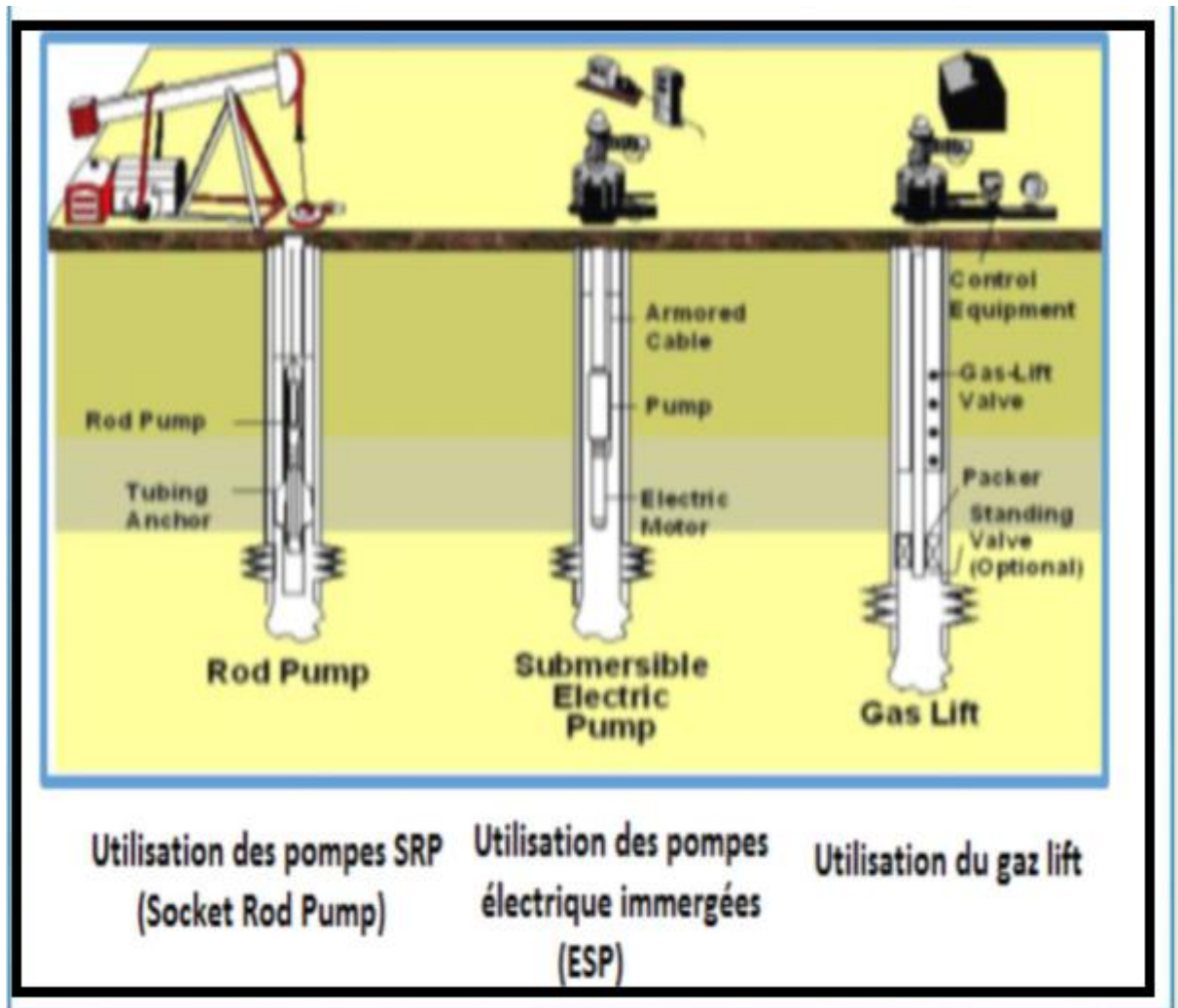


Figure II.2. Moyens d'activation (récupération secondaire).

II.2. Définition de gaz-lift

Le gaz-lift est un moyen pour continuer la production alors que le puits n'est plus naturellement éruptif ou pour augmenter le débit naturel du puits en injectant du gaz sous pression, généralement dans le turbin et par l'annulaire de manière à alléger (gaz-lift continu) ou déplacer (gaz-lift intermittent) l'effluent du point d'injection jusqu'à la surface[1].

II.3. Principe de gaz-lift

L'objectif d'une activation par gaz-lift est de réduire la pression en fond de puits en écoulement (bottom hole flowing pressure) et augmenter ainsi la production du réservoir.

Le principe du gaz lift consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le turbin. Ceci est similaire à un ajout de

Chapitre II : Réseau GL

puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient, et ce, jusqu'au séparateur [2].

Le point délicat d'une conception de gaz-lift reste l'estimation des pertes de charge en écoulement multiphasique qui sont obtenues à partir de recueils de courbes ou à l'aide d'un ordinateur.

Une fois en possession des bonnes courbes ou du bon logiciel, le design commence et s'effectue en deux étapes :

- ✓ **La première étape concerne le futur profil des puits** : en fonction des données disponibles, le débit est calculé, le turbin est choisi et la quantité de gaz nécessaire est estimée.
- ✓ **La seconde étape est de concevoir le système de décharge du puits**: la position des mandrins de décharge, la taille et le tarage des vannes sont déterminés dans cette étape.

Une des questions principales est de décider quel type de vannes à utiliser. Certaines sont pilotées par la pression du turbin (fluid operated valve = tubing operated valve), d'autres par la pression du casing (gas operated valve = casing operated valve) [1].

Pour illustrer le principe du gaz-lift (la figure II.3), puits représentation 'pression – depth' et 'température – depth', Puits à condition dynamique schématise le puits avec, à présent, une injection de gaz dans le turbin à partir de la vanne à 4800 pieds (point G). Comme le puits démarre en produisant 100 % d'eau, le gradient sous le point d'injection (point F) reste de $0,1 \text{ kg/m}^2 / \text{m}$ (0.433 psi/ft). L'effet du gaz est très net et on le voit, en particulier, que le poids de la colonne entre la vanne à 4800 pieds et la surface (point I) est grandement réduite.

Le niveau liquide remonte à la surface et la pression en tête est d'environ 200 psi.

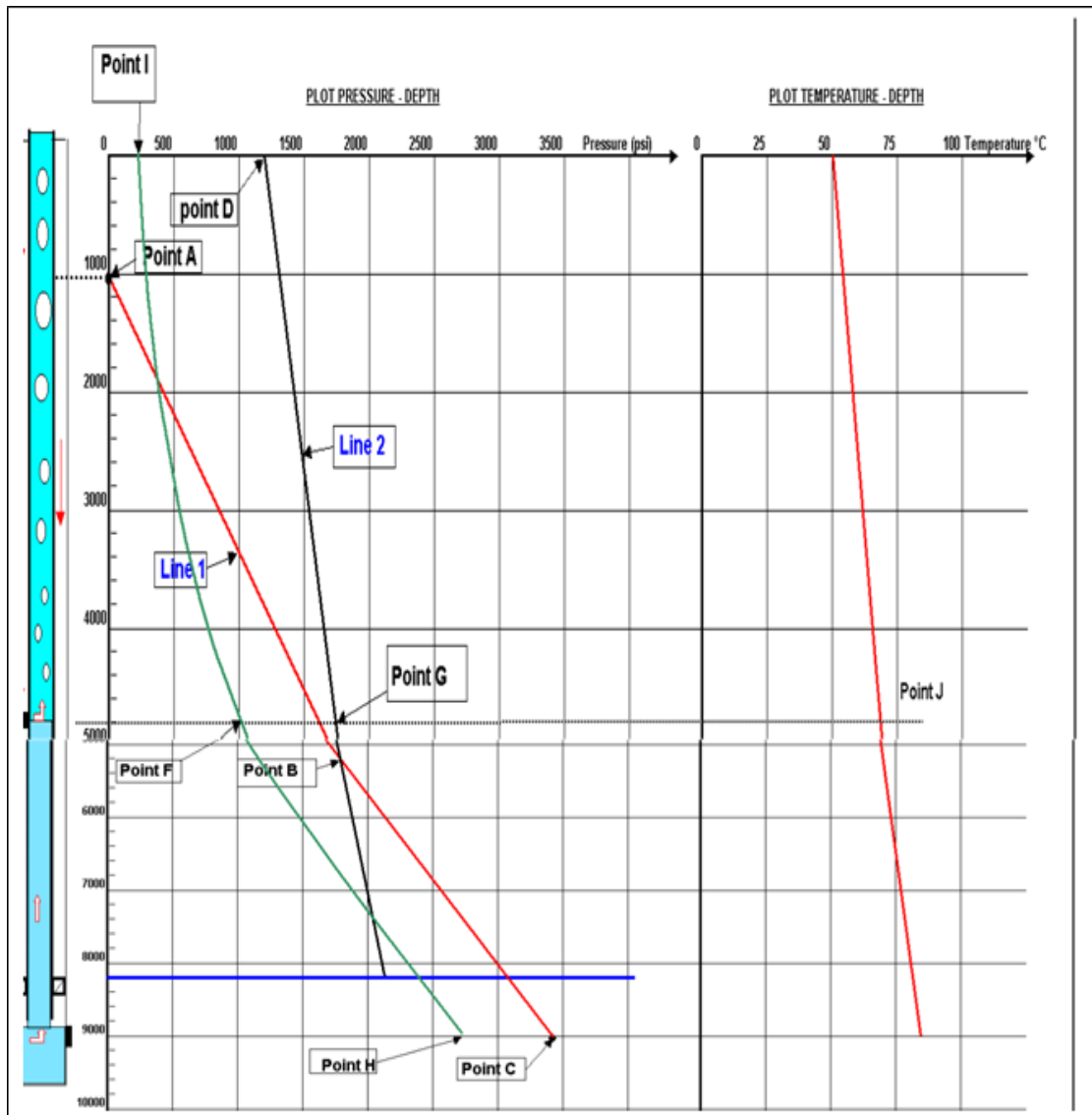


Figure II.3. Puits à condition dynamique [1].

De nouveaux points sont définis :

Point F : pression turbin à la profondeur de la vanne : $P_{tv} = 1000$ psi.

Point G : pression d'injection du gaz à la profondeur de la vanne : $P_{cv} = 1700$ psi.

Point H : pression d'écoulement au fond : $P_{wf} = 2500$ psi.

Point I : pression du turbin en tête en écoulement : $P_{whf} = 250$ psi.

Point J : température à la profondeur de la vanne en écoulement : $(T_{iv}) = 70$ C°.

Une telle configuration est appelée 'single point' gaz-lift. Cependant, le point d'injection est à une cote trop haute comparée à la profondeur du réservoir et l'efficacité de l'installation sera très médiocre.

Chapitre II : Réseau GL

Ainsi, lorsque la pression du gaz disponible n'est pas assez forte pour amener le gaz à un niveau proche du Packer, des vannes de gaz-lift doivent être installées tout au long du turbin pour décharger le puits et pour permettre un point d'injection final profond. La conception doit être faite avec soin pour être certain que le gaz atteindra la première vanne, ensuite les vannes intermédiaires et enfin, la vanne la plus profonde. De plus, en phase d'exploitation toutes les vannes de décharge doivent être fermées et seule la vanne la plus profonde doit être ouverte.

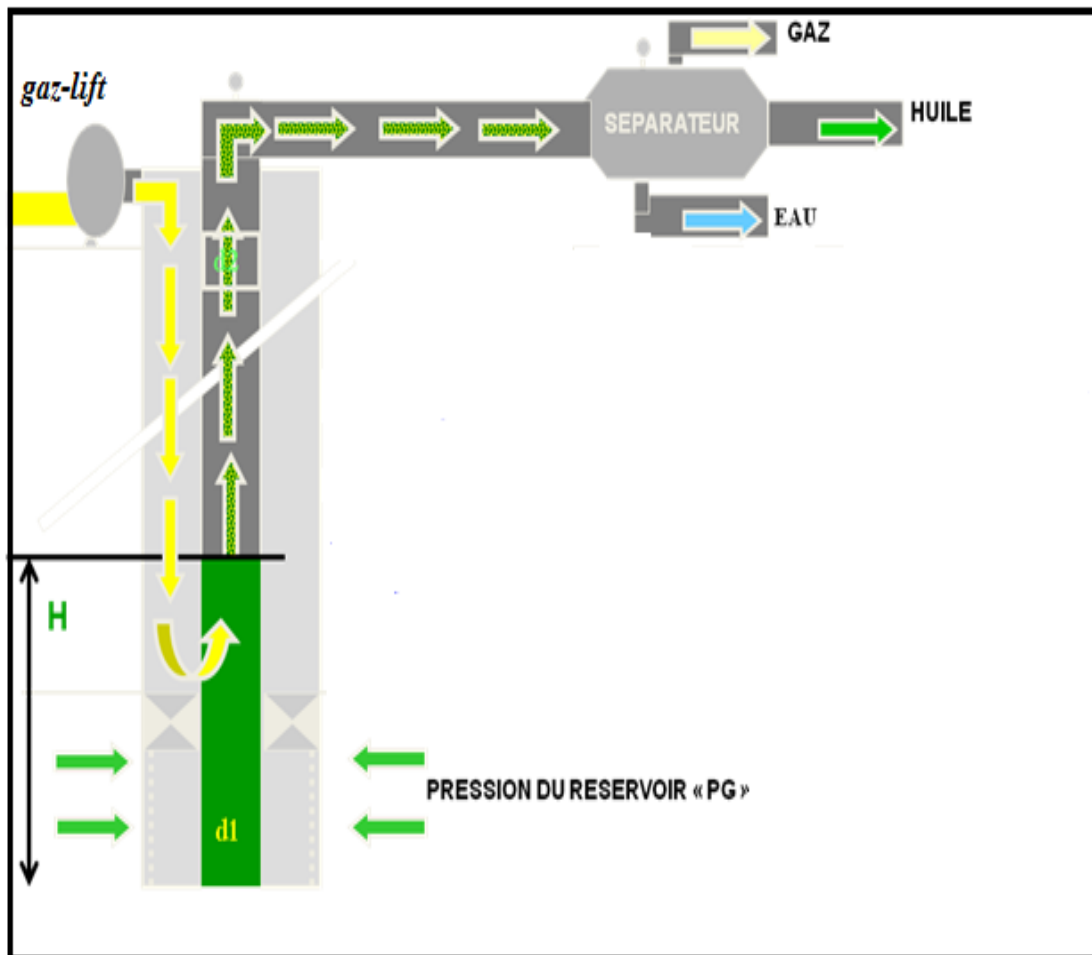


Figure II.4. Principe de gaz-lift [2].

II.4. Type de gaz-lift

II.4.1. Classification suivant le mode d'injection

II.4.1.1. Gaz-lift continu

Cette méthode consiste à amplifier le mécanisme naturel d'allègement de l'huile produite par le gaz associé (libre ou dissous dans le gisement) en injectant du gaz dans le turbin. Le point d'injection et le débit d'injection sont déterminés de manière à alléger suffisamment la colonne d'effluent et obtenir ainsi une pression en fond de puits suffisamment basse en fonction du débit désiré. Cette technique est très utilisée pour des débits de quelques dizaines à plusieurs milliers de mètres cubes par jour [2].

II-4-1.2. Gaz-lift intermittent

Cette technique (figure II.4), très peu utilisée, trouve son application pour les très faibles débits (moins de quelques dizaines de mètres cubes par jour) et surtout lorsqu'il est nécessaire d'avoir une très faible pression en fond des puits. Elle consiste à déplacer un bouchon de liquide vers la surface par un volume suffisant de gaz à forte pression. Le gaz doit entrer dans le turbin par une vanne à un débit suffisant pour communiquer au bouchon de liquide une vitesse telle que le gaz ne ségrègue pas à travers le liquide. Une fois la vanne fermée, le bouchon de liquide poursuit son ascension du fait de la détente du gaz. La pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au-dessus de la vanne d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite [2].

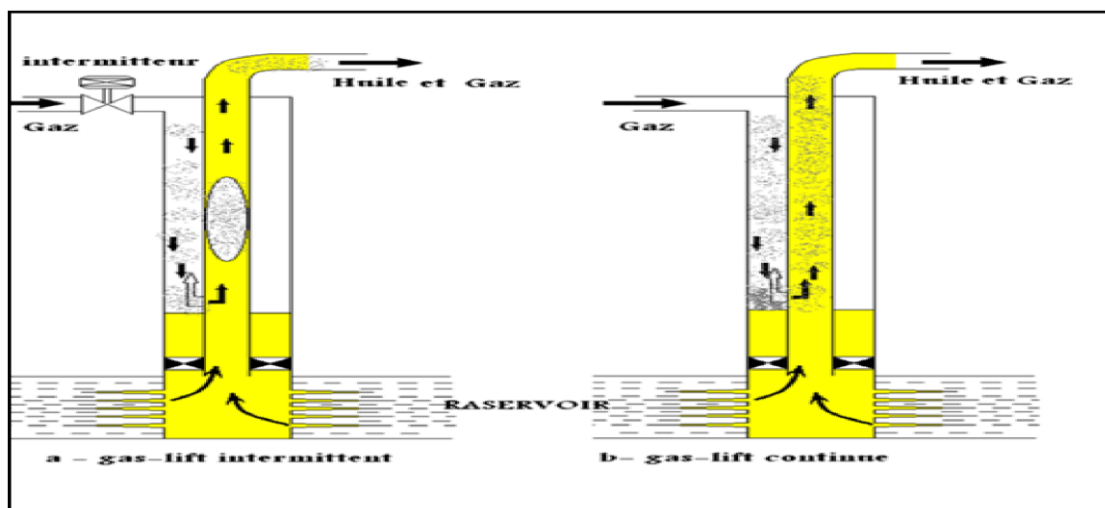


Figure II.5. Type de gaz-lift suivant le mode d'injection.

II.4.1.3. Comparaison

Si on veut comparer entre les deux types précédentes on constate que :

- ✓ Le gaz-lift contenu est adapté pour des débits de liquide de 30 à 3000 m³/j. Alors que le gaz-lift intermittent est utilisé pour des débits inférieurs à 80 m³/j.
- ✓ Le rendement de gaz-lift intermittent est nettement inférieur à celui de gaz-lift contenu, car l'énergie de gaz comprimé sous le bouchon de liquide est perdue à l'arrivée du gaz en surface.
- ✓ Le gaz-lift intermittent est la seule technique de gaz-lift possible dans le puits bon producteur à pression de fond faible (ou à pression de gisement faible au départ).

Finalement dans le de gaz-lift 95% des puits produisent par gaz-lift contenu.

II.4.1.4. Choix entre gaz-lift contenu et intermittent

Le choix du gaz-lift contenu ou intermittent est basé sur les principes suivants :

II.4.1.4.1. Puits à fort IP

L'injection de gaz sera contenue et à débits déterminés de gaz sous-pression à la partie inférieure du puits, de façon à alléger la colonne d'huile présente dans celui-ci et à faire monter le niveau du mélange ainsi constitué jusqu'à la tête de puits. Dans ce cas, le gaz-lift est dit contenu [1].

II-4-1.4.2. Puits à faible IP

L'injection à intervalle de temps régulier et à forts débits, d'un volume déterminé de gaz sous pression à la partie inférieure du puits de façon à chasser de celui-ci l'huile qu'il contient. Dans ce cas, gaz-lift est intermittent [1].

II-4-2 Classification en fonction de la complétion

II-4-2.1 Gaz lift direct

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (turbin-casing), et la production par le turbin, c'est le mode le plus répandu puisqu'il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement.

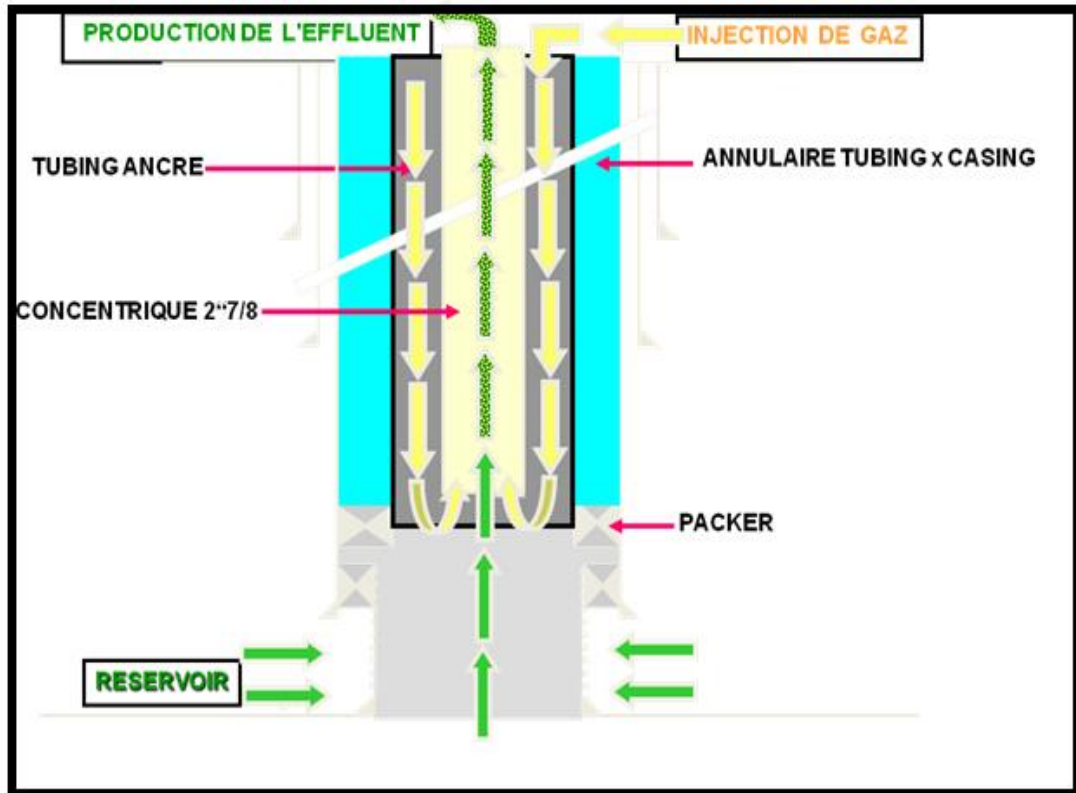


Figure II.6. L'injection de gaz lift direct [2].

I I.4.2.2 Gaz lift indirect

Dans ce cas la méthode d'injection se diffère à la précédente et même la production[1].

- ✓ Tubing concentrique (concentrique tubing string) ; l'injection de gaz se fait par un concentrique descendu dans le turbin, généralement à partir d'une opération Snubing, et la production se fait par l'espace annulaire turbin-macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la compléction plus de 4".
- ✓ Production par le casing et injection par le turbin, cette technique convient au débit d'injection plus grand.

Ces derniers cas présentent de sérieux défauts tels que :

- Il est possible de faire des mesures sur le côté effluent.
- Nécessite un très grand volume de gaz.
- Le design de l'équipement est très spécial.
- N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

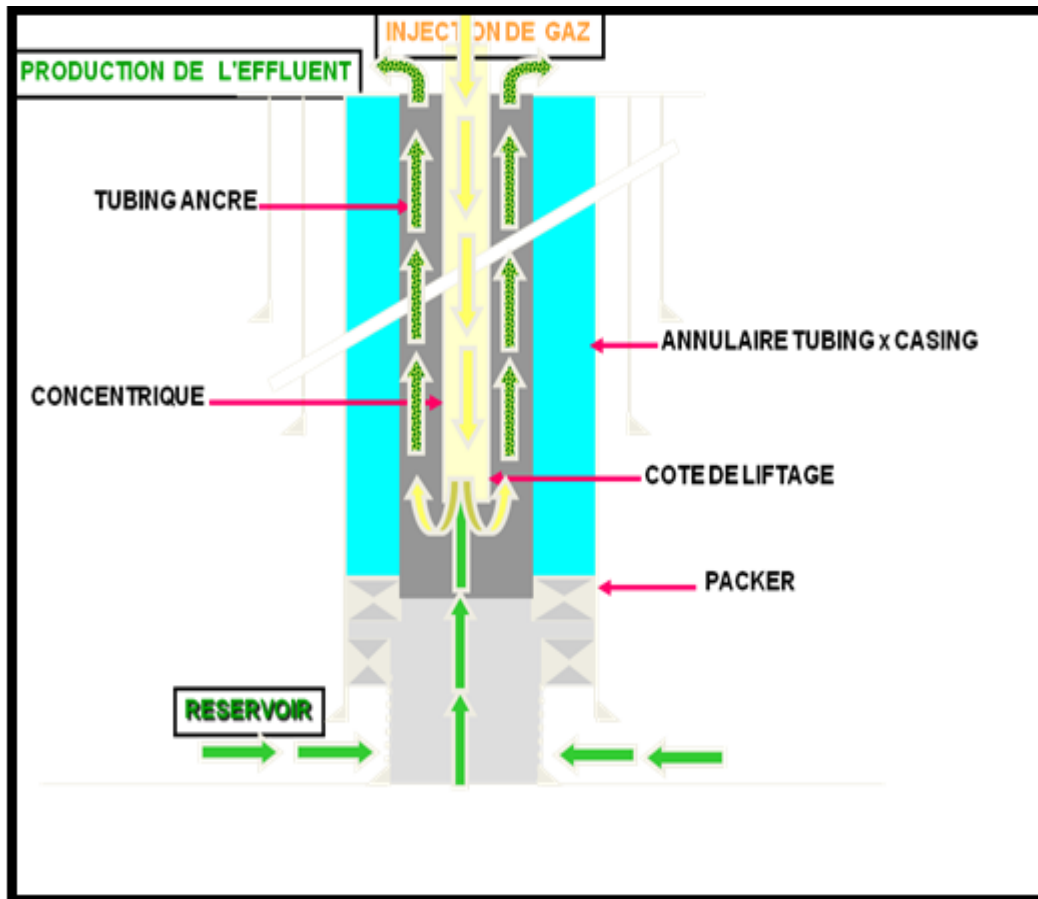


Figure II.7. L'injection de gaz lift indirect [2].

II.4.2.3. Gaz lift double

Pour les complétions multiples, où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée, le problème de ce type de gaz lift se réside dans l'encombrement surtout au niveau des vannes.

II.4.2.4 Gaz lift parallèle

Ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les mêmes inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le turbin alors que second produit ; il est utilisé dans le cas où :

- ✓ Le gaz d'injection corrode le casing.
- ✓ Arrêt de production de l'un des niveaux ou la conversion de leur turbin .
- ✓ Comme injecteur de gaz lift.

II.4.3. Classification en fonction de circuit d'injection

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin.

Deux circuits d'injection peuvent être alors utilisés :

- ✓ Gaz lift en circuit fermé.
- ✓ Gaz lift en circuit ouvert.

II.4.3.1 Gaz lift en circuit fermé

Le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est décomprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits.

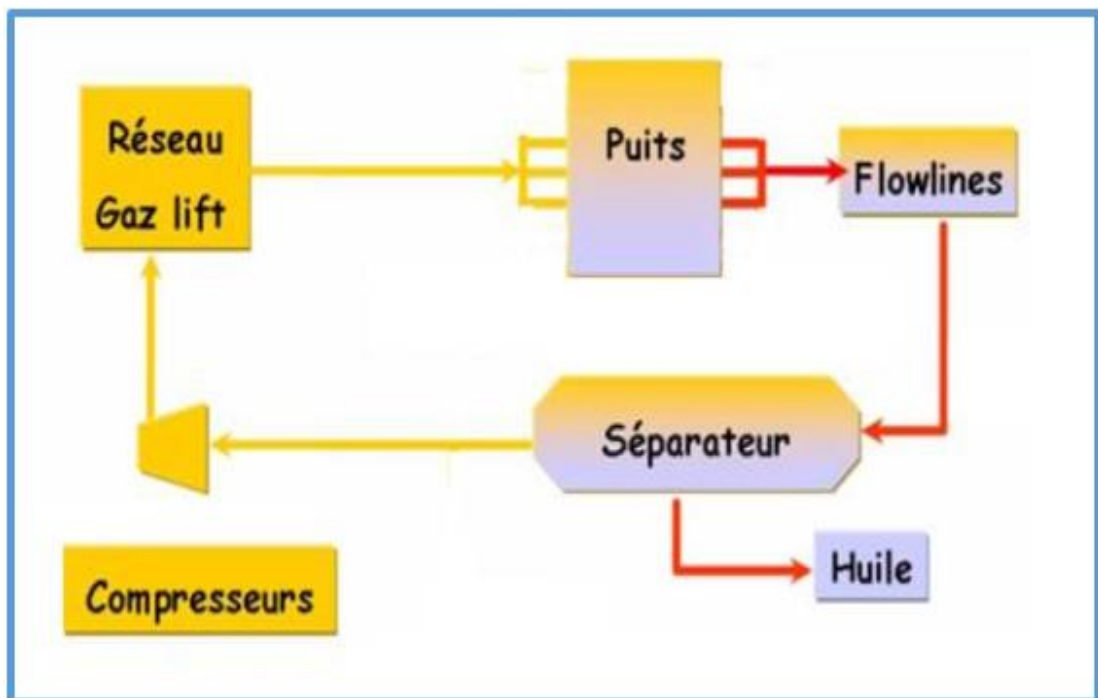


Figure II.8. Gaz Lift en circuit fermé.

II.4.3.2. Gaz lift en Circuit ouvert

Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz utilisé pour le gaz lift. Après utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé.

II.5. Applications du gaz-lift

Le gaz-lift offre de nombreuses applications, on compte environ 20 % des puits en production dans le monde qui est concerné par ce mode d'activation.

II-5.1. Les puits à huile

L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.

II.5.2. Les puits à eau

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gaz-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gaz-lift pour puits à huile et pour puits à eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air-lift).

II.5.3. Démarrage des puits (kick off)

Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort et dès que son éruptive retrouvée le gaz-Lift sera arrêté.

II.5.4. Nettoyage de puits injecteur

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire.

II.6. Caractéristiques, avantages et limites du gaz-lift

II.6.1. Les caractéristiques du gaz-lift

- ✓ Le gaz-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent des solides, offshore ou on shore et surtout ceux à GLR élevé.

- ✓ La conception d'une installation gaz-lift n'est pas difficile et les ordinateurs disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits.
- ✓ De même, les puits en gaz-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (tubing mounted valves) et qui nécessitent une reprise (work over). Néanmoins, le diagnostic des pannes est difficile.
- ✓ Le principal problème du gaz-lift est la disponibilité en gaz, car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. À la sortie des séparateurs, une partie du gaz recueilli est décomprimé pour son utilisation dans le circuit gaz lift et le reste est exporté ou injecté dans le réservoir [2].

II.6.2. Les avantages du gaz-lift

- ✓ L'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins doivent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- ✓ Le gaz-lift s'adapte à tous les profils de puits: grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la manœuvre des vannes.
- ✓ Grâce au gaz-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite à cette production.
- ✓ Le gaz-lift est tout à fait compatible avec de haut GLR : le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du turbin. Cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir.
- ✓ Le gaz-lift est compatible avec la production de solide ou de grands volumes d'eau.
- ✓ Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.
- ✓ Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- ✓ Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie [2].

II.6.3. Les limites du gaz-lift

- ✓ Le gaz-lift nécessite d'importants investissements en surface. Une station de compression (compression plant) est à prévoir et nécessite la construction d'une nouvelle plate-forme dans les développements offshore.
- ✓ Le gaz à la surface à une pression basse et doit être décomprimé pour être réinjecté.
- ✓ Le gaz-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir en écoulement devient très basse. Dans telles conditions, le gaz-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.
- ✓ Le gaz-lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle où le gaz produit est réinjecté après décompression, un arrêt complet des installations avec purge peut rendre délicat le redémarrage du champ. Il est alors nécessaire de pouvoir alimenter au moins un puits pour produire le gaz additionnel qui alimentera les autres puits. Parfois, un ou deux puits équipés de pompes électro-submersibles sont à prévoir pour permettre de produire du pétrole et son précieux gaz associé.
- ✓ Le gaz-lift est très sensible à la pression en tête de puits et peut devenir très peu performant quand cette contre-pression est élevée.
- ✓ Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux.
- ✓ Le gaz-lift s'accompagne de problèmes de sécurité et de précautions à prendre dus à la manipulation de gaz à haute pression. Ces problèmes sont décuplés en présence de H₂S dans le gaz [2].

II.7. 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 gaz) situé au-dessus de la réserve de pétrole (huile). La figure II.6 représente le cas d'un réservoir d'huile à gaz cap gaz [3].



Figure II.9. Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé [3].

II.8. Réseau GL dans la région TFT

Le réseau gaz lift dans la région TFT est constitué par deux parties, la première partie qui est produite par UTG alimente les puits ordoviciens et les stations d'injection d'eau (TAM) avec une pression de service 74 bar, et la deuxième partie qui est produite par FGL alimente les puits dévoniens avec une pression de service 67 bar.

Le réseau GL comprend 04 stations GL réparties sur deux secteurs nord et sud.

II.8.1. Secteur nord

Il est composé d'une station principale de compression CPC (FGL) et d'une station boosters CTFN.

II.8.1.1. CPC (FGL)

II.8.1.1.1. Objet

Récupération des gaz torchés du centre de stockage TFT et CTFN. Les gaz sont comprimés, traités puis envoyés vers le réseau GL 4''.

- ✓ **II.8.1.1.2. La station est constituée**
- ✓ Trois compresseurs alternatifs (600-700-800) à trois étages, deux en service et un de secours.
Le débit d'entrée égale à 160 000 m³/j, de pression d'entrée 1 bar et pression de sortie 69 bar.
- ✓ Trois moteurs électriques d'entraînement de puissance 1060 KW et tension 5,5 KV.
- ✓ Une unité de déshydratation et d'adsorption (UDA) composée de :

Chapitre II : Réseau GL

- 02 Tours de traitement.
- 01 Séparateur d'entrée horizontal.
- 01 Scrubber de régénération vertical.
- 01 Réchauffeur à bain de sel.

La capacité de traitement est 330 000 m³/j avec un débit de régénération 3 100 m³/h à 08 heures (04 h régénération, 04h refroidissement) et 02 h d'attente.

La capacité de production est 300 000 m³/j.

II.8.1.2. CTFN

Il comprend principalement un compresseur booster 500.

II.8.1.2.1. Objet

Récupération des gaz torchés du centre de production huile TFN et son acheminement vers CPC. Le gaz est comprimé de 1 bar à 6 bars puis envoyé vers le 2^{ème} étage CPC par une conduite de 12'' de 7 Kms.

II.8.1.2.2. La station est constituée

- ✓ 01 bâtiment de contrôle.
- ✓ 01 compresseur alternatif boosté à 01 étage de débit 160 000 m³/j à pression d'entrée 1 bar et pression de sortie 6 bar.
- ✓ Trois moteurs électriques d'entraînement à puissance 1060 KW et tension 5,5 KV.
- ✓ 01 Sous-station électrique 60 KV-5.5 KV.

Capacité de production (réduit à 50%) est 80 000 m³/j 01 Pipe de 7 Kms de longueur en 12''.

II.8.2. Secteur sud

Il est composé d'une station principale de compression MF3 (FGL) et d'une station boosting MF5.

II.8.2.1. MF3 (FGL)

II.8.2.1.1. Objet

Récupération des gaz torchés des centres de production de Tin Fouyé MF1, MF2, MF3 et MF4. Ces gaz sont comprimés, traités puis envoyés vers le réseau GL 6''.

II.8.2.1.2. La station est constituée

- ✓ 01 Bâtiment de contrôle.
- ✓ Trois compresseurs alternatifs (200-300-400) à trois étages (02 en service et 01 de secours) de débit $135\ 000\ m^3/j$ à pression d'entrée 1 bar et pression de sortie 69 bar.
- ✓ Trois moteurs électriques d'entraînement à puissance 1060 KW et tension 5,5 KV
- ✓ 01 Sous-station électrique 60 kV-5.5 kV.
- ✓ Une unité de déshydratation et d'adsorption (UDA) composée de :
 - 02 Tours de traitement.
 - 01 Séparateur d'entrée horizontal.
 - 01 Scrubber de régénération vertical.
 - 01 Réchauffeur à bain de sel.

Capacité de traitement $600\ 000\ m^3/j$ et débit de régénération $5\ 350\ m^3/h$ à une durée du cycle 08 heures (04 h régénération, 04h refroidissement) et 02 h d'attente. La Capacité de production $260\ 000\ m^3/j$.

II.8.2.2. MF5

Il comprend principalement un compresseur booster 100.

II.8.2.2.1. Objet

Récupération des gaz torchés du centre de stockage Tin Fouyé. Le gaz est comprimé de 1 bar à 6 bars puis envoyé vers le 2^{ème} étage MF3.

II.8.2.2.2. La station est constituée de :

- ✓ 01 Bâtiment de contrôle.
- ✓ 01 compresseur alternatif booster à 01 étage de débit 17 000 m³/j à pression d'entrée 1 bar et Pression de sortie 6 bar.
- ✓ Trois moteurs électriques d'entraînement.
- ✓ 01 Sous-station électrique 60 kV-5.5 kV.

Capacité de production : 17 000 m³/j, 01 pipe de 5 Kms de longueur en 4''.

II.9. Conclusion

Les gaz récupérés au niveau des différents centres de séparation du champ de Tin Fouyé et du centre stockage TFT sont traités et comprimés au niveau des stations de GL, afin d'assurer la récupération secondaire des puits à faible pression de gisement par injection de gaz dans le puits afin d'alléger la colonne de production, et minimiser le torchage du gaz au niveau des centres de séparation.

Chapitre III

Les hydrates et la déshydratation et solutions

III-1- Introduction

Les hydrates de gaz ont été mis en évidence dans l'industrie pétrolière pour la première fois par Hammer Schmidt [Hammer Schmidt, 1934] qui montra que le fréquent bouchage des pipelines de gaz aux États-Unis n'était pas causé par la formation de glace, mais plutôt par la formation des hydrates de gaz. L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par le dépôt des cristaux. Ces cristaux sont, en effet, constitués par des hydrates apparaissant bien au-dessous de la température de formation de la glace. Il s'agit de composés d'inclusion que forment avec l'eau certains des constituants du gaz et en tout premier le propane. Pour éviter le bouchage des canalisations, les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation des hydrates. Une première façon d'y arriver consiste à déshydrater le gaz. Lorsque ce n'est pas possible, il faut le placer dans des conditions de température et de pression permettant d'éviter la formation des hydrates ou introduire un inhibiteur.

Les hydrates de méthane se décomposent très rapidement, ce qui permet au méthane de pénétrer dans l'atmosphère sous forme de gaz. Si on met le feu à cette glace, elle s'embrase immédiatement (figure III. 1) [4].



Figure III.1. *Glace que brule.*

III.2. L'eau dans le gaz

L'eau est un problème dans la phase gazeuse, en traitement du gaz et de transport par pipeline. Les principaux problèmes avec l'eau dans le gaz sont:

- ✓ La corrosion.
- ✓ La formation de glace.

- ✓ La formation d'hydrate.

Dans les pipelines où il est connu que le gaz est humide, le problème peut être contrôlé. Si c'est connu dans la phase de conception que du pipeline peuvent être conçus avec la corrosion plus résistante les matériaux ou l'épaisseur matérielle accrue. Si le problème se produit lors de la production, le problème peut être minimisé en injectant des inhibiteurs dans le gaz.

Dans les pipelines de gaz sec, les problèmes ne devraient pas se produire, mais peuvent se produire en cas de déshydratation. Si ne pas découvert les problèmes sont plus sérieuses ici, parce que les pipelines ne sont pas conçus pour ces conditions. Lorsque les inhibiteurs des découvertes peuvent, être ajoutés avant déshydratation adéquate est de nouveau disponible.

La formation de glace est seulement un problème lorsque les températures sont suffisamment basses pour glace à formulaire. La glace est particulièrement un problème dans l'équipement de processus et de vannes, où la glace peut créer des blocages. Glace cause un grand problème dans le traitement des gaz à basse température [5.6].

III.3. Les hydrates

III.3.1. 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 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 haute pression 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.

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

- ✓ 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 Platteeuw furent les premiers à publier un modèle thermodynamique rigoureux permettant la prédiction de la température de formation des hydrates à une pression donnée [7].

III.3.2. Définition des hydrates

Les Calathrates de gaz, appelés couramment hydrates, sont des solides cristallins non stœchiométriques, qui se forment sous certaines conditions de pressions et de température, dans les conduites de transport d'hydrocarbures qu'ils finissent par s'obturer totalement. Le bouchage des équipements pétroliers (la vanne CAMCO) entraîne pour les exploitants un surcoût considérable lié à l'arrêt de la production, à la réparation ou au remplacement d'une pièce cassée, ou à la mise en place d'une procédure de destruction des bouchons d'hydrate. Outre cet aspect économique, les hydrates posent de sécurité liée à leur instabilité, et à la quantité de gaz qu'ils renferment dans un volume restreint. C'est pourquoi la connaissance des conditions de la formation des hydrates de gaz est devenue un enjeu majeur de l'industrie pétrolière, et le sujet de recherches abondantes [8].



Figure III.2. La vanne CAMCO.

III.3.3. Informations 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 5C° et 2230 KPa. À 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 cycloheptane.
- ✓ 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 [9].

III.3.4. Facteurs favorisant la formation des hydrates (les conditions)

Les risques de formation des hydrates se situent à des endroits bien précis dans cette unité où la formation des hydrates est thermodynamiquement possible, les conditions qui favorisent la formation des hydrates sont :

III.3.4.1. Facteurs primaires

- ✓ Les basses températures (supérieure à 0C°).
- ✓ Les hautes pressions.
- ✓ Présence d'eau dans le gaz.

III.3.4.2. Facteurs secondaires

- ✓ Les hautes vitesses de circulation en créant une forte turbulence.
- ✓ Les fluctuations de pression.
- ✓ L'agitation.

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

- ✓ Présence de petits cristaux d'hydrates qui peuvent jouer un rôle de catalyseur de réaction.



Figure III.3. Accumulation des hydrates obtenue après raclage de la conduite lors d'un entretien périodique (source Petrobras, Brasil) [10].

III.3.5. Composition des hydrates

Les hydrates de gaz sont des composés d'insertion, formes d'un réseau organisé de molécules d'eau liées par des liaisons hydrogène (figure III.3), et dont les cavités sont occupées par diverses molécules organiques qui stabilisent la structure par les interactions de type Vander Waals qu'elles forment avec le réseau aqueux.

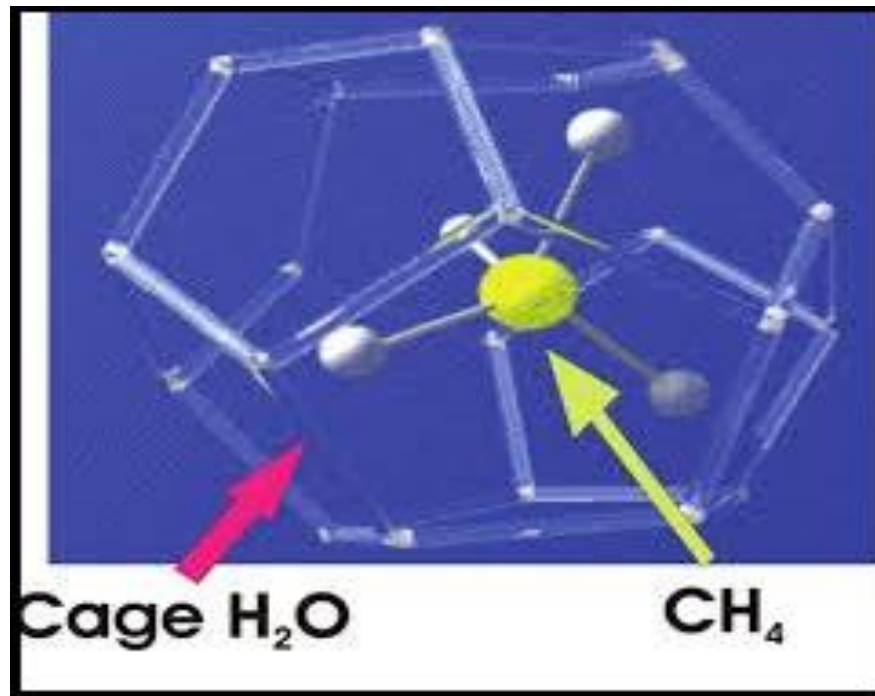
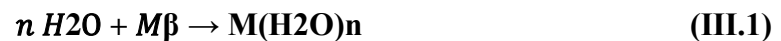


Figure III.4. La forme des hydrates [11].

III.3.6. La réaction de formation des hydrates

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



M : représente le formateur des hydrates.

n : est le nombre de moles d'eau pour une mole de formateurs des hydrates (c'est le nombre d'hydratations).

B: est une phase vapeur ou liquide.

III.3.7. Formation des hydrates

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

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

Seules les molécules dont le diamètre est compris dans une certaine fourchette peuvent former ces inclusions. En effet, le diamètre de la molécule doit être inférieur au diamètre de la cavité pour que la molécule puisse entrer dans la cavité et en même temps suffisamment grand, pour que le réseau cristallin soit stable [12].

III.3.8. Structures des hydrates

Trois types de structure ont été clairement identifiés : cubique SI, cubique SII et hexagonal SH représenté sur la figure III.5. Leur stabilité dépend de la pression, de la température et de la composition des gaz [13, 14, 15, 16].

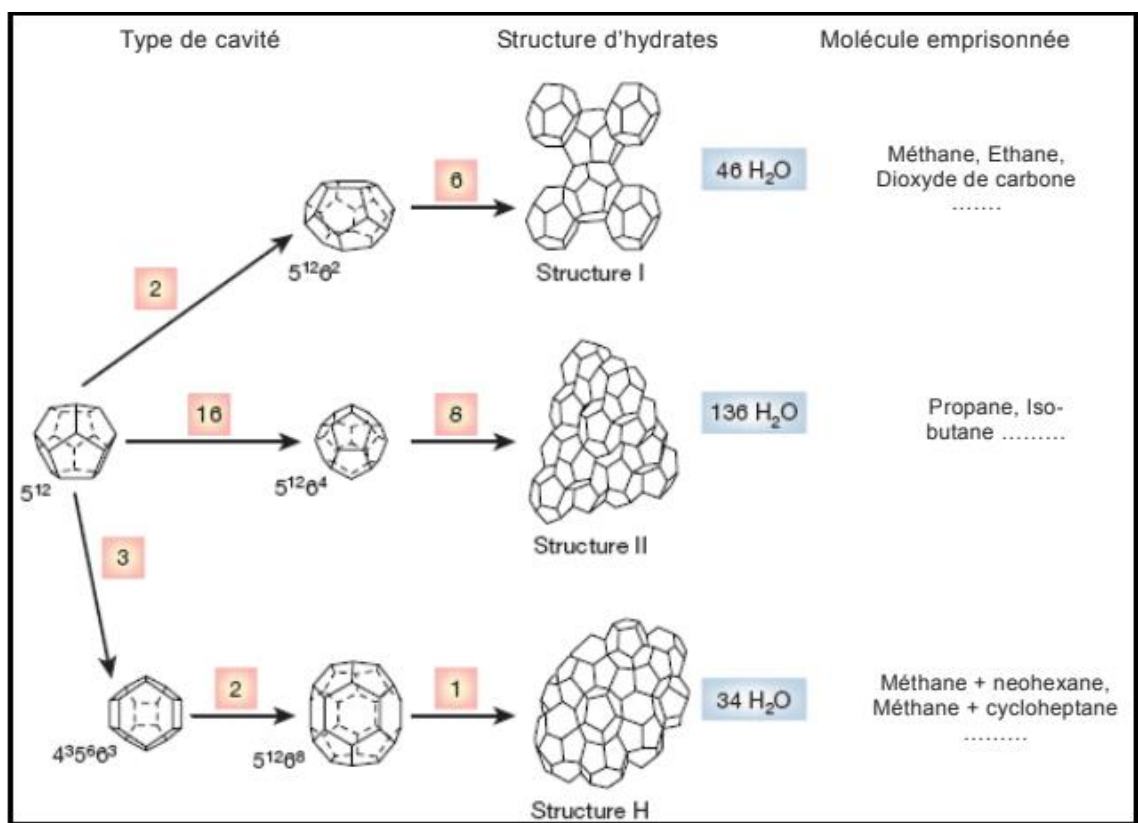


Figure III.5. La géométrie des différentes cavités des structures I, II et H [17].

III.3.8.1. Hydrates de Structure I (SI)

La structure type I est une structure cubique de groupe d'espace $Pm\bar{3}n$. Son paramètre de maille est d'environ 12 \AA (figure III.6). La première étude cristallographique détaillée de la structure I a été menée sur l'hydrate d'oxyde d'éthylène [18].

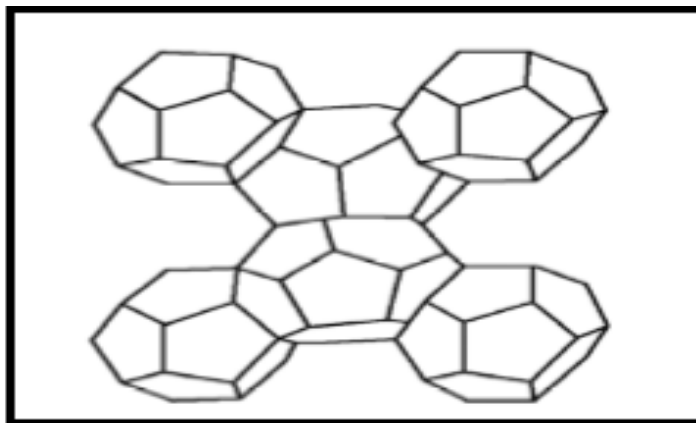


Figure III.6. Structure d'un hydrate de type I [11].

Le motif de base est un pentagone formé par les molécules d'eau, la maille élémentaire de la structure I est un cube centré de 12 Å de paramètre, composé de deux petites cavités à 12 faces pentagonales (5^{12}) et six grandes cavités à 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales ($5^{12}6^2$) (figure III.7). Aux conditions d'équilibre de pression et de température de formation et de dissociation des hydrates, le cristal de cette structure est composé de 46 molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : méthane, éthane, dioxyde de carbone.

Structure I : $2 M_1 6M_2 46H_2O$

Où :

M_1 : représente deux petites cavités (polyèdre constitué de 12 faces pentagonales référencées 5^{12}).

M_2 : représente les six grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales et référencées $5^{12}6^2$) [19.20].

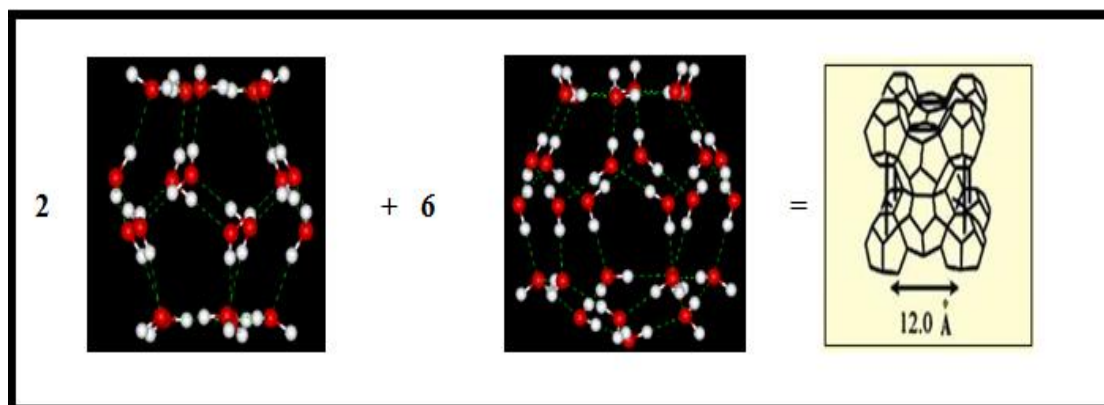


Figure III.7. Hydrates de Structure I.

III.3.8.2. Hydrates de Structure II (SII)

La structure type II est, comme la structure type I, une structure cubique, mais de groupe d'espace $Fd\bar{3}m$ et possède une maille d'environ 17 \AA (figure III.8). La structure II a été déterminée par diffraction de rayons X d'un hydrate de tétrahydrofuran et de sulfure d'hydrogène [18].

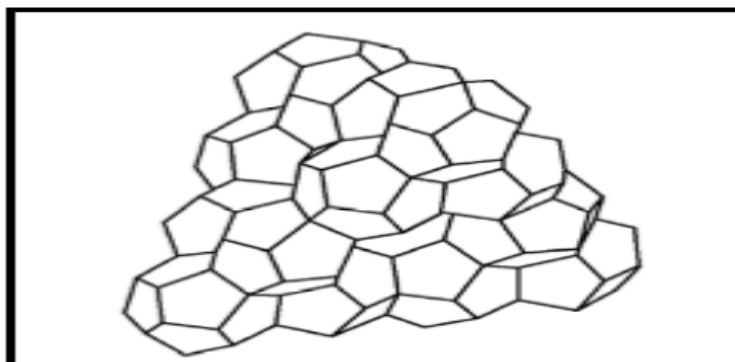


Figure III.8. Structure d'un hydrate de type II [11].

La maille élémentaire de la structure II est un cube de type diamant, de paramètre $17,3 \text{ \AA}$, constitue de seize petites cavités (5^{12}), et huit grandes cavités à 12 faces pentagonales, et 4 faces hexagonales ($5^{12}6^4$) (figure III.9). Elle comprend 136 molécules d'eau mélangée avec les hydrocarbures suivants : Propane, i-butane, Azote et peut accueillir 24 molécules hôtes, dont 8 de taille supérieure à celle des molécules hôtes de la structure I.

Structure II : $16M_1$ $8M_3$ $136H_2O$.

Où :

M_1 : représente les seize petites cavités (polyèdre constitué de 12 faces pentagonales référencées 5^{12}).

M_3 : représente les huit grandes cavités (polyèdre de 12 faces pentagonales et de 4 faces hexagonales et référencées $5^{12}6^4$) [19.20].

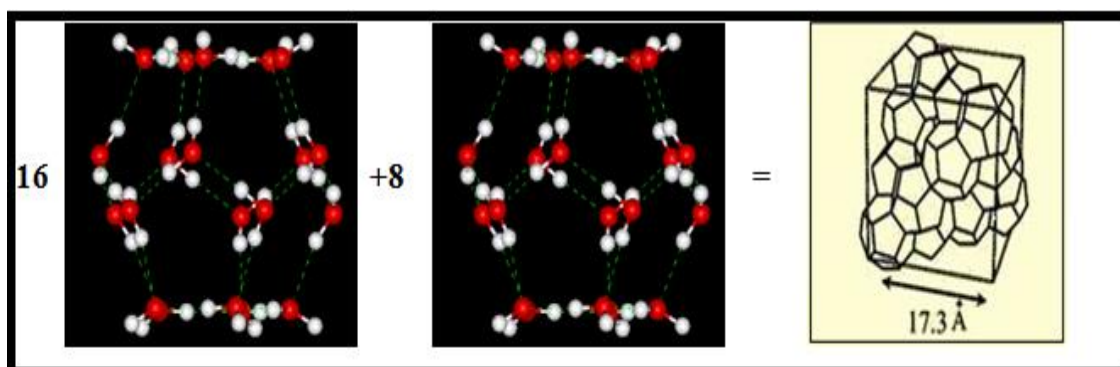


Figure III.9. Hydrates de Structure II.

III.3.8.3. Hydrates de Structure H (SH)

Elle contient 34 molécules d'eau pour 6 cavités : trois petites cavités (5^{12}), deux cavités intermédiaires à 3 faces carrées, 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales ($4^3 5^6 6^3$) et une grande cavité à 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales ($5^{12} 6^8$) (figure III.11). La grande cavité lui permet d'accueillir des molécules relativement lourdes [19.20].

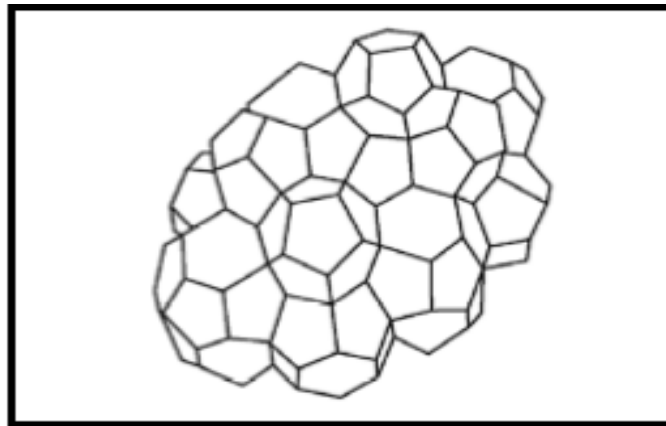


Figure I.10. Structure d'un hydrate de type H [11].

Structure H : $3M_1 2M_2 34H_2O$.

Où :

M_1 : représente les trois petites cavités (polyèdre constitué de 12 faces pentagonales référencées (5^{12})).

M_2 : représente deux cavités intermédiaires (polyèdre de 3 faces carrées et 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales référencées ($4^3 5^6 6^3$)).

M_3 : représente une grande cavité (polyèdre de 12 faces pentagonales et de 8 faces hexagonales référencées ($5^{12} 6^4$)) [19.20].

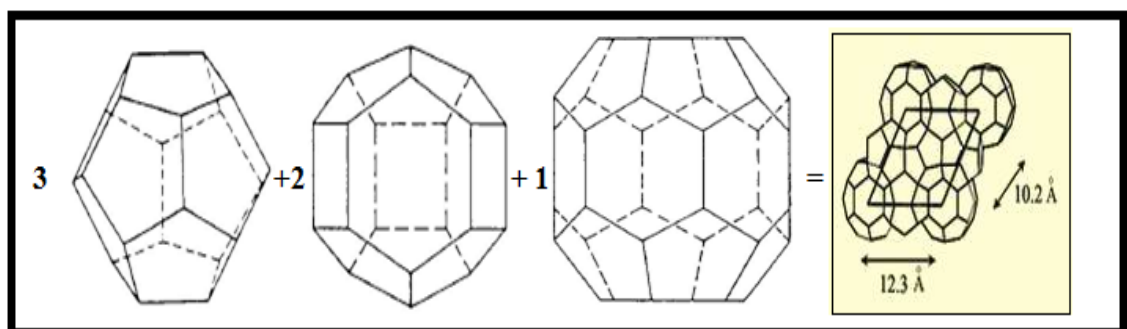


Figure III.11. Hydrates de Structure H.

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

Tableau II.1 : *Caractéristiques des trois structures d'hydrates* [21, 17].

Structure d'hydrate	SI		SII		SH		
	Petite	Grande	Petite	Grande	Petite	Moyenne	Grande
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		

III.3.9. Types des hydrates

On distingue deux types d'hydrates :

- ✓ **Les hydrates faisant intervenir des molécules de petite taille :**
 - Le méthane lié avec 6 à 7 molécules d'eau ($\text{CH}_4, 7 \text{H}_2\text{O}$).
 - L'éthane lié à 7 molécules d'eau ($\text{C}_2\text{H}_6, 7 \text{H}_2\text{O}$).
 - Le dioxyde de carbone lié avec 6 à 7 molécules d'eau ($\text{CO}_2, 7 \text{H}_2\text{O}$).
- ✓ **Les hydrates faisant intervenir des molécules de grande taille liées avec 17 molécules d'eau:**
 - ($\text{C}_3\text{H}_8, 17\text{H}_2\text{O}$).
 - ($\text{C}_4\text{H}_{10}, 17\text{H}_2\text{O}$).

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

Les tailles des molécules au-delà du n-C4 sont importantes et ne permettent donc pas la pénétration dans le réseau cristallin, et par conséquent, inhibent la formation des hydrates [22].

III.3.10. Prévention de formation des hydrates

La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors de conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée ou en baissant 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 [23].

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.

III.3.10.1. Chauffage

Un chauffage momentané peut être également utilisé, pour éliminer un bouchon d'hydrates (figure III.12). Cette opération nécessite de nombreuses précautions [23].



Figure III.12. Chauffage de gaz lift.

III.3.10.2. Réduction de pression

Une faible pression représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toute fois une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché [23].

III.3.10.3. Utilisation d'inhibiteurs

III.3.10.3.1. Les sels

Les électrolytes constituent des inhibiteurs très efficaces. Les sels en solution agissent par attraction des dipôles formés par les molécules d'eau, ces dernières tendent à s'associer avec les ions en solution, plutôt qu'à former un réseau autour des molécules de gaz en solution. Pour la même raison, la solubilité du gaz dans l'eau diminue [23,24].

Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs dépendent aux 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 dépôt, les sels ne sont que peu utilisés en pratique comme inhibiteurs.

III.3.10.3.2. Les alcools

Les alcools notamment le méthanol ainsi que les glycols, sont très largement utilisés comme inhibiteurs. L'éthylène glycol parmi les glycols, celui qui se prête le mieux à l'inhibition des hydrates en raison de sa masse moléculaire plus faible [23,24].

L'emploi de di-éthylène glycol peut toutefois se justifier lorsqu'il s'agit de réduire les pertes de 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 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.

III.3.10.3.3. 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 CO_2 pour donner du bicarbonate d'ammonium (solide). On peut utiliser l'ammoniac comme inhibiteur si le gaz est dépourvu de CO_2 . L'ammoniac attaque en plus le cuivre. Sa tension de vapeur est élevée et il est difficile à le récupérer; c'est pour toutes ces raisons qu'il n'est pas utilisé.
- ✓ **La monoéthanolamine**: elle a été préconisée comme inhibiteur. À 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 [25].

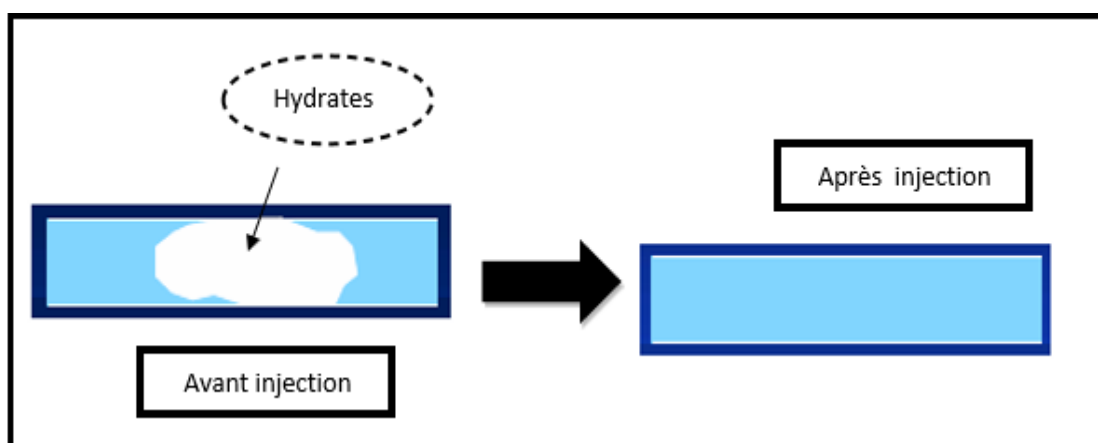


Figure III.13. Avant et après l'injection d'inhibiteur.

III.3.11. Les conditions 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) (tableau III.1) sont définies par une courbe séparant le plan en 2 zones (figure III.14). 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.

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

Tableau III.2: Température de formation d'hydrate dans le gaz pour différents paliers de pression.

Pression (psing)	5000	4500	4000	3500	3000	2500	2000	1500	1000	500
Température (C°)	27	25.5	25	24.5	24	22	21.5	20	16	12.5

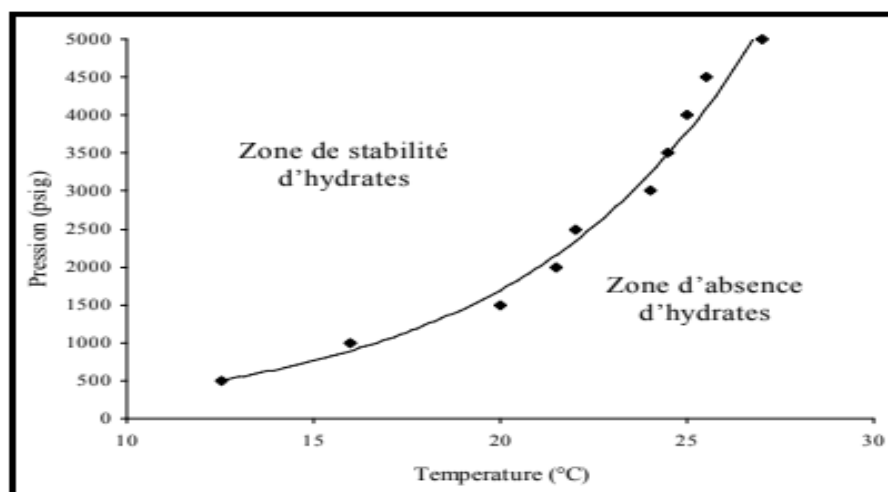


Figure III.14. Courbe P – T de formation d'hydrates de gaz.

III.3.12. La teneur en eau dans le gaz

La connaissance de la teneur en eau des gaz 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 [25].

III.3.12.1. Mesure de la teneur en eau en laboratoire

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

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

III.3.12.1.1. 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.

III.3.12.1.2. Réention 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.

III.3.12.1.3. 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.15) du gaz naturel de déterminer la zone comportant un risque formation des dépôts [25].

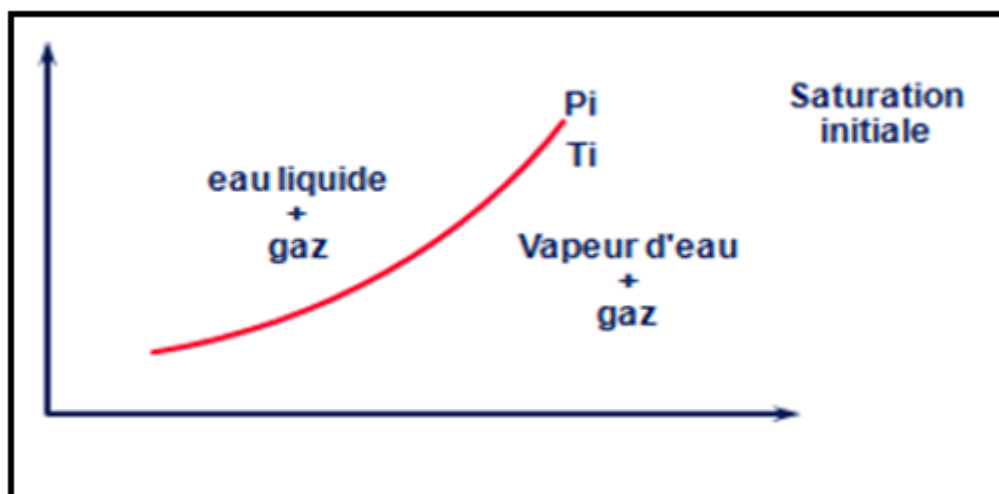


Figure III.15. Courbe de rosée d'un gaz [25].

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

Nous constatons que l'augmentation de la teneur en eau séparateur (eau produite) dans le gaz brut augmente légèrement la température de formation d'hydrates ce qui augmente aussi légèrement la zone de stabilité d'hydrates formés. Cette faible augmentation de température de formation d'hydrates explique que l'augmentation de la teneur en eau produite dans le gaz brut influe sur la quantité d'hydrates formés et non sur la température de formation d'hydrates (tableau III.2).

Tableau III.3: *Température de formation d'hydrates dans le gaz pour différents paliers de pression avec différentes teneurs d'eau séparateur (eau produite).*

Pression (psing)	Essai 1		Essai 2		Essai 3		Essai 4	
	% Vol d'eau séparateur	T (C°)	% Vol d'eau séparateur	T (C°)	% Vol d'eau séparateur	T (C°)	% Vol d'eau séparateur	T (C°)
5000	5	27	10	27.5	15	28	20	28
4500	5	25.5	10	26	15	26	20	27
4000	5	25	10	25	15	25.5	20	26
3500	5	24.5	10	25	15	25	20	25.5
3000	5	24	10	24	15	24	20	25
2500	5	22	10	23	15	23.5	20	24
2000	5	21.5	10	22	15	23	20	23.5
1500	5	20	10	11	15	22	20	23
1000	5	16	10	17	15	18	20	20
500	5	12.5	10	14	15	14.5	20	15

III.3.13. L'objectif de déshydrater le gaz lift

- Risque de corrosion des pipes (surtout en présence de gaz acide).
- Risque de formation des hydrates (bouchages).
- Écoulement diphasique et augmentation de la perte de charge.
- Risque de solidification dans les procédés cryogéniques.
- Diminution du pouvoir calorifique du gaz.

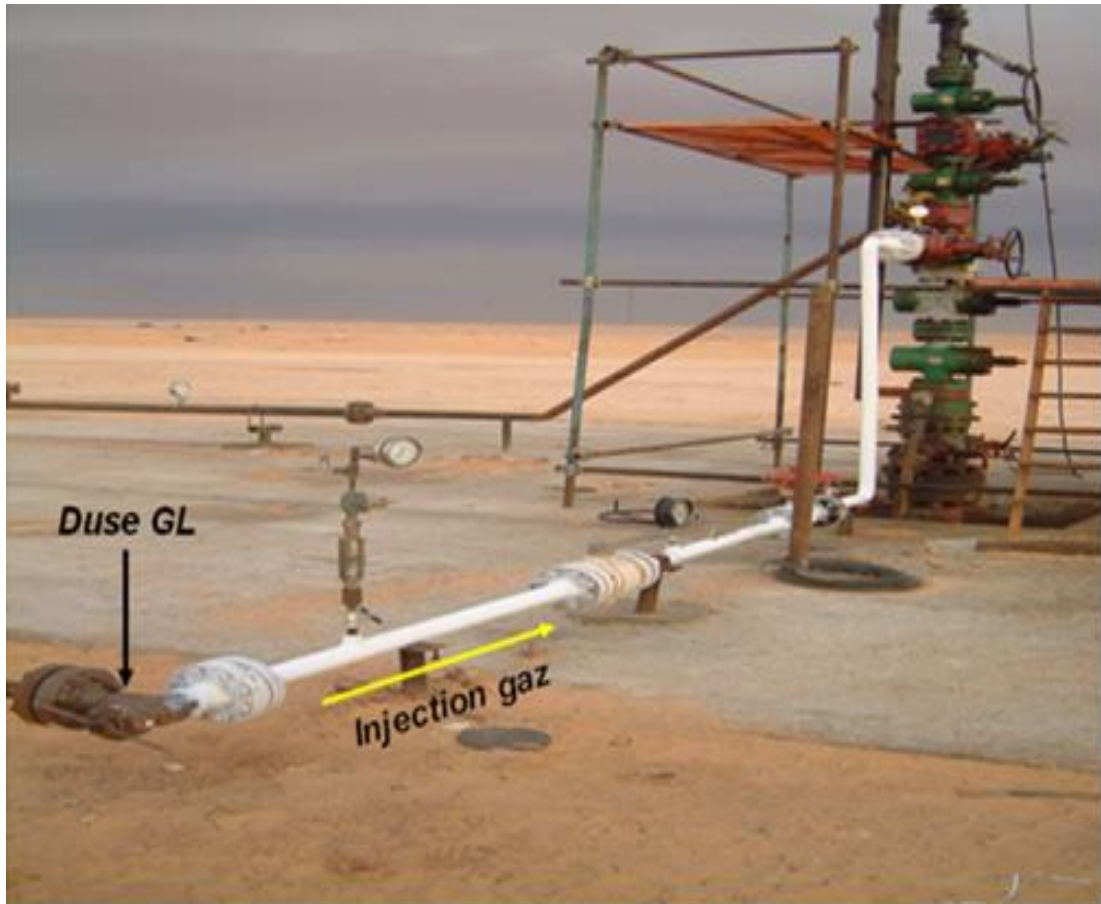


Figure III.16. Givrage au niveau d'un puits en gaz lift.

III.4. La Déshydratation

La déshydratation est la technique de prévention d'hydrates la plus commune appliquée aux centres de traitement de gaz. Les systèmes de production peuvent aussi réduire le débit d'eau dans les conduites en évitant le phénomène de "conning" [21].

III.4.1. Méthodes de déshydratation

La déshydratation du gaz est réalisée par différents types de procédés :

III.4.1.1. Déshydratations par absorption

Cette méthode de déshydratation utilise le transfert de masse de la molécule d'eau dans un solvant liquide. Le séchage des gaz est assuré dans ce cas (figure III.17) par lavage à contrecourant dans une colonne avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, le gaz déshydraté sort en tête de colonne ; le solvant sortant du fond de la colonne est régénéré par distillation pour le réutiliser. Les glycols sont les liquides d'absorption les plus

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

largement utilisés, car ils se rapprochent des propriétés qui répondent aux critères d'application commerciale.

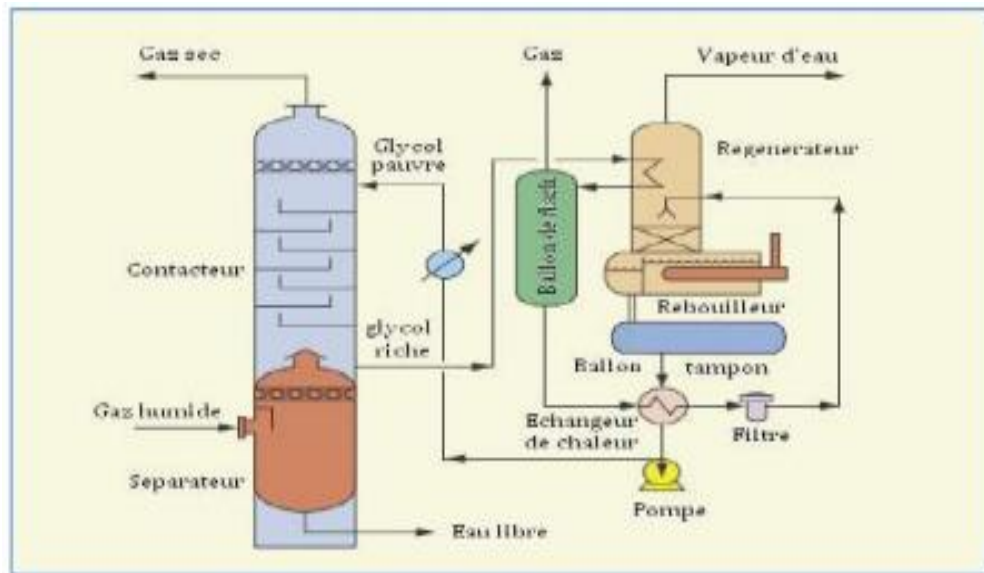


Figure III.17. Procédé de déshydratation par absorption [26].

III.4.1.1.1.Principe

- ✓ Le séchage du gaz naturel est assuré dans ce cas par un lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, cette solution est le plus souvent un glycol [8.24].

Les propriétés recherchées pour le solvant sont les suivantes: [27]

- Grande affinité pour l'eau.
- Caractère non corrosif.
- Stabilité à l'égard des hydrocarbures.
- Stabilité thermique.
- Régénération facile.
- Viscosité réduite.
- Faible tension de vapeur.
- Solubilité dans les hydrocarbures réduite.
- Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion.

III.4.1.1.2. Types des absorbants: [28]

- ✓ Le mono-éthylène glycol (MEG) $C_2H_6O_2$.
- ✓ Di éthylène glycol (DEG) $C_4H_{10}O_3$.

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

- ✓ Tri éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$.
- ✓ Méthanol CH_3OH .
- ✓ Ammoniac NH_3 .

III.4.1.2. Déshydratation par abaissement de température

La déshydratation par abaissement de température utilise le refroidissement pour condenser la molécule d'eau de la phase liquide avec injection d'inhibiteur pour éviter la formation d'hydrates. Cette méthode est utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée-eau et hydrocarbures du gaz.

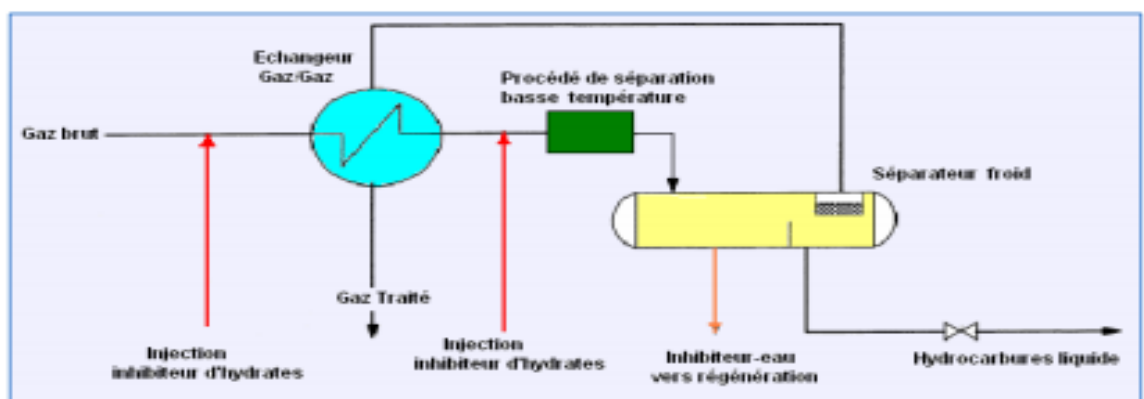


Figure III.18. Schéma simplifiée de la déshydratation par abaissement de température [26].

III.4.1.3. Déshydratation par perméabilité gazeuse

La déshydratation par perméabilité gazeuse est basée sur le passage du gaz sous pression à travers une membrane poreuse. De l'autre côté de la membrane, côté perméable, on appliquera une pression inférieure à celle du gaz afin de créer une différence de pression en amont et en aval de la membrane. Cette membrane laissera alors passer sélectivement un composé donné sous l'effet de la différence de pression [29].

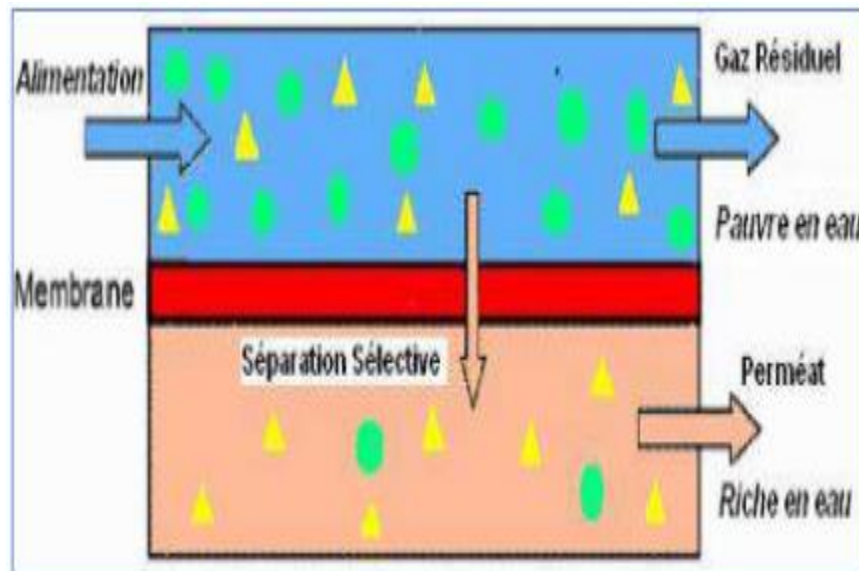


Figure III.19. Schéma de principe de perméabilité gazeuse [29].

III.4.1.4. Déshydratation par adsorption

Par définition, l'adsorption est un transfert de matière d'une phase gazeuse à une phase solide appelée adsorbants (surface solide) dans les tours (figure III.21). Lorsque les molécules contenues dans un courant de fluide sont amenées en contact avec une surface solide.

Le procédé fonctionne en deux étapes :

- ✓ Le gaz passe à travers un lit adsorbant où il est en contact direct avec l'adsorbant solide à la pression de service, ces derniers adsorbent les molécules d'eau contenues dans le gaz jusqu'à ce qu'ils soient saturés d'eau.
- ✓ Une fois saturés par l'eau adsorbée, les adsorbants solides doivent être régénérés (séchés) par désorption, le phénomène inverse [29].

Les adsorbants solides les plus courants utilisés pour la déshydratation du gaz sont :



Figure III.20. Trois principaux types d'adsorbants solides.



Figure III.21. Tours de déshydratation.

III.4.1.4.1. Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption

Tableau III.4 : Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption [19].

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none">-Point de rosée très bas (sous 70 bar)<ul style="list-style-type: none">- zéolithes : -90°C- alumine : -73°C- silice : -60°C-simplicité de la mise en œuvre et du design-pas de problèmes de moussage-grande sélectivité	<ul style="list-style-type: none">-investissement important-perte de charge élevée-sensible à l'empoisonnement-demande une importante quantité-de chaleur pour la régénération

III.4.2. Comparaison des méthodes

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

Chapitre III : Les hydrates et la déshydratation et solutions

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

III.5. Conclusion

Le problème posé par la formation des hydrates dans les conduites et les unités de traitement a pris une importance croissante ces dernières années, notamment avec le développement des techniques de production. La recherche d'une optimisation technico-économique nécessite une amélioration des connaissances dans ce domaine.

Chapitre IV

La déshydratation

Par

le glycol

IV.1.Introduction

L'éthylène glycol fut synthétisé pour la première fois en 1859 par le chimiste français Charles Adolphe Wurtz. Il fut produit en petite quantité durant la Première Guerre mondiale comme réfrigérant et comme constituant d'explosifs. Sa production industrielle débuta en 1937, dès lors que son précurseur, l'oxyde d'éthylène, fut lui-même produit en quantité industrielle à bas prix.

Il provoqua une petite révolution dans le monde de l'aéronautique en remplaçant l'eau du système refroidissant. Sa température d'ébullition élevée permet ainsi de diminuer la taille du radiateur, et donc son poids. Avant que l'éthylène glycol ne soit disponible, les systèmes de refroidissement utilisaient en effet de l'eau à haute pression, ces systèmes étaient encombrants et peu fiables, et en cas de combat aérien, facilement touché par les balles ennemies.

IV.2.Définitions

IV.2.1.Le glycol

Un polyol ou polyalcool ou glycol est un composé chimique organique caractérisé par un certain nombre de groupes -OH (groupes hydroxyles). La formule chimique générale est $C_nH_{2n+2}O_n$. Ils possèdent au moins deux groupements alcool [30].

Exemples : le glycol le plus simple est l'éthylène glycol, de formule chimique

CH_2OH-CH_2OH (c'est un diol), le glycérol ou glycérine (triol), le propylène glycol, le mannitol, le sorbitol, le xylitol, le maltitol, le lactitol.

Le terme est cependant également utilisé pour un certain nombre de polymères que l'on obtient par addition d'oxydes d'alcènes à un sucre par exemple, mais aussi du glycérol.

Des exemples type sont l'oxyde de polyéthylène ou polyéthylène glycol PEG, le polypropylène glycol PPG et le poly tétra méthylène glycol PTMG [31].

IV.2.2.Le di-éthylène glycol

Le di-éthylène glycol (désigné par DEG), est le deuxième plus simple composé chimique de la famille des glycols, c'est le plus simple des diols. Le di-éthylène glycol est fréquemment employé en tant qu'antigel, dans le liquide de refroidissement des

Chapitre IV : La déshydratation par le glycol

automobiles. À température ambiante, c'est un liquide visqueux incolore et sans odeur, il est relativement peu volatil. Il a une faible pression de vapeur et il est complètement miscible avec l'eau [31].

IV.3.Utilisation du di-éthylène glycol

Le di-éthylène glycol est surtout employé en tant qu'antigel et réfrigérant. Son point de fusion étant bas, il a aussi été utilisé comme dégivrant pour les pare-brise et les moteurs à réaction. Le di-éthylène glycol a définitivement pris de l'importance dans le domaine des industries pétrochimiques, où il permet la production des fibres et de résines de polyesters, dont le polyéthylène téréphtalate, principal matériau des bouteilles en plastique. Ses propriétés antigels en faisant aussi un constituant important des solutions destinées à la conservation des tissus organiques à basse température.

La température d'évaporation élevée du di-éthylène glycol et sa grande affinité pour l'eau en faisant un déshydratant idéal pour la production de gaz. Dans les tours de séparation, on fait ainsi se rencontrer le di-éthylène glycol liquide coulant du haut de la tour avec le mélange d'eau et d'hydrocarbures gazeux s'échappant du bas. Le glycol capte l'eau et s'écoule au fond, tandis que les vapeurs d'hydrocarbures sont récupérées au sommet. On réinjecte ensuite le di-éthylène glycol pour renouveler l'opération.

Le di-éthylène glycol est aussi utilisé dans la fabrication des vaccins, bien qu'il ne soit pas présent dans la composition de ces derniers.



Figure IV.1. L'injection de di-éthylène glycol dans le champ TFT.

IV.4.Choix de glycol

Le choix de la solution de glycol est lié directement à son hygroscopicité (sa tendance à absorber l'eau), qui dépend de sa concentration. La vapeur d'eau est absorbée par la solution glycol, cette absorption est réalisée dans le cas où 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.

La compatibilité moléculaire du solvant et de soluté (glycol – eau) joue également un rôle important pour la détermination de l'hygroscopicité. En général la grande attraction moléculaire entre le solvant et le soluté ; (le glycol avec leurs éthos et leur groupe d'hydroxydes), ont une forme intermoléculaire similaire avec l'eau, par conséquent, ils ont une haute affinité pour l'eau et hautement associée avec les liaisons hydrogène.

Le mono éthylène glycol (MEG) et le di-éthylène glycol (DEG), et le tri-éthylène glycol (TEG) sont les principaux produits utilisés pour la déshydratation du gaz naturel.

Les facteurs qui ont amené à leur emploi sont leur stabilité excellente à la chaleur ainsi que leurs basses tensions de vapeur [32.33].

Chapitre IV : La déshydratation par le glycol

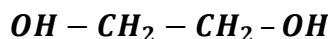
Les glycols présentent l'avantage de pouvoir être facilement récupérés en phase liquide, régénérée par distillation et recyclée [31].

IV.5. Types de glycols industriels

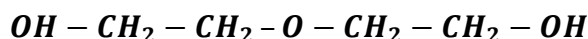
La forme générale des glycols est : $(C_2H_4O)_nHOH$

Il existe plusieurs types de glycols. Nous en citerons les plus utilisés dans l'industrie pétrochimique et gazière: [30.34]

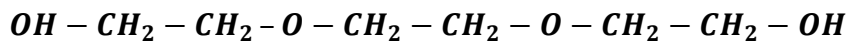
✓ Le mono-éthylène glycol (MEG):



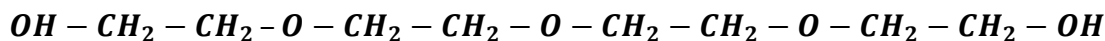
✓ Le di éthylène glycol (DEG) :



✓ Le tri éthylène glycol (TEG) :



✓ Le tétra éthylène glycol (T4EG):

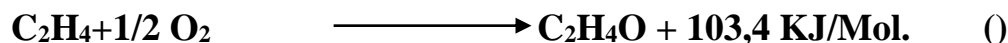


[35]

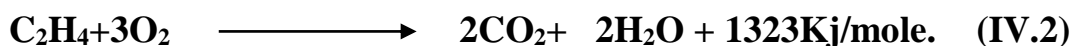
IV.6.Fabrication des glycols

L'oxydation de l'éthylène se fait directement en présence d'un catalyseur à l'argent, à température élevée. [30]

La réaction est la suivante : **IV.1**



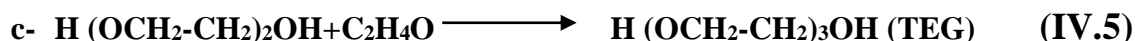
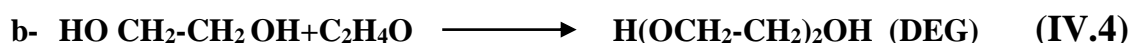
L'énergie thermique est récupérée pour produire de la vapeur. Le principal sous-produit est le dioxyde de carbone obtenu selon la réaction :



Une faible partie de l'oxyde d'éthylène se transforme également en acétaldéhyde CH_3-CHO , décomposé par la suite en CO_2 et H_2O il n'en reste que des traces (de l'ordre de ppm). [35]

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

Chapitre IV : La déshydratation par le glycol



Toutes ces réactions ont lieu en phase liquide, à haute pression.

❖ Matière première: [33]

- Éthylène à 99.9% (en mole) de pureté minimale.
- Oxygène à 99.5% (en mole) de pureté minimale.

IV.7. Propriétés physico-chimiques des glycols

Le tableau (IV.1) suivant résume les propriétés physico-chimiques de différents types de glycols, et la figure (IV.2) représente la pression de vapeur pour les glycols.

Tableau IV.1 : Propriétés physico-chimiques des glycols [36].

	Mono éthylène glycol	Di éthylène glycol	Tri éthylène glycol
Sigle	MEG	DEG	TEG
Formule chimique globale	C ₂ H ₆ O ₂	C ₄ H ₁₀ O ₃	C ₆ H ₁₄ O ₄
Masse molaire (g/Moles)	62.068	106.122	150.175
Point de fusion C°	-13	-10.45	-07.35
Point d'ébullition C°	197.3	245	277.85
TVR à 25C°	12.24	0.27	0.05
Densité à 25 C° (Kg/L)	1.110	1.113	1.119
Viscosité abs. 25C° (Pa.s)	0.07771	0.03021	0.03673
Viscosité abs. 60C° (Pa.s)	0.00522	0.00787	0.00989
Chaleur spécifique (j/kg.K)	2395	2307	2190
Point d'éclair C°	111.1	123.89	176.67

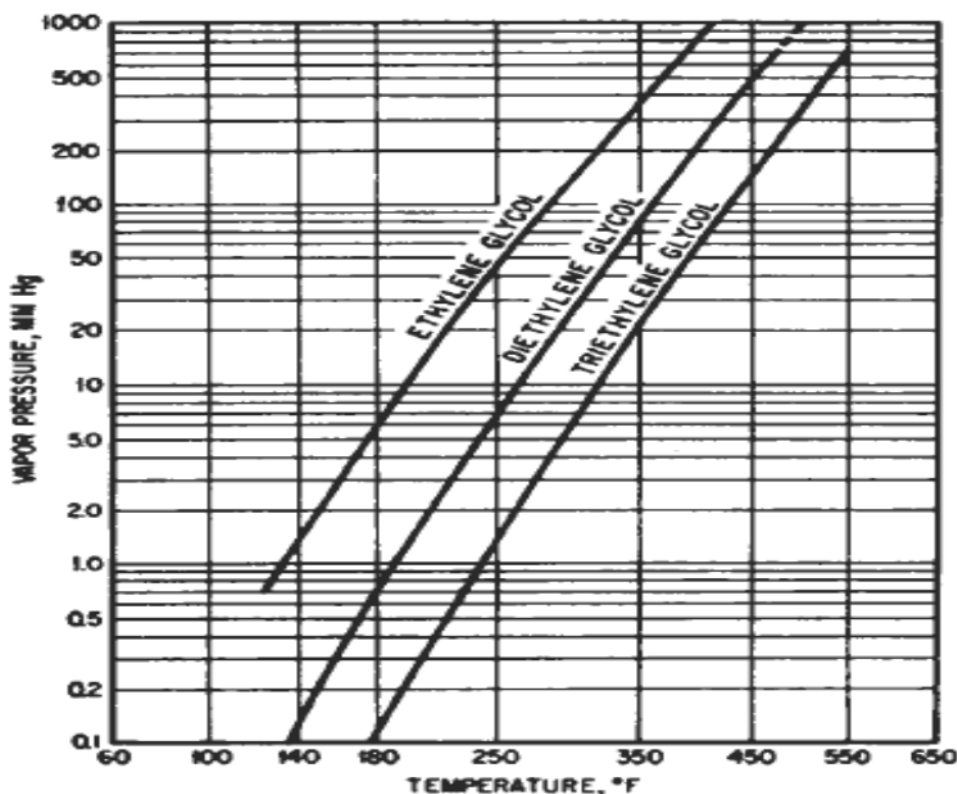


Figure IV.2. Pression de vapeur pour les glycols purs.

IV.8.Choix du type de glycol

Le di-éthylène glycol est, parmi les glycols, celui qui se prête le mieux à l'inhibition des hydrates. En raison de sa masse molaire plus faible, il est plus efficace, à une concentration massique fixée, que le tri-éthylène glycol ou que le tétra-éthylène glycol. L'emploi du di-éthylène glycol peut toutefois se justifier lorsqu'il s'agit de réduire les pertes de solvant dans le gaz.

D'autre part, lorsque le gaz est déshydraté à l'issue de l'étape de transport, l'emploi du di-éthylène glycol comme inhibiteur permet de n'utiliser qu'un solvant unique au cours des étapes de transport et de déshydratation voir l'annexe figure n°4. [37]

IV.9.Critère de choix du DEG

Le di-éthylène glycol utilisé au module deux a été choisi selon les critères suivants :

- ✓ Tension de vapeur faible.
- ✓ Bon pouvoir solvant.
- ✓ Pas très visqueux.
- ✓ Bonnes stabilités thermiques.

Chapitre IV : La déshydratation par le glycol

- ✓ Pas de problème de la pollution durant la régénération.
- ✓ Basse température de cristallisation.

V.10. Le choix du DEG à 90% en poids

La température la plus basse au niveau de région TFT et TFN est de -4°C . On peut travailler dans un intervalle de concentration compris entre (58 et 94 % en poids) d'un côté on est limité par C_{\min} pour la bonne inhibition (Equation de HAMMER SCHMIDT) et de l'autre côté par la cristallisation de la solution de DEG à la température la plus basse. [37]

IV.11. Absorption d'eau par le glycol

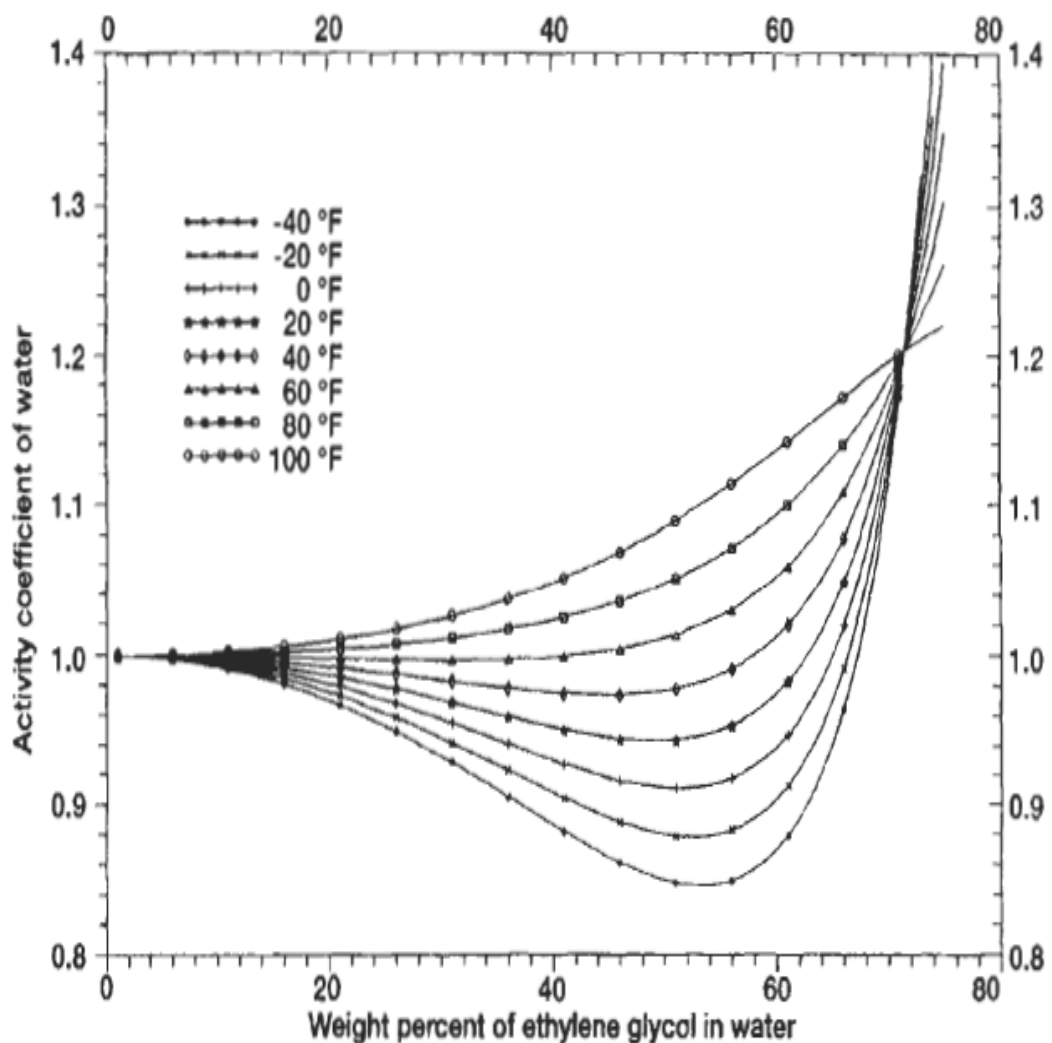


Figure IV.3. Le coefficient d'activité de l'eau dans la solution d'éthylène glycol.

IV-12-Les avantages et les inconvénients des types de glycol

Le tableau ci-dessous représente les avantages et les inconvénients de chaque type de glycol.

Tableau IV.2: *Les avantages et les inconvénients des glycols* [37].

Glycol	Avantages	Inconvénients
MEG	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Travaille à basse température. ❖ Un coût moyen. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Présente quelque tendance au moussage, donc il exige l'anti-moussage ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter.
DEG	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. ❖ Stable en présence de soufre, oxygène, et de CO₂. ❖ Moins coûteux par rapport aux autres. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Difficilement régénéré à 95%. ❖ Une différence du point de rosée entre l'entrée et la sortie de l'absorber minimale par rapport au TEG.
TEG	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. ❖ Stable en présence de soufre, oxygène, et de CO₂. ❖ Solubilité négligeable pour les hydrocarbures. ❖ Grande différence du point de rosée à la sortie de l'absorbeur. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Très coûteux. ❖ Présente quelques tendances au moussage donc il exige l'anti-moussage ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter.

IV.13.Sécurité

IV.13.1.Danger d'ingestion

Le principal danger du di-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 de di-éthylène glycol si on le laisse à leur portée. La progression des symptômes d'une intoxication au di-éthylène glycol se fait en trois étapes. Au début, la victime peut paraître légèrement intoxiquée, se plaindre d'étourdissements et avoir l'air confuse.

Durant cet intervalle, le corps convertit le di-éthylène glycol en une autre toxine, l'acide oxalique. Il en résulte de la tachycardie et une respiration saccadée. En phase finale, les reins de la victime sont détruits.

Des doses de di-éthylène glycol de 30 ml (2 cuillères à soupe) peuvent être mortelles pour des adultes. Dans tous les cas, des soins médicaux urgents sont nécessaires.

Si la victime est encore consciente, il faut la faire vomir, et si possible (réservé aux adultes..), lui faire boire 100 ml (un petit verre) d'un alcool fort à 45°C°. L'éthanol remplace en effet le di-éthylène glycol auprès des enzymes qui dégradent ce dernier en composés plus toxiques, ce qui limite la production de toxines (on parle d'inhibiteur compétitif). Il convient également d'amener la personne dans un hôpital où l'on pourra lui administrer, plutôt que de l'éthanol, d'autres inhibiteurs de l'alcool déshydrogénase, enzyme responsable chez l'homme de la transformation de l'éthanol en éthanal, et le di-éthylène glycol en aldéhyde oxalique, qui se transformera (grâce à d'autres déshydrogénases) finalement en oxalate, qui lui est toxique. À cause de sa toxicité, l'DEG a déjà fait parler de lui dans les médias .

En 1996, soixante enfants à Haïti sont morts d'une intoxication au di-éthylène glycol qui se trouvait dans du sirop contre la toux.

IV.13.2.Inflammabilité

Peu inflammable à l'état liquide, le di-éthylène glycol peut se montrer explosif à l'état gazeux. Il est donc indispensable de le manipuler dans des locaux bien aérés (concentration inférieure à 100 mg/m³).

Chapitre IV : La déshydratation par le glycol

L'électrolyse de di-éthylène glycol avec une anode en argent produit une réaction exothermique. L'incendie d'Apollo 1 est dû à cette réaction, en effet, le di-éthylène glycol, mélangé à de l'eau servait comme combustible à basse pression.

En cas d'incendie, combattre avec de l'eau en grande abondance ou, à défaut, avec des mousses nanti alcools et des poudres chimiques.

IV.13.3.Précautions

Les vapeurs du di-éthylène glycol sont irritantes avant d'être dangereuses. L'exposition chronique est toutefois la source de pathologies reconnues, en France, comme maladies professionnelles par le code de la sécurité sociale .

Les glycols sont nocifs, mais pas autant. Toutefois, il faut absolument éviter leur absorption par voie orale et le contact prolonger avec les muqueuses cutanées, oculaires ou respiratoires.

La concentration limite des vapeurs de di-éthylène glycol dans l'air a été fixée à 50 ppm, soit 125 mg/m^3 .

IV.14. Conclusion

La principale préoccupation de la simulation est l'interaction entre l'eau et le glycol. Ces deux éléments interagissent par l'attraction polaire entre les deux constituants, ce qui permet le Glycol d'absorber l'eau. Ce processus est compliqué pour simuler avec les équations thermodynamiques classiques comme PR. Pour corriger le problème, la règle de mélange de Wong-Sandler peut être utilisée .

Les équations de la thermodynamique ne peuvent pas isoler dans la simulation de processus, ils doivent être accompagnés d'autres équations qui décrivent l'équipement de processus.

Chapitre V

La déshydratation

par

les échangeurs de chaleur

V.1.Introduction

Les procédés utilisés dans l'industrie du raffinage des produits pétroliers demandent souvent que les fluides traités soient réchauffés ou refroidis, avec ou sans changement de phase, au cours des diverses opérations auxquelles ils sont soumis. La chaleur mise en œuvre représente une importante dépense d'énergie ou dans certains cas un gisement d'énergie, dont il est nécessaire de récupérer la plus grande quantité possible au profit des fluides de procédés ou d'utilités. De ce fait, les échangeurs de chaleur constituent des appareillages importants et omniprésents dans toute unité de raffinage.

V.2. Généralités sur le transfert de chaleur

On appelle transfert de chaleur, les processus par lesquels l'énergie est échangée sous forme de chaleur entre des corps ou des milieux à des températures différentes T_1 et T_2 . La chaleur peut être transmise par conduction, convection ou rayonnement.

Bien que les trois processus puissent avoir lieu simultanément, l'un des mécanismes est généralement prépondérant. Par exemple, la chaleur est principalement transmise par conduction à travers les murs en brique d'une maison ; l'eau dans une casserole placée sur une cuisinière est surtout chauffée par convection ; la terre reçoit sa chaleur du soleil en grande partie par rayonnement.

Le flux engendré dans le transfert est proportionnelle à la différence de température $T_1 - T_2$ et à la section de passage S du flux.

V.2.1.Modes de transmission de chaleur

Il y a trois modes de transmission de chaleur:

- ✓ Conduction .
- ✓ Convection .
- ✓ Rayonnement.

V.2.1.1.La conduction

Le transfert de chaleur par conduction se fait au sein d'une même phase, au repos ou mobile, mais tranquille en présence d'un gradient de température.

Le transfert de chaleur résulte d'un transfert d'énergie cinétique d'une molécule à une autre molécule adjacente. Ce mode de transfert est le seul à exister dans un solide opaque. Pour les solides transparents, une partie de l'énergie peut être transmise par

Chapitre V : La déshydratation par les échangeurs de chaleur

rayonnement. Avec les fluides qui sont les gaz et les liquides, la convection et le rayonnement peuvent se proposer à la conduction.

L'échange de chaleur par conduction est défini par la relation de Fourier qui s'exprime par :

$$\frac{dQ}{dt} = -\lambda S \frac{dT}{dL} \quad \text{.....(V.1)}$$

dQ : quantité de chaleur.

dt : le temps.

dT : la température.

dL : épaisseur du matériau traversée par le flux de chaleur.

S : section traversée par le flux de chaleur.

λ : coefficient de conductivité thermique du matériau.

V.2.1.2.La convection

Le transfert de chaleur par convection se produit entre deux phases dont l'une est généralement au repos et l'autre en mouvement en présence d'un gradient de température par suite de l'existence d'un transfert de chaleur d'une phase à l'autre, il existe dans la phase mobile des fractions du fluide (ou agrégats) ayant des températures différentes. Le mouvement du fluide peut résulter de la différence de masse volumique due aux différences de températures (on parle alors de convection libre ou naturelle) ou à des moyens purement mécaniques (on parle alors de convection forcée).

Lorsqu'un fluide est en écoulement, une partie de transfert de chaleur dans le fluide se fait également par conduction et, dans le cas d'un fluide transparent, un transfert de chaleur par rayonnement peut accompagner les deux transferts précédents [38.39.40].

Le flux de chaleur transmis par convection entre une surface et un fluide est donné par la relation suivante :

$$Q_c = h S (T_s - T_f) \quad \text{..... (V.2)}$$

Q_c : le flux de chaleur par convection (W).

h : coefficient d'échange de chaleur (W / m² °C).

S : surface d'échange (m²) ou surface de contact entre le fluide et le solide.

(T_s- T_f) : différence de température entre la surface du solide **T_s** et celle du fluide **T_f** (C°).

V.2.1.3. rayonnement

Un point matériel chauffé émet un rayonnement électromagnétique dans toutes les directions situées du même côté du plan tangent au point matériel.

Lorsque ce rayonnement frappe un corps quelconque, une partie peut être réfléchie, une autre transmise à travers le corps (dit diathermique si tout est transmis), et le reste est quantitativement absorbée sous forme de chaleur [38.39.40].

On a la relation générale suivante :

$$\boxed{a + f + r = 1} \quad \dots\dots\dots(\text{V.3})$$

a : pouvoir absorbant.

f : pouvoir filtrant.

r : pouvoir réfléchissant.

Si on place dans une enceinte deux corps capables d'émettre un rayonnement thermique, il existe entre ces deux corps à températures différentes un échange de chaleur dû à l'absorption et à l'émission de ces rayonnements thermiques. Cet échange de chaleur est désigné habituellement sous le nom de rayonnement.

Les transferts par rayonnement se poursuivent même lorsque l'équilibre thermique est atteint, mais le débit net de chaleur échangée est nul. Ce type de transport de chaleur est analogue à la propagation de la lumière, et il ne nécessite aucun support matériel, contrairement aux écoulements. Les gaz, les liquides et les solides sont capables d'émettre et d'absorber les rayonnements thermiques.

Dans de nombreux problèmes de transformation d'énergie thermique, les trois modes de transfert de chaleur coexisteront, mais généralement, au moins une des trois formes pourra être négligée, ce qui simplifiera le traitement mathématique de l'appareil de transfert. Nous pouvons dire dès à présent, qu'aux températures ordinaires, le transport par rayonnement est parti I les échanges thermiques négligeables, mais il peut devenir notable et prépondérant lorsque le niveau de température augmente.

En outre, signalons que certains transferts thermiques sont accompagnés d'un transfert de matière entre deux phases. Le flux de chaleur transférée en présence d'un changement de phase dépend de la nature et des propriétés physico-chimiques des phases en présence. C'est le cas de l'ébullition, de la condensation, mais aussi des problèmes d'humidification, de séchage, de cristallisation...etc.

Chapitre V : La déshydratation par les échangeurs de chaleur

Cette forme de transfert de chaleur nécessite donc, entre les corps considérés, aucun support matériel et s'identifie parfaitement à la propagation de la lumière, c'est à dire à l'optique. Elle est régie par la loi de BOLTZMANN [39.40]:

$$Q = S \cdot \delta T^4$$

.....(V.4)

δ : constante égale à $5,756 \cdot 10^{-8}$ (W/m² °C⁴).

S: surface d'échange (m²).

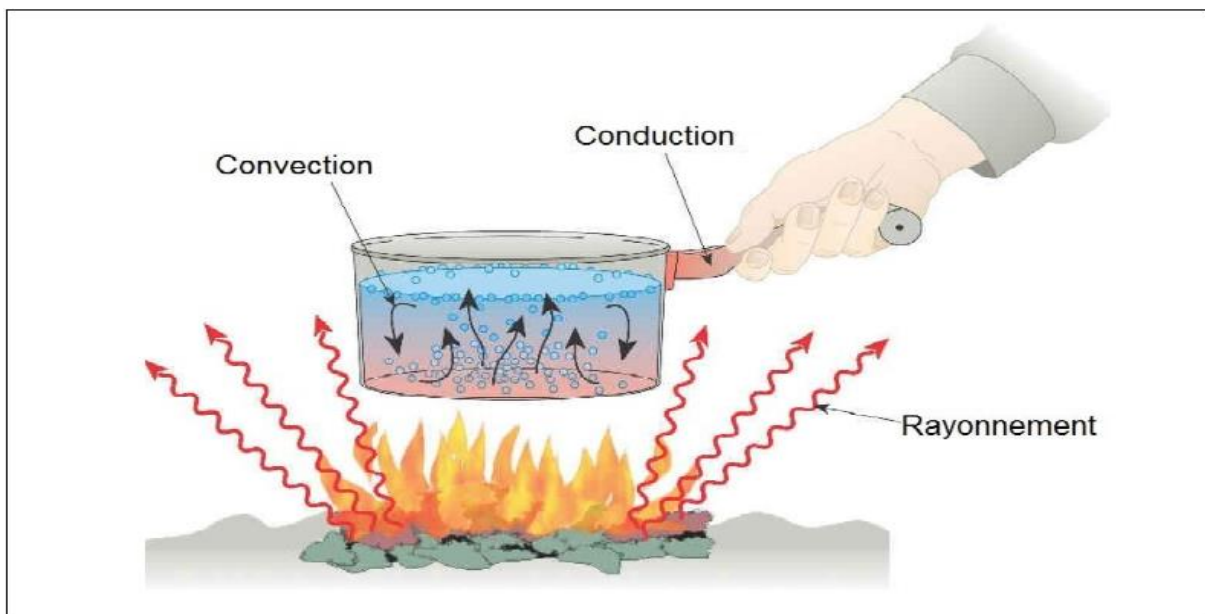


Figure V.1. Différents types de transfert de chaleur : la convection, rayonnement et conduction.

V.3.Description des échangeurs chaleur

Les échangeurs de chaleur sont des appareils où le transfert thermique à basses et moyennes températures se fait sans changement de phase.

On distingue :

V.3.1. échangeur double tube

Ces échangeurs sont constitués par des éléments rectilignes de deux tubes concentriques raccordés à leurs extrémités par des coudes. Les divers éléments sont tous assemblés par des raccords à démontage rapide, et un remplacement des tubes est possible [41].

Les problèmes de dilatation thermique et d'étanchéité entre le tube intérieur et le tube extérieur sont résolus par l'utilisation de presse-étoupe ou de joint torique.

Les tubes sont généralement en acier et les longueurs courantes sont de 3,6 - 4,5 ou 6 m. On utilise également quelquefois des tubes en verre et en graphite.

Chapitre V : La déshydratation par les échangeurs de chaleur

L'échangeur de chaleur double tube est représenté sur la figure (V.2)

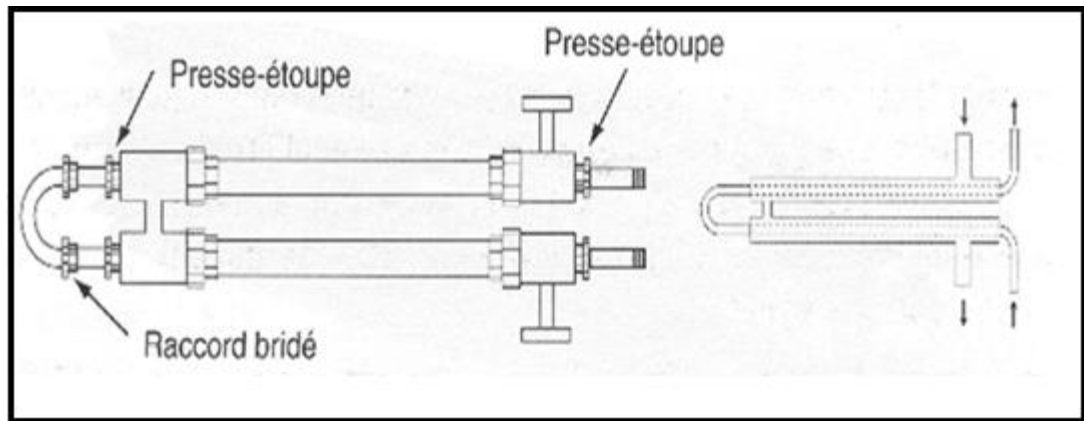


Figure V.2. Schéma d'échangeur double tube [41].

Ces appareils sont intéressants pour les facilités qu'ils offrent pour le démontage et l'entretien. Ils peuvent fonctionner en contre-courant pur, ce qui permet d'obtenir de bons rendements. Par contre, ils présentent les inconvénients suivants :

- ✓ Risque de fuites aux raccords.
- ✓ Flexion du tube intérieur si la longueur est importante.
- ✓ Surface d'échange faible pour le volume global de l'appareil par suite du rayon minimal des coudes reliant les longueurs droites des tubes.

Ces échangeurs utilisent depuis l'origine conviennent aux produits sales, pour des débits faibles, des températures et des pressions élevés [41].

V.3.2. Échangeur faisceau et calandre

Ce type d'échangeurs est de loin le plus répandu dans les unités de transformation des industries chimiques et pétrochimiques. Un faisceau de tubes est situé à l'intérieur d'une calandre dans laquelle circule le deuxième fluide. Cette conception se retrouve également dans les condenseurs, les rebouilleurs et les fours multitubulaires.

Le faisceau est monté en deux plaques en communication avec des boîtes de distribution qui assurent la circulation du fluide à l'intérieur du faisceau en plusieurs passes. Le faisceau muni de chicanes est logé dans une calandre possédant des tubulures d'entrée et de sortie pour le deuxième fluide circulant à l'extérieur des tubes du faisceau selon un chemin imposé par les chicanes [41.39].

Tous les éléments entrant dans la construction de ces échangeurs ont fait l'objet d'une normalisation, tant par la T.E.M.A. (Tubulaire Exchangers Manufactureres

Chapitre V : La déshydratation par les échangeurs de chaleur

Association) que l'A.S.M.E. (American Society of Mécanica Engainées) ou l'A.P.I. (American petroleum institute).

Dans les ouvrages généraux consacrés au transfert de chaleur, on trouvera les schémas des principaux types d'échangeurs à faisceau et calandre.

La calandre est généralement réalisée en acier au carbone et les brides portant les boîtes de distribution et le couvercle sont soudées.

Les tubes du faisceau répondent à des spécifications très sévères. Le choix des matériaux dépend de l'utilisation:

- ✓ Acier au carbone pour usage courant.
- ✓ Laiton amirauté pour les appareils travaillant avec l'eau de mer.
- ✓ Aciers alliés pour les produits corrosifs et les températures élevées.
- ✓ Aluminium et cuivre pour les très basses températures.

Les tubes sont fixés dans les plaques par mandrinage et la perforation des trous dans les plaques est réalisée selon une disposition normalisée, soit au pas triangle, soit au pas carré. Le pas triangle permet de placer environ 10 % de plus de tubes que le pas carré sur une plaque tubulaire de diamètre donné, mais, en contrepartie, la disposition des tubes rend difficile le nettoyage des tubes par insertion de grattoirs.

Les chicanes qui permettent d'allonger le chemin du fluide circulant dans la calandre sont souvent constituées par un disque de diamètre légèrement inférieur à celui de la calandre comportant une section libre représentant 20 à 45 % de la section.

Les boîtes de distribution et de retour sont cloisonnées. Ce cloisonnement permet au fluide de traverser successivement plusieurs sections du faisceau, ce qui a pour objet d'accroître la vitesse du fluide et d'augmenter le coefficient de transfert à l'intérieur des tubes.

Cette disposition correspond toujours à un nombre pair de passages (ou passes) dans le faisceau, la figure V.3 représente le passage des fluides dans l'échangeur faisceaux calandre.

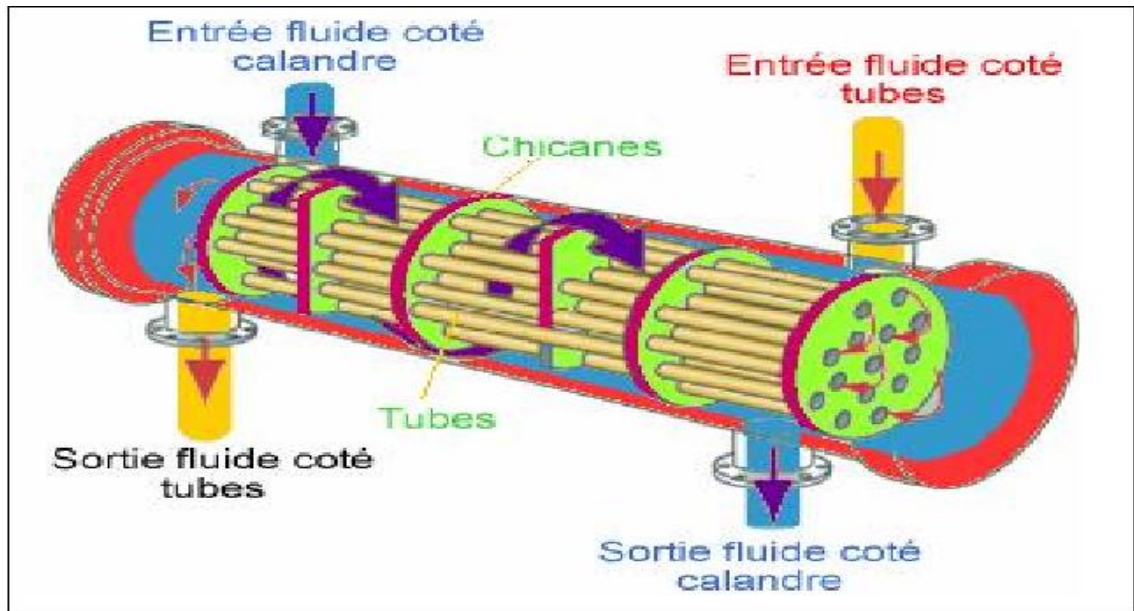


Figure V.3. *Passage des fluides dans l'échangeur faisceaux et calandre.*

Le principe de circulation dans les échangeurs faisceaux calandre est comme dans les échangeurs doubles tube on peut rencontrer les deux modes de circulation contre-courant et courant parallèle [38].

V.3.2.1. La calandre

C'est l'enveloppe métallique entourant le faisceau tubulaire, est généralement construit avec l'acier au carbone.

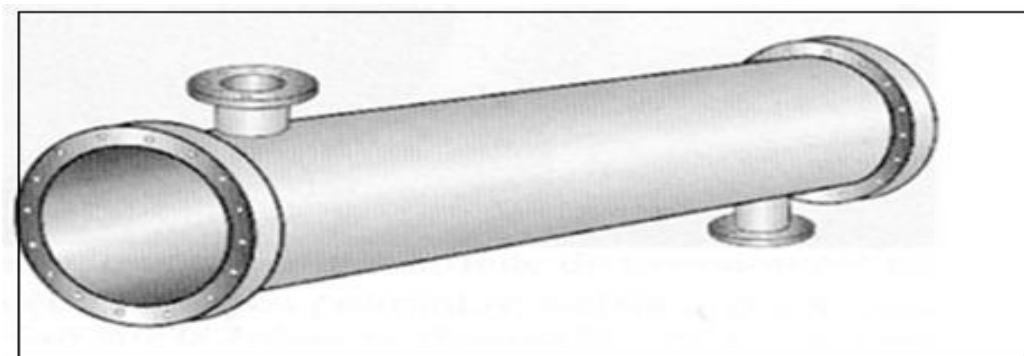


Figure V.4. *la calandre d'échangeur faisceaux calandre.*

V.3.2.2. Plaques tubulaires

Ce sont des plaques percées supportent les tubes à leurs extrémités, leurs épaisseurs varient entre 5 & 10 cm. Les tubes généralement sont fixés par soudage.

V.3.2.3. faisceau

C'est l'ensemble des tubes constituant le faisceau, les épaisseurs de tubes sont normalisées selon le calibre BWG (Birmingham wire Gage) [39.40].



Figure V.5. Faisceaux des tubes.

Les conditions de fonctionnement imposent le choix des matériaux.

Exemple :

- Acier au carbone pour usage général.
- Aciers alliés pour les produits corrosifs et les températures élevées.
- Aluminium ou cuivre pour les très basses températures.

V.3.2.4. Disposition des tubes

La perforation des trous dans les plaques tubulaires est normalisée, elle s'effectue selon une disposition soit au pas carré, soit au pas triangulaire.

Le pas triangulaire permet de placer environ 10% des tubes de plus que le pas carré sur une plaque tubulaire de diamètre donné, mais en contrepartie, la disposition des tubes rend impossible leur nettoyage extérieur par grattage donc il faut avoir un recours au nettoyage chimique et réserver leur emploi pour des fluides propres [39.40].

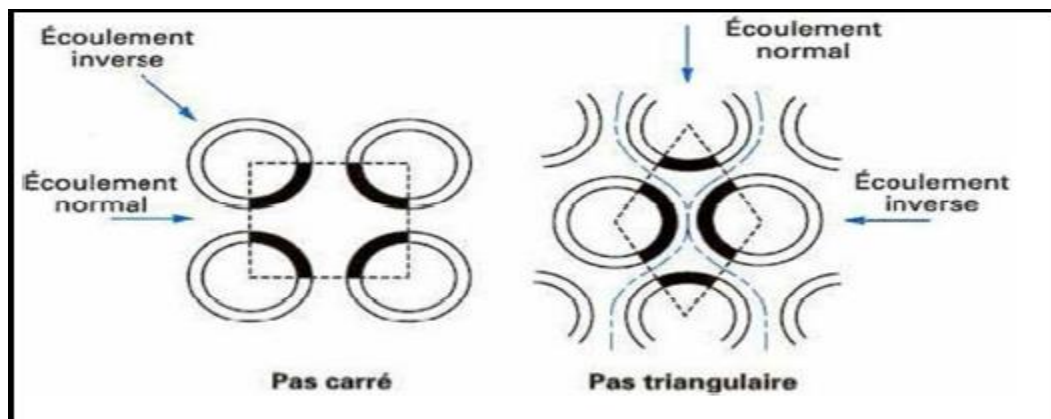


Figure V.6. Dispositions des tubes de faisceaux.

V.3.2.5. Chicanes

Les chicanes peuvent avoir deux rôles :

- ✓ Augmenter la rigidité du faisceau, pour éviter des phénomènes de vibration.
- ✓ Augmenter la vitesse du fluide.

Il existe deux types de chicanes :

V.3.2.5.1. Chicanes transversales

Sont généralement constituées par un disque ayant un diamètre légèrement inférieur celui de la calandre et comportant un segment libre dont la surface représente 20% à 45% de la section totale. Ces chicanes ont pour but d'allonger le chemin du fluide circulant dans la calandre, et d'améliorer ainsi le transfert à l'extérieur du tube.

V.3.2.5.2. Chicanes longitudinales

Sont généralement constituées par une simple tôle insérée au milieu du faisceau cette disposition oblige le fluide à effectuer un aller et un retour dans la calandre.



Figure V.7. Type des chicanes [39.40].

V.3.2.6. La boîte de distribution et la boîte de retour

La circulation dans le faisceau est assurée par l'adjonction d'une boîte de distribution, portant les brides d'entrée et sortie, et d'une boîte de retour.

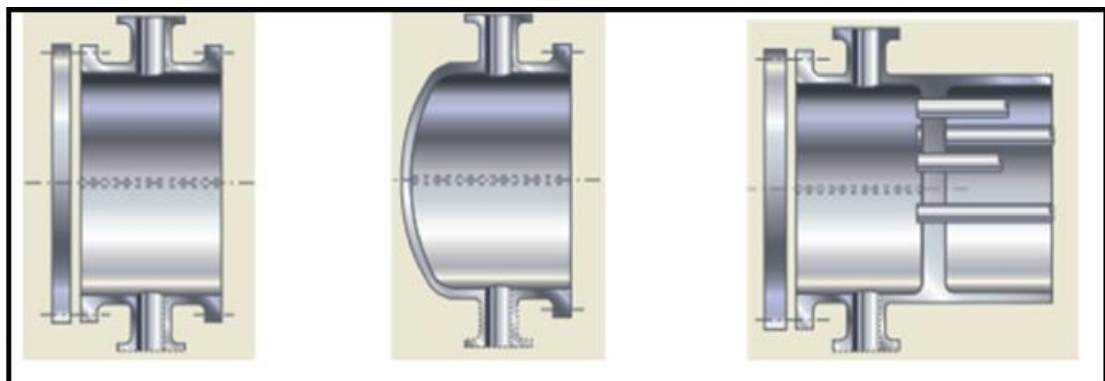


Figure V.8. Types des boîtes de distributions.

V.3.2.7. Déflecteurs ou plaque de protection du faisceau

Pour éviter ou au moins minimiser l'érosion du tube du faisceau des déflecteurs de protection peut être installé face aux tubulures d'entrée du fluide côté calandre, l'obligation de leur mise en place est définie dans les standards (TEMA) en fonction de la nature, de l'état du fluide et du produit pu2.

ρ : masse volumique.

u : vitesses du fluide.

Ces déflecteurs, d'une épaisseur de l'ordre de 1/2 in, sont circulaires, carrés ou rectangulaires (figure V.9), soudés sur des tirants ou entretoises [41].

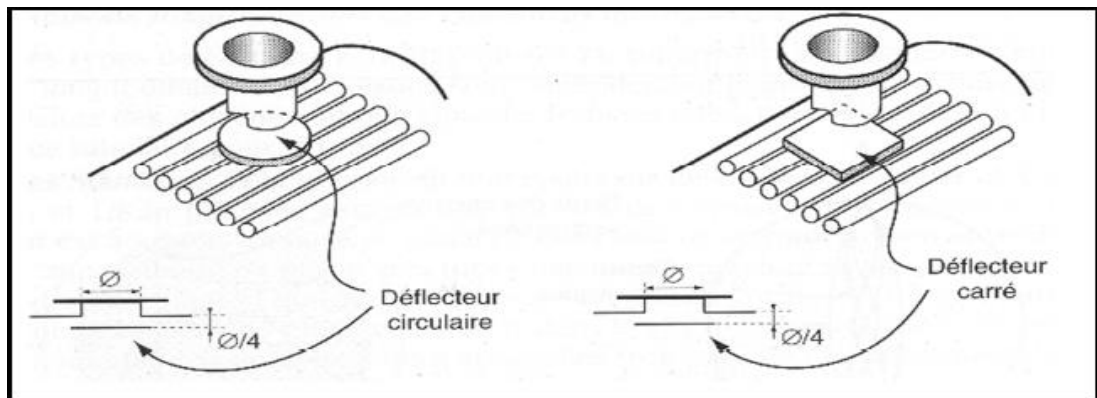


Figure V.9. Les types des déflecteurs.

V.3.2.8. Assemblage faisceau –calandre

On distingue trois classes d'appareils :

V.3.2.8.1. Les échangeurs à plaque tubulaire fixes

Soudés sur la calandre, ils ne peuvent être utilisés que si la différence de température entre les fluides chaud et froid est suffisamment faible pour que la dilatation du faisceau soit acceptable (figure .V.10).

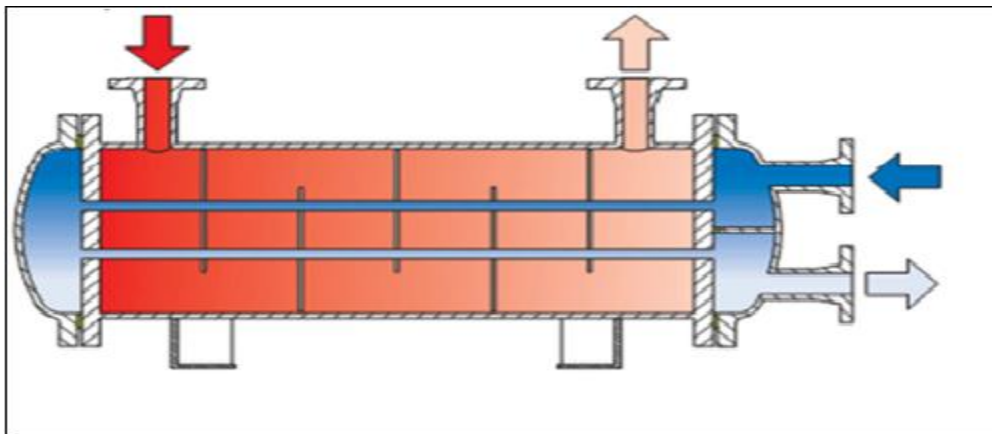


Figure V.10. Échangeur à plaque tubulaire fixe.

V.3.2.8.2. Les échangeurs à tête flottante :

L'une des plaques tubulaires est fixée, la seconde plaque, d'un diamètre inférieur, porte la boîte de retour et peut coulisser librement de l'intérieur du capot qui ferme la calandre (figure .V.11).

Ces appareils permettent l'expansion thermique du faisceau ainsi que son nettoyage mécanique, constituent presque la totalité des échangeurs utilisés en raffinerie [41].

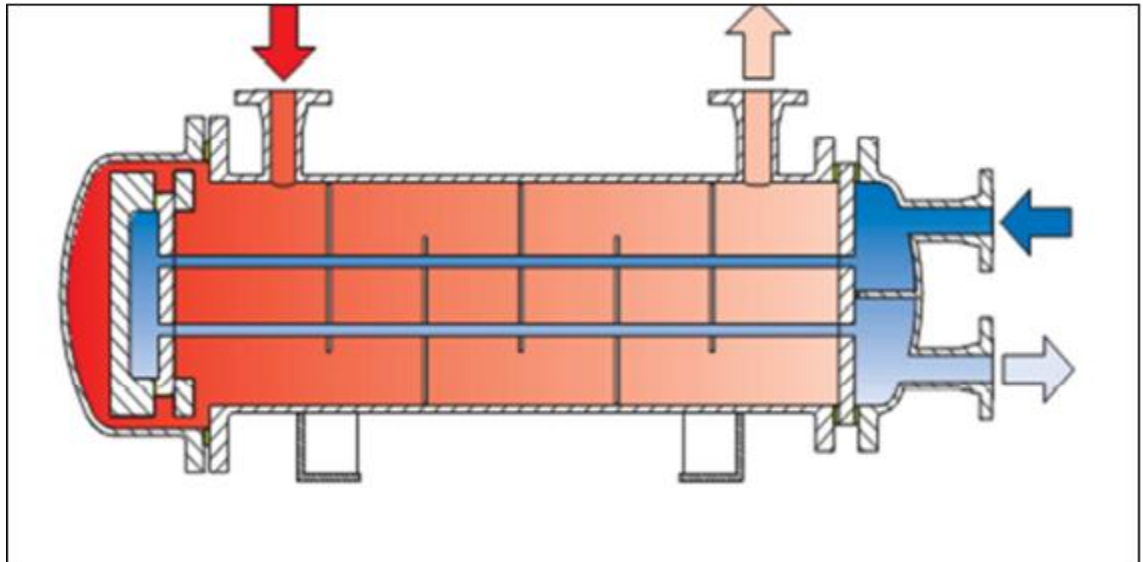


Figure V.11. Échangeur à tête flottante.

V.3.2.8.3. Les échangeurs à tubes en U

L'utilisation de tubes coudés supprime une plaque tubulaire, tout en conservant les propriétés d'expansion de la tête flottante. L'économie réalisée par le coût d'une plaque tubulaire est compensée par l'impossibilité de nettoyage mécanique de l'intérieur des tubes (figure .V.12), ces faisceaux seront surtout utilisés dans les rebouilleurs à vapeurs.

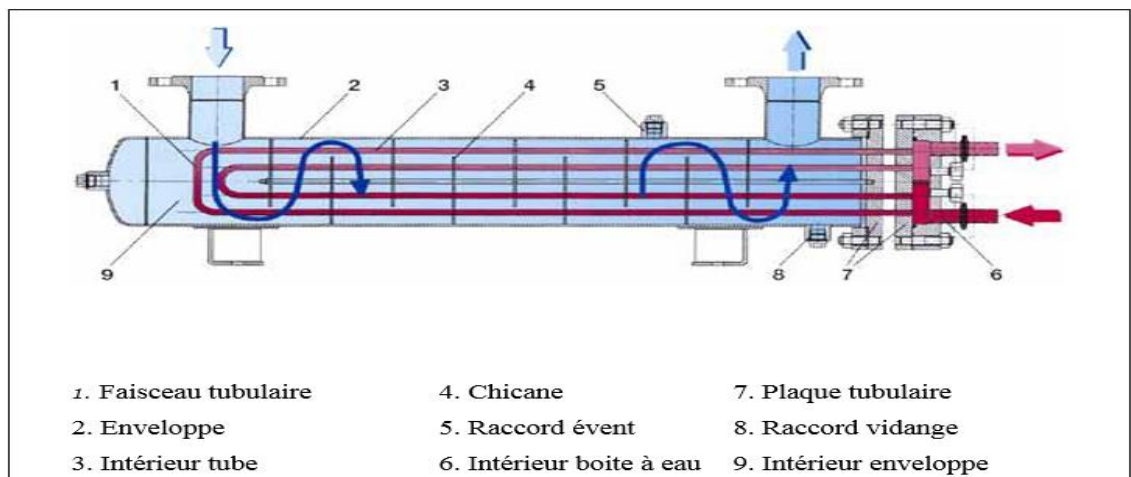


Figure V.12. Échangeur à tube en U.

V.3.2.9. Le choix de l'ordre de passage du fluide dans les échangeurs faisceaux et Calandre

❖ Choix de l'ordre de passage de fluide

- Si un fluide est sous forte pression ($>1\text{MPa}$) par exemple, le faire circuler de préférence dans les tubes, pour éviter une trop forte épaisseur de la calandre.

- Si un fluide est encrassant (par exemple un produit risquant de se polymériser), le faire circuler de préférence dans les tubes, car il est alors possible de nettoyer l'intérieur des tubes sans démonter l'échangeur.

- Fluide le plus corrosif.

- Fluide le moins visqueux.

- Liquide de moins débit volumique.

En mettant le plus grand débit dans la plus grande section.

❖ Choix du matériel

- S'il y a risque d'encrassement dans les tubes, éviter les tubes en U (difficile à nettoyer).

- S'il y a risque d'encrassement à l'extérieur des tubes choisir un pas carré plutôt qu'un pas triangulaire et un faisceau tubulaire démontable pour faciliter le nettoyage.

- S'il y a de forts écarts de température entre les deux fluides $> 50\text{C}^\circ$ il risque d'avoir des problèmes de dilatations différentielles, éviter d'avoir les deux plaques tubulaires soudées à la calandre.

- Choisir des tubes en U (s'il n'y a pas d'encrassement, côté tubes).

- Si une fuite d'un fluide dans l'autre a des conséquences graves, évitez l'utilisation d'un échangeur à tête flottante dans lesquelles l'étanchéité n'est pas parfaite.

Remarque

Ces différents critères peuvent être contradictoires il appartiendra alors à la personne chargée de la conception de trouver le meilleur compromis possible.

Si plusieurs solutions sont techniquement possibles, le critère de coût minimal les départagera.

V.3.3. Échangeurs compacts non tubulaires

Comme leur nom l'indique, ce sont des échangeurs de chaleur présentant une grande surface d'échange par unité de volume, environ 700 à $1000 \text{ m}^2/\text{m}^3$, alors que l'échangeur tubulaire conventionnel présente une capacité de l'ordre de 100 à $200 \text{ m}^2/\text{m}^3$. Pour des services équivalents, les échangeurs compacts offrent moins de volume et de poids, ils ont en général une plus grande efficacité thermique.

Les échangeurs compacts sont présents selon la classification suivante :

- ✓ Échangeurs à plaque.
- ✓ Échangeurs à plaque en spirale.
- ✓ Échangeurs à plaque circulaire.
- ✓ Échangeurs à plaques soudées.

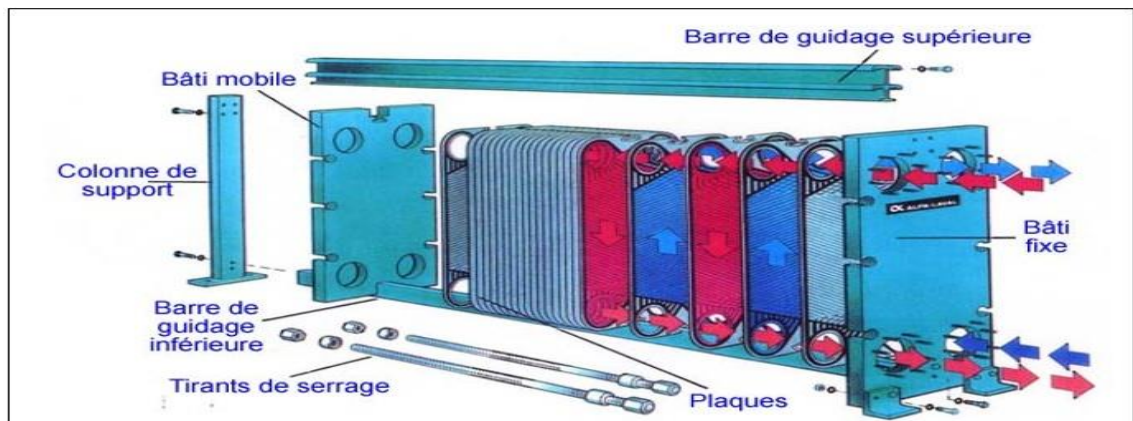


Figure V.13. Échangeurs à plaque.

V.3.4. Échangeurs bobinés

Ce sont des échangeurs tubulaires de conception spéciale permettant d'installer une grande surface d'échange avec un encombrement réduit.

V.3.4.1. Principe de construction

Le faisceau tubulaire est constitué de tubes enroulés par couches en hélice autour d'un cylindre central appelé noyau ou mandrin.

Le sens d'enroulement est généralement inverse pour chaque couche successive. Les couches sont supportées par des cales qui assurent un espacement transversal et longitudinal constant entre les tubes. Les extrémités sont fixées dans des plaques tubulaires avec la possibilité de regrouper les tubes par ensemble affectés à un ou plusieurs fluides.

Une calandre cylindrique enveloppe l'ensemble de bobinage, elle est alimentée par un seul fluide circulant à contre-courant par rapport au fluide cote tube.

Chapitre V : La déshydratation par les échangeurs de chaleur

V.3.4.2. Matériaux

Les matériaux de construction de la calandre, du noyau et des tubes sont choisis en fonction des critères de résistance à la corrosion, résistance mécanique à la pression et à la température.

Le matériau des tubes doit être suffisamment ductile pour permettre leur enroulement en hélice.

Pour des applications d'échangeurs bobines à haute température, l'acier inoxydable est utilisé.

Pour des applications d'échangeurs bobines à basse température « le cas des applications cryogéniques » l'aluminium est plus souvent utilisé.

V.3.4.3. Avantages

- ✓ On peut réaliser avec un seul appareil des échanges thermiques différents.
- ✓ Une grande efficacité thermique en raison de la circulation à contre-courant.
- ✓ Des puissances thermiques requises très importantes (de l'ordre 100MW) associent à des débits de fluides très élevés (centaines de t/h).
- ✓ Très grande surface d'échange (de l'ordre $20000m^2$).

V.4. Les problèmes d'échange de chaleur

Les problèmes d'échange de chaleur ont été classés en deux catégories : externes et internes. Les problèmes externes sont ceux qui entraînent un fonctionnement défectueux de l'échangeur de chaleur par suite d'une mauvaise préparation du gaz. Les problèmes internes sont ceux qui sont associés à la conception réelle du système échangeur proprement dit et qui concernent des critères tels que la proportion vapeur-liquide, l'équilibre de vapeur, les chutes de pression et les phénomènes connexes.

V.4.1. Problèmes externes

Les problèmes externes concernent généralement tous les types d'échangeurs de chaleur. Les produits contaminants qui causent des problèmes peuvent être de la vapeur, des liquides ou des solides et ils ne se limitent pas nécessairement aux composants du gaz à traiter.

Chapitre V : La déshydratation par les échangeurs de chaleur

V.4.1.1. Contamination par l'eau

Le produit contaminant le plus courant est l'humidité. La déshydratation par passage du gaz à travers des couches des produits déshydratants est la méthode la plus couramment employée pour prévenir le givrage. Un bon déshydrateur à couches solides doit être capable d'absorber l'humidité jusqu'au niveau de 1 ppm et même moins.

V.4.1.2. Contaminants gazeux

Un déshydrateur à couches solides possédant le déshydratant des circuits appropriés peut également absorber les gaz acides tels que le bioxyde de carbone ou le sulfure d'hydrogène qui peuvent se condenser dans les échangeurs.

V.4.1.3. Contaminants liquides

Des problèmes d'échangeurs, similaires à ceux causés par les contaminants gazeux, peuvent être créés par certains contaminants liquides qui se trouvent à l'état normal dans le gaz à traiter ou dans la circulation de réfrigérant. Il s'agit par exemple de l'huile de lubrification et des hydrocarbures lourds.

V.4.1.4. Contaminants solides

Le dernier des facteurs externes qui puisse créer des problèmes pour l'échangeur de chaleur est la présence de produits solides dans le gaz à traiter. Les éléments de prétraitement arrêtent les solides qui en général sont associés avec les nouveaux réseaux de canalisations.

V.4.2. Problèmes internes

Pour qu'un échangeur fonctionne correctement, il doit être conçu suivant des données précises d'équilibre et d'enthalpie. Si on applique des données erronées, les échangeurs ne pourront pas remplir la fonction à laquelle ils sont destinés.

Une installation qui serait basée sur des données imprécises d'équilibre et d'enthalpie pourrait fournir des produits correspondant aux prescriptions, pour la seule raison que le système a été conçu largement, mais cela augmente les investissements d'installation. Des données inadéquates peuvent entraîner des problèmes pour la réalisation des caractéristiques des produits ou de la capacité, qui sont tous deux nuisibles à un rendement rentable de l'installation.

V.5. Mode de circulation des fluides

Il existe plusieurs modes de circulation d'un fluide dans les échangeurs de chaleur.

V.5.1. Circulation a co-courant et circulation a contre- courant

Les deux fluides circulent soit dans le même sens, soit en sens contraire de chaque côté de la paroi.

V.5.1.1. Échangeur de chaleur à contre-courant

Les entrées et les sorties de chaque produit sont respectivement à l'opposé l'une de l'autre, de sorte que les produits se croisent (figure.14).

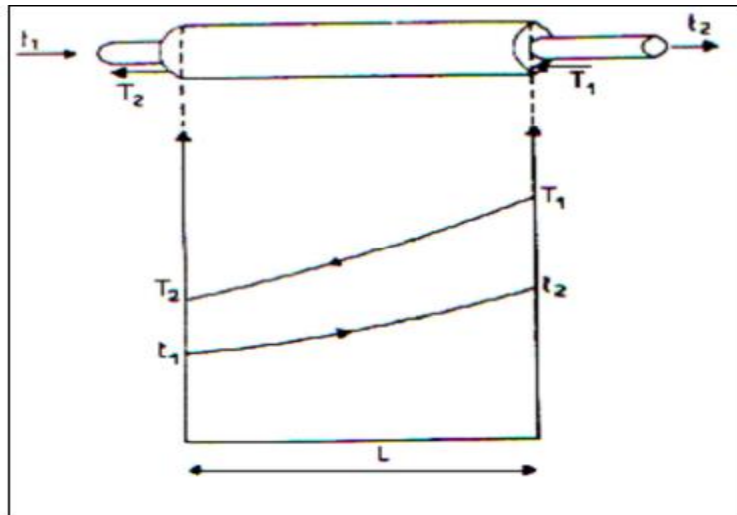


Figure V.14. Échange de chaleur à contre-courant pur.

V.5.1.2. Échangeur de chaleur à co-courants [41]

Les deux entrées sont du même côté de l'échangeur (figure.15) et les deux sorties à l'autre extrémité de sorte que les produits cheminent parallèlement de chaque côté de la surface d'échange.

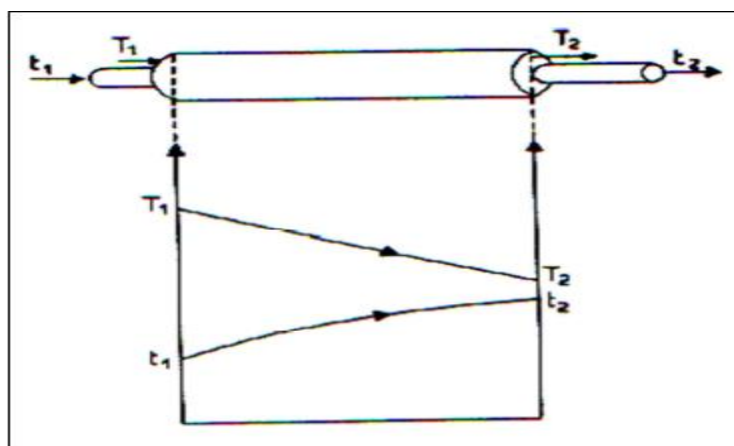


Figure V.15. Échange de chaleur à co-courant.

Chapitre V : La déshydratation par les échangeurs de chaleur

La réalisation technologique peut se faire :

- ❖ Par des appareils tubulaires dits :
 - **double-tube** : constitués de 2 tubes concentriques, un fluide s'écoule dans le tube intérieur, l'autre dans la section annulaire.
 - **À faisceau et calandre** : un fluide passe à l'intérieur des tubes parallèles constituant un faisceau logé dans une calandre cylindrique, l'autre passe à l'extérieur des tubes du côté de la calandre.
- ❖ Par des appareils à plaques : les plaques peuvent être planées ou formées en spirale.
- ❖ Par des appareils à lamelles : ces appareils peuvent être considérés comme des variantes des appareils à faisceau et calandre, un assemblage de lamelles constitue le faisceau.

V.5.2. Circulation associant co-courant et contre- courant

Ce type de circulation est réalisé le plus souvent dans des appareils tubulaires à faisceau et calandre cylindrique :

- ✓ Appareils à un passe côté calandre et 2 ou 4 ou 6 ; etc. Passe côté tubes.
- ✓ Le nombre de passes côté tubes est pair, souvent égal à 2, 4 parfois à 6, rarement égal ou supérieur à 8 en raison des contraintes de perte de charge.
- ✓ C'est la circulation la plus répandue à l'échelle industrielle.

V.6. Utilisation de l'échangeur de chaleur pour la déshydratation de GL en TFT

La région TFT utilise des échangeurs de chaleur (calorifugeurs) sur le réseau GL et plus précisément au niveau de la tête des puits pour éviter le givrage de gaz lift.

Ce calorifugeur (type serpentin) est un simple tube de forme adaptée qui trempe dans un liquide. Le fluide chaud c'est le brut qui circule dans le côté calandre et le fluide froid c'est le gaz lift qui circule dans le côté tube.

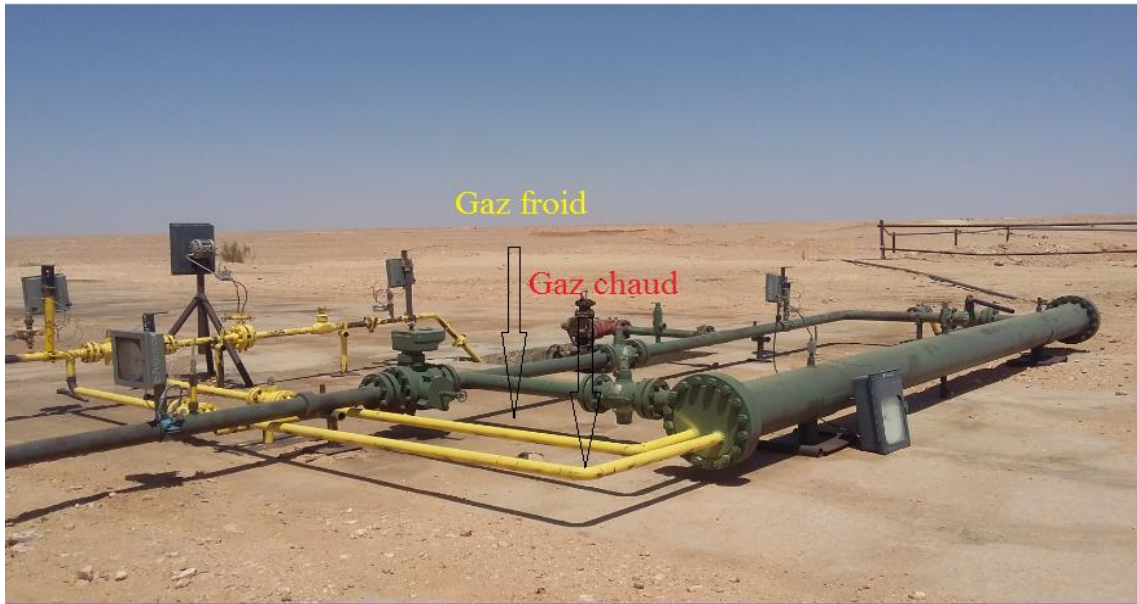


Figure V.16. *Échangeur de chaleur calorifugeurs dans la région TFT.*

V.7. Conclusion

Les échangeurs de chaleur sont des équipements très importants dans le processus de production. L'intérêt de l'installation d'un échangeur de chaleur en tête des puits pour diminuer les temps d'arrêt de l'équipement ainsi qu'augmenter la cadence de production.

Chapitre VI

**Analyse des méthodes de
déshydratation de gaz lift à
TFT**

PARTIE 1: Utilisation d'injection de DEG

VI.1. Utilisation d'injection de di-éthylène glycol

VI.1.1. Calcul du débit optimal d'injection de DEG

VI.1.1.1. Introduction

Au niveau du réseau GL, le gaz lift circule à travers les pipes vers les puits. À l'entrée de cette dernière il existe une vanne s'appelle vanne CAMCO pour régler la pression de gaz injecté dans les puits.

En injectant un solvant de di-éthylène glycol avant la vanne CAMCO, qui permet de déshydrater le gaz lift par abaissement de température en inhibant les formations d'hydrates.

À fin d'éviter la formation d'hydrates au cours du changement de température de gaz lift, il est raisonnable de calculer le débit optimum d'injection du di-éthylène glycol pour les conditions d'opération actuelles.

VI.1.1.2. le problème et objectif de l'étude

La formation des hydrates à l'entrée de la tête des puits présente le problème d'arrêter le puits et elle provoque des perturbations fréquentes dans la production et donc des pertes économiques.

Le calcul de débit optimum d'injection du di-éthylène glycol fait l'objet de cette étude.

VI.1.1.3. Calcul le débit optimum d'injection de DEG

On calcule le débit d'injection optimale de DEG au niveau d'entrée de la vanne CAMCO en fonction de température et pression de fonctionnement en hiver.

VI.1.1.4. Procédure de calcul des débits d'injection de DEG

- **Les étapes de calculent**

A- Calcul de la température de début de formation des hydrates.

B- Calcul de la dépression de température :

On à réaliser ou utilisant la formule suivante :

$$\Delta T = T_{FH} - T_s + 5 \quad \text{.....(VI.1)}$$

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

T_s : Température de service.

TFH : Température de Formation des Hydrates.

C- Calcule de concentration minimum en poids de DEG dans la solution finale :

L'équation de HAMMER SCHMIDT a donné des résultats très proches à la réalité.

$$C_{min} = \frac{\Delta T * P_m * 100}{(\Delta T * P_m) + K} \dots\dots\dots(VI.2)$$

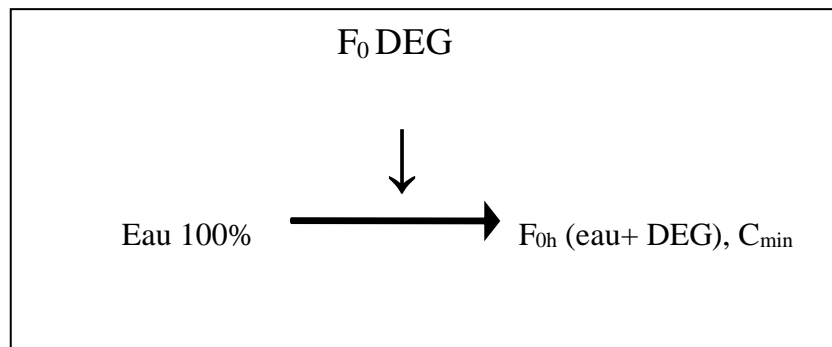
ΔT : la dépression de température. (F°).

P_m : poids moléculaire de DEG.

K : constante de l'inhibiteur (fonction de DEG).

D - calcul de la quantité de DEG de pureté a % par 1Kg d'eaux inhibé :

Avec bilan de matière :



Système de bilan matière

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Pour l'eau : } 1 + (1-a) F_0 = (1-C_{min}) \\ \text{Pour DEG : } a * F_0 = C_{min} * F_{0h} \end{array} \right.$$

On obtient :

$$F_0 = \frac{C_{min}}{(a - C_{min})} \dots\dots\dots(VI.3)$$

F₀ : débit minimum de DEG injectée à une pureté a % (pour inhibé 1Kg d'eaux).

F_{0H} : débit de DEG hydraté a la sortie de vanne CAMCO.

C_{min} : concentration minimum en poids de DEG dans la solution finale.

E- Calcul de débit de DEG : débit théorique.

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

$$F_1 = F_0 * Q \quad \text{.....(VI.4)}$$

Q : débit de gaz lift.

VI.1.1.5. Méthodes de calcul de la TFH (température de débit de formation des hydrates)

Dans cette étude on utilise la méthode des abaques pour déterminer la température de formation des hydrates, pour différentes pressions.

VI.1.1.6. Calcul de la température TFH du puits TFT AMA25

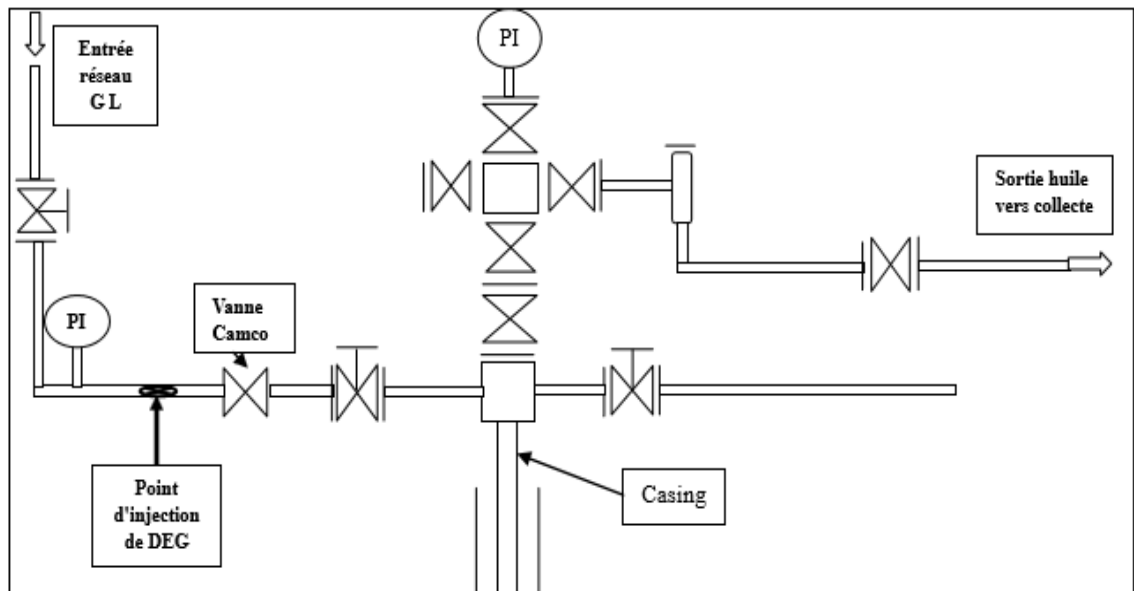


Figure VI.1. L'injection de glycol au niveau de tête de puits AMA25.

Plusieurs relevés de température et de pression en tête des puits ont été faits, au mois de février 2020, les mesures sont indiquées dans le tableau 1.

Tableau .1: Les mesures sont indiquées

	Avant la vanne CAMCO	Après la vanne CAMCO
la température de gaz (C°)	8	8
La pressent de gaz (bar)	73	64
le débit de gaz injecté (m ³ /j)	10406	

D'après le diagramme (Annexe figure n° 1) on détermine la TFH. On détermine la TFH pour un gaz densité 0.74.

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

$$\text{On a pour : } \left\{ \begin{array}{l} P_0 = 4000 \text{ psi} \longrightarrow T_0FH = 80F^\circ \\ P_1 = 8000 \text{ psi} \longrightarrow T_1FH = 87F^\circ \end{array} \right.$$

Pour notre pressent de gaz après la vanne CAMCO $P_2 = 64 \text{ bar} = 928.2415 \text{ psi}$.

Calculez T_2FH la température de formation des hydrates du puits AMA 25 :

$$\left[\begin{array}{l} \Delta P_1 = P_1 - P_0 = 8000 - 4000 = 4000 \text{ psi} \longrightarrow \Delta T_1 = 87 - 80 = 7F^\circ \\ \Delta P_2 = P_1 - P_2 = 8000 - 928.2415 = 7071.7585 \longrightarrow \Delta T_2 = 87 - T_2FH \end{array} \right.$$

$$\text{Donc: } \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} \longrightarrow \Delta T_2 = \frac{\Delta P_2 \cdot \Delta T_1}{\Delta P_1} = 87 - T_2FH = \frac{7071.7585 \cdot 7}{4000} = 12.3755$$

$$T_2FH = 87 - 12.3755 = 74.6245F^\circ$$

$$T_2FH = 74.6245F^\circ = 23.6802C^\circ$$

VI.1.1.7. Calcul ΔT de la dépression de température

$$\Delta T = T_2FH - T_s + 5 \quad \text{Avec: } T_s = 8 C^\circ = 46.4 F^\circ$$

A.N:

$$\Delta T = 74.6245 - 46.4 + 5$$

$$\Delta T = 33.2245 F^\circ = 0.6802 C^\circ$$

VI.1.1.8. Calcul C_{\min} concentration minimum en poids de DEG dans la solution finale

$$C_{\min} = \frac{\Delta T \cdot P_m \cdot 100}{(\Delta T \cdot P_m) + K}$$

$$\text{Avec: } \left\{ \begin{array}{l} K = 2200 \\ P_m = 106.122 \text{ g/mol} \\ \Delta T = 33.2245 F^\circ \end{array} \right.$$

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

K: constant de l'inhibiteur (fonction de glycol).

P_m: Poids moléculaire de DEG.

A.N:

$$C_{\min} = \frac{106.122 * 33.2245 * 100}{(106.122 * 33.2245) + 2200} = 61.5777 \%$$

$$C_{\min} = 61.5777 \%$$

VI.1.1.9. Calcul F₀ du débit de DEG de pureté a % par 1 kg d'eau inhibée

$$F_0 = \frac{C_{\min}}{a - C_{\min}}$$

a = 90%, D'après le fournisseur de DEG.

a : pureté de DEG.

A.N:

$$F_0 = \frac{61.5777}{90 - 61.5777} = 2.1665 \text{ kg}_{\text{DEG}} / \text{kg}_{\text{l'eau}}$$

$$F_0 = 2.1665 \text{ kg}_{\text{DEG}} / \text{kg}_{\text{l'eau}}$$

VI.1.1.10. Calcul F du débit de DEG injecté par jour

$$F = F_0 * Q$$

Nous avons comme des données :

- La quantité d'eau qui existe dans le Gaz lift égale à : **q = 3 PPM** (données analyse Laboratoire TFT au mois février 2020). C'est à dire : 3m³ eaux dans chaque 1 millions m³ de gaz, et la quantité de gaz lift injectée dans le puits AMA 25 est $Q_{\text{gaz}} = 10406 \text{ m}^3/\text{J}$
- La densité de DEG : d=1,113 kg/l

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

Donc :

On calcul la quantité d'eau existe dans le gaz lift injecté dans le puits AMA 25 :

$$10^6 \text{ m}^3 \text{ gaz} \longrightarrow 3 \text{ m}^3 \text{ eau}$$

$$10406 \text{ m}^3 \text{ gaz} \longrightarrow Q_{\text{eau}}=?$$

$$Q_{\text{eau}} = 10406 * 3/10^6$$

$$Q_{\text{eau}} = 0,031218 \text{ m}^3 / \text{J}$$

Autre façon on a :

$$1 \text{ m}^3 \text{ d'eau} \longrightarrow 10^3 \text{ kg d'eau}$$

$$0,031218 \text{ m}^3 / \text{J} \longrightarrow Q_{\text{eau}}=?$$

$$Q_{\text{eau}} = 0,031218 * \frac{10^3}{1} = 31.218 \text{ kg/J}$$

$$Q_{\text{eau}} = 31.218 \text{ kg/J}$$

Pour inhiber 1 kg d'eau, il faut injecter 1.1487 kg de DEG
donc :

$$F = F_0 * Q$$

$$F = 2.1665 * 31.218 = 67.6337 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{Jour}$$

$$F = 67.6337 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{Jour}$$

$$1 \text{ L}_{\text{DEG}} \longrightarrow 1.113 \text{ kg}_{\text{DEG}}$$

$$F=? \longrightarrow 67.6337 \text{ kg}_{\text{DEG}}/\text{Jour}$$

Alors :

$$F = \frac{67.6337 * 1}{1.113} = 60.767 \text{ L}_{\text{DEG}}/\text{Jour}$$

$$F = 60.767 \text{ L}_{\text{DEG}}/\text{Jour}$$

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

VI.1.1.11. Résultats des calculs

Tableau VI .2: Résultats de calcul des débits optimaux d'injection de glycol (cas actuel).

P ₀ (psi)	P ₁ (psi)	P ₂ (psi)	ΔP ₁ (psi)	ΔP ₂ (psi)	T _s (F°)	T ₀ (F°)	T ₁ (F°)	ΔT ₁ (F°)	TFH(F °)	ΔT (F°)	C _{min} (%)	F ₀	Q _{eau} (kg/J)	F (kg/J)
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	37	80	87	7	74.6245	42.6245	67.278	2.9609	31.218	92.433
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	37.5	80	87	7	74.6245	42.1245	67.018	2.9161	31.218	91.034
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	38	80	87	7	74.6245	41.6245	66.753	2.8714	31.218	89.639
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	38.5	80	87	7	74.6245	41.1245	66.484	2.8271	31.218	88.256
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	39	80	87	7	74.6245	40.6245	66.211	2.7832	31.218	86.848
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	39.5	80	87	7	74.6245	40.1245	65.934	2.7397	31.218	85.527
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	40	80	87	7	74.6245	39.6245	65.652	2.6964	31.218	84.176
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	40.5	80	87	7	74.6245	39.1245	65.365	2.6533	31.218	82.830
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	41	80	87	7	74.6245	38.6245	65.073	2.6105	31.218	81.494
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	41.5	80	87	7	74.6245	38.1245	64.981	2.5975	31.218	81.088
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	42	80	87	7	74.6245	37.6245	64.474	2.5244	31.218	78.807
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	42.5	80	87	7	74.6245	37.1245	64.167	2.4839	31.218	77.542
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	43	80	87	7	74.6245	36.6245	63.855	2.4423	31.218	76.243
4000	8000	928.2415	4000	7071.7575	46.4	80	87	7	74.6245	33.2245	61.577	2.1665	31.218	67.663

VI.1.1.12. Calcul de cout de DEG consommé

On a: 100 L \longrightarrow 13117.0355 Dinars

60.767 L \longrightarrow ?

$$\text{coût}_{\text{DEG}} = \frac{60.767 * 13117.0355}{100} = 7970.8289 \text{ Dinar/jour}$$

$$\text{coût}_{\text{DEG}} = 7970.8289 \text{ Dinar/jour}$$

PARTIE 2: Utilisation d'un calorifugeur

VI.2. Utilisation d'un calorifugeur

VI.2.1.L'objectif de cette partie d'étude

L'objectif de cette étude est de vérifier le calorifugeur en tête des puits, afin d'obtenir un meilleur échange thermique pour éviter la formation des hydrates au niveau de la vanne CAMCO.

Dans tous les calculs des échangeurs de chaleur, le but est d'obtenir la récupération d'une certaine quantité de chaleur dans des conditions économiques optimales qui sont en compromis entre les frais d'investissement et les frais opératoires.

Après avoir effectué une étude bibliographique concernant les échangeurs de chaleur dans le chapitre précédent, nous allons voir au cours de cette partie la méthode de calcul suivie pour vérifier le calorifugeur des puits AMA25, et elle consiste à déterminer :

- Le flux de chaleur total échange.
- La surface totale d'échange.
- Le nombre de tube.
- Le coefficient global de transfert propre.

VI.2.2.Méthode de calcul

Pour le calcul des échangeurs, on choisit la méthode de KEREN [1].

Cette méthode de calcul repose sur les données suivantes :

- La composition de la charge.
- Le débit de la charge.
- Les conditions d'entrée et de sortie des fluides.
- Les propriétés physiques de la charge.

VI. 2.2.1. Bilan thermique

Si on suppose qu'on n'a pas de pertes de chaleur entre la calandre et l'atmosphère, on peut établir le bilan global de l'appareil en écrivant :

On a:

$$Q_{cédée} = Q_{reçue} = Q$$

.....(VI.5)

$$Q_1 = M C p_{brut} (T_1 - T_2)$$

$$Q_2 = m C p_{gaz} (t_2 - t_1)$$

$$Q = Q_1 = Q_2$$

$$Q = M C_{p_{brut}} (T_1 - T_2) = m C_{p_{gaz}} (t_2 - t_1) \dots\dots\dots(VI.6)$$

- Avec :
- Q_1 : quantité de chaleur perdue par le fluide chaud kJ/h.
 - Q_2 : quantité de chaleur reçue par le fluide froid kJ/h.
 - \dot{M} : débit de chaleur perdue par le fluide chaud, en kg /s.
 - \dot{m} : débit massique du fluide froid, en Kg /s.
 - $C_p \text{ gaz}$: la chaleur spécifique du fluide chaud en k j/ kg C°.
 - $C_p \text{ brut}$: la chaleur spécifique du fluide froid en kJ / kg C°.

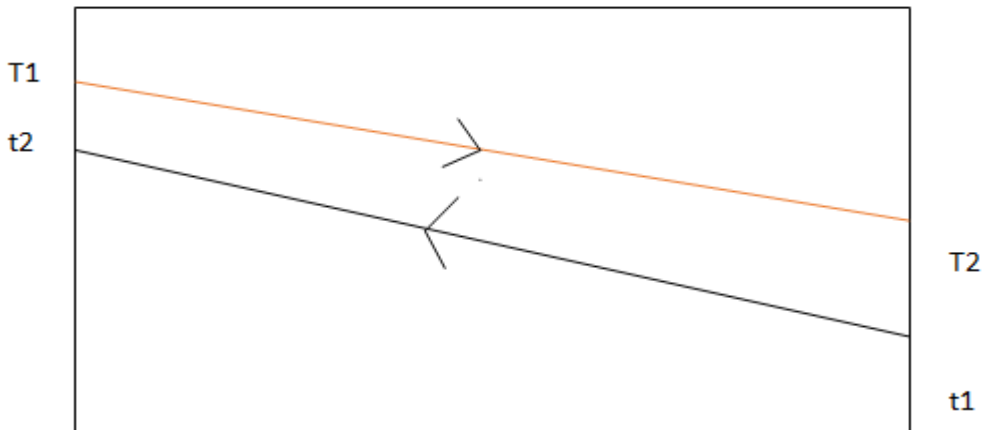
Remarque :

Les lettres majuscules sont réservées pour le fluide chaud, les minuscules pour le fluide froid, alors que les indices 1 et 2 correspondent respectivement aux conditions d'entrée et de sortie.

Les propriétés physiques de mélange sont à la température moyenne.

VI. 2 .2 .2 . Calcul de la température moyenne logarithmique (ΔT_{LM})

L'étude de la différence de moyenne de température dans un appareil s'effectuera en supposant que le coefficient global de transfert de chaleur U est constant en tout point, ainsi que les chaleurs spécifiques des fluides et qu'il n'y a pas pertes thermiques (Annexe figure n°2).



$$\Delta T_{LM} = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{T_1 - t_2}{T_2 - t_1}} \dots\dots\dots(VI.7)$$

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

❖ Calcul de la température moyenne corrigée :

$$\Delta T_{LM\text{ corrigé}} = \Delta T_{LM} * F \quad \text{.....(VI.8)}$$

Ou :

F : est déterminé à partir de graphe $F = f(R, E)$ (Annexe figure n° 3)

Avec:

$$R = \frac{T_1 - T_2}{t_2 - t_1} \quad E = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1}$$

Remarque :

- Le terme E caractérise le rendement de l'échange thermique.
- Le terme F mesure l'efficacité de l'appareil par rapport au contre-courant pur.
- $0,8 < F < 1$ pour les échangeurs de chaleur faisceaux calandre à un passe coté calandre et un passe coté tube.

VI.2.2.3. Calcul de coefficient d'échange global U_s

$$U_s = \frac{1}{\frac{1}{h_{int}} + \frac{1}{h_{ext}} + \frac{e}{\lambda}} \quad \text{.....(VI.9)}$$

Avec:

U_s : coefficient d'échange global ($\text{kJ/h m}^2 \text{ C}^\circ$).

h_{int} : coefficient de transfert de chaleur par convection cotée tube ($\text{kJ/h m}^2 \text{ C}^\circ$).

h_{ext} : coefficient de transfert de chaleur par convection cotée calandre ($\text{kJ/h m}^2 \text{ C}^\circ$).

e : l'épaisseur de tube (m).

λ : la conductivité thermique de paroi de tube (Acier), 45W/m k° .

VI.2.2.4. Calcul de la surface d'échange A_{cal}

$$A_{cal} = \frac{Q}{U_s \Delta T_{LM}} \quad \text{.....(VI.10)}$$

A_{cal} : la surface d'échange (m^2).

VI.2.2.5. Calcul de la surface d'échange disponible A_{dis}

$$A_{dis} = \pi d_{ext} l \quad \text{.....(VI.11)}$$

VI.2.3.Vérification de calorifugeur en tête de puits AMA25

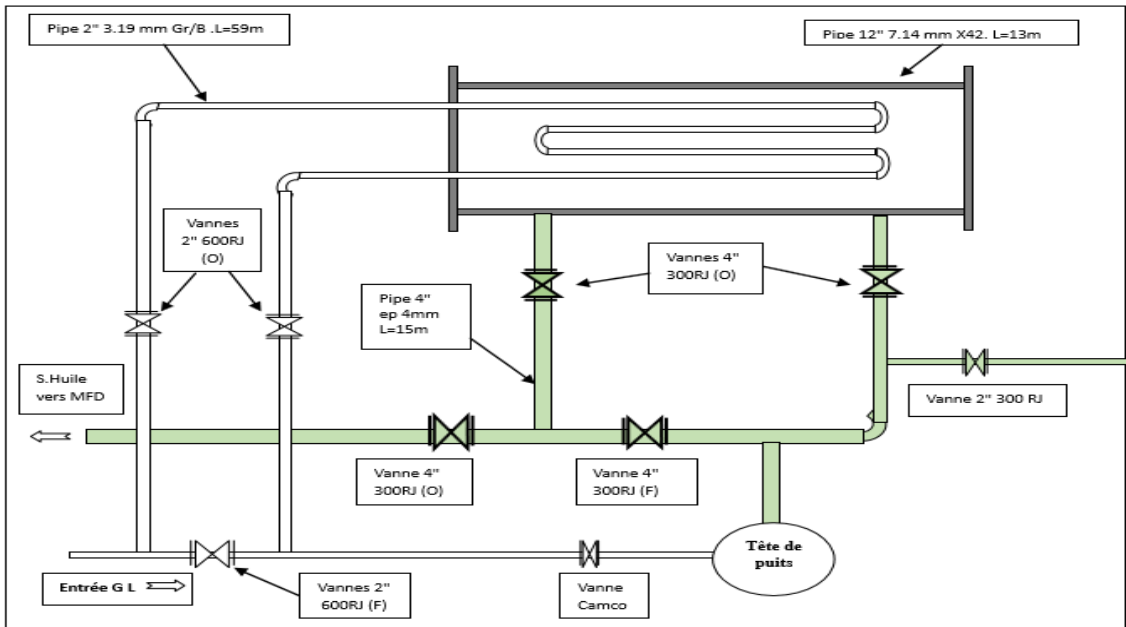


Figure VI.2: Schéma simplifié d'un échangeur de chaleur en tête de puits.

Exemple de calcul (puits AMA25)

Exemple de relever des températures AMA25 au mois février 2020:

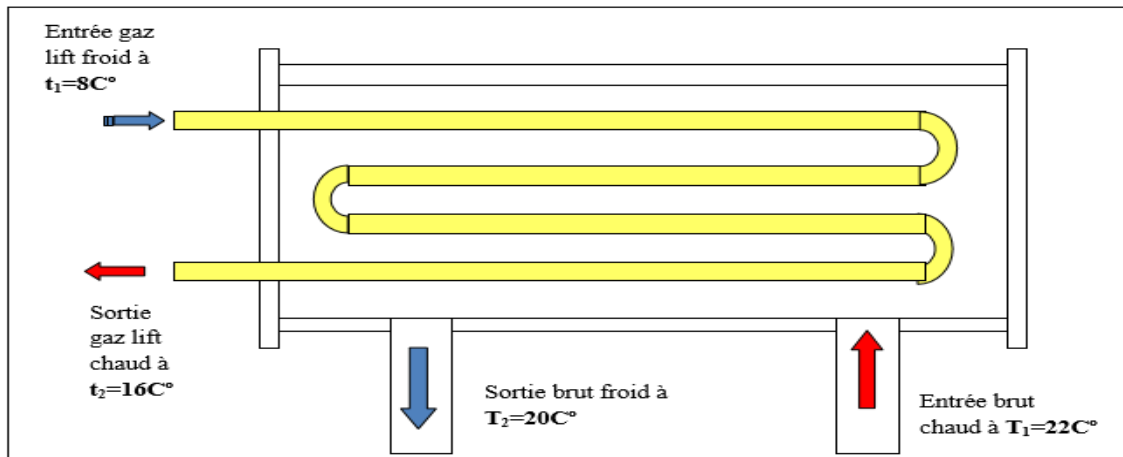


Figure VI.3: Schéma simplifié du calorifugeur en tête de puits AMA25.

Les données:

❖ Coté calandre:

- $D_{ext} = 12''$, $D_{int} = 11.45''$, $e_c = 7\text{mm}$
- Matière de construction: Acier
- Passage fluide chaud

Eau: $Q_e = 93.9 \text{ m}^3/\text{J}$, huile $Q_h = 10.3 \text{ m}^3/\text{J}$, $Q_g = 1040.6 \text{ m}^3/\text{J}$

- La viscosité dynamique de fluide chaud (Eau $\mu_e = 31.20 \text{ kg/h m}$, Huile $\mu_h = 3.69 \text{ kg/h m}$, Gaz $\mu_g = 0.125 \text{ kg/h m}$).

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

❖ Coté tube :

- $d_{ext}=2''$, $d_{int}= 1.68''$, $e_t = 4$ mm.
- Matière de construction : Acier.
- Passage fluide froid (Gaz : $Q_g = 10406 \text{ m}^3/J$).
- La viscosité dynamique de gaz ($\mu_g = 0.125$ kg/h m).
- La densité de gaz $d_g= 0.74$.
- La conductivité thermique de gaz ($\lambda_g = 0.03$ W/m k°).

Pour vérifier l'efficacité de l'échangeur de chaleur, il faut déterminer la surface d'échange global (A) dans le cas actuelle puis on la compare avec la surface d'échange disponible.

VI.2.3.1.Calcul du flux de chaleur Q:

On a:

$$Q = m_i C p_{gaz} \Delta t = M C p_{brut} \Delta T \quad \text{.....(VI.12)}$$

On utilise la relation :

$$Q = m_i C p_{gaz} \Delta t$$

❖ Calcul de la chaleur spécifique $C p_{gaz}$:

$$C p_{gaz} = \sum C p_i X_i \quad \text{.....(VI.13)}$$

Avec :

X_i : la fraction massique des composant de gaz.

$C p_i$:la chaleur spécifique de chaque constituant de gaz.

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

Tableau VI.3 : Calcul de la chaleur spécifique de gaz lift.

Composition de GL	X_i	Cp_i (J/kg°K)	$Cp_i X_i$
C1	7.08 E-02	2208.5	1.56 E+03
C2	1.25 E-01	1708.5	2.13 E+02
C3	6.73 E-02	1630	1.10 E+02
iC4	7.90 E-02	1675	1.32 E+01
nC4	2.25 E-02	1675	3.77 E+01
iC5	7.50 E-03	1619	1.21 E+01
nC5	1.06 E-02	1619	1.72 E+01
C6	1.30 E-02	2260	2.94 E+01
C7	1.35 E-02	2240	3.02 E+01
N2	1.41 E-02	1040	1.47 E+01
CO2	1.04 E-02	832.5	8.66

Donc:

$$Cp_{gaz} = 2.05 \text{ kJ/kg } K^\circ$$

❖ Calcul de Δt :

$$\Delta t = t_1 - t_2$$

.....(VI.14)

$$\Delta t = t_1 - t_2 = 16 - 8 = 8 \text{ } C^\circ$$

$$\Delta t = 8 \text{ } C^\circ$$

❖ Calcul du débit massique \dot{m} (kg/h) :

On a:

$$Q_g = 10406 \text{ m}^3/j = (\text{kg/h}) ?$$

- \dot{m} (kg/h) = $Q_g (\text{m}^3/j) \rho_{gaz} (\text{kg}/\text{m}^3)$

- $\rho_{gaz} = dg \rho_{air}$
 $= 0.74 * 1.2$

$$\rho_{gaz} = 0.888 \text{ kg}/\text{m}^3$$

Donc :

$$m \square = \frac{0.888 * 10406}{24}$$

$$m \square = 385.022 \text{ kg/h}$$

❖ Calcul Q :

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

$$Q = m \square C_{pg} \Delta t = 385.022 * 2.05 * 8$$

$$Q = 6314.3608 \text{ kJ/h}$$

VI.2.3.2. Calcul $\Delta T_{LM_{\text{corrigé}}}$

$$\Delta T_{LM} = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{T_1 - t_2}{T_2 - t_1}}$$

A.N:

$$\Delta T_{LM} = 7.9823 \text{ C}^\circ$$

D'après le diagramme de facteur de correction (Annexe figure n° 3);

E= 0.57 et R = 0.25 ; en obtient F = 0.95

Donc :

$$\Delta T_{LM_{\text{corrigé}}} = \Delta T_{LM} * F$$

$$\Delta T_{LM_{\text{corrigé}}} = 7.5832 \text{ C}^\circ$$

VI.2.3.3. Calcul le coefficient d'échange global U_s

$$U_s = \frac{1}{\frac{1}{h_{int}} + \frac{1}{h_{ext}} + \frac{e}{\lambda_{Acier}}}$$

❖ Calcul $\left(\frac{e}{\lambda_{Acier}}\right)$

$$e = 4 \text{ mm} = 0.004 \text{ m}$$

$$\lambda_{Acier} = 45 \text{ w/m k}^\circ$$

A.N:

$$\frac{e}{\lambda_{Acier}} = 8.8888 * 10^{-5} \text{ m}^2 \text{ k}^\circ / \text{w}$$

On a: 1 W = 0.239 Cal / S , 1 S = 2.7 * 10⁻⁴ h, 1 Cal = 4.18J

Donc:

$$\frac{e}{\lambda_{Acier}} = 2.4 * 10^{-5} \text{ m}^2 \cdot \text{h} \cdot \text{k}^\circ / \text{kJ}$$

$$\frac{e}{\lambda_{Acier}} = 2.4 * 10^{-5} \text{ m}^2 \cdot \text{h} \cdot \text{k}^\circ / \text{kJ}$$

❖ Coté tube:

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

- Calcul (h_{int}) :

$$h_{int} = \frac{NU \lambda_g}{d_{int}}$$

$$\lambda_g = ?$$

On a : la conductivité thermique de gaz $\lambda_g = 0.03 \text{ w/m.k}^\circ$

$$\lambda_g = 0.111 \text{ kj/h.m.k}^\circ$$

- Calcul Nombre de Nusselt $Nu = ?$

$$Nu = 0.021 Re^{0.8} Pr^{0.43} \left(\frac{\mu}{\mu_t}\right)^{0.14}$$

.....(VI.15)

- Calcul $Re = ?$

$$Re = \frac{W d_{int}}{\mu_m}$$

.....(VI.16)

Avec :

d_{int} : Diamètre intérieur de côté tube (m).

W : la vitesse massique de fluide ($\text{kg} / \text{h m}^2$).

μ_m : La viscosité dynamique de fluide ($0.0348 \text{ CPo} = 0.125 \text{ kg/h m}$).

A.N :

$$d_{int} = d_{ext} - (2 * e)$$

$$= 0.0508 - (2 * 0.004)$$

$$d_{int} = 0.0428\text{m}$$

$$W = \frac{Qg}{Sc}$$

Avec:

Sc : Section de passage de fluide ; $1.44 * 10^{-3} \text{ m}^2$

Qg : Débit massique de gaz lift ; 385.022 kg/h

$$W = 267376.3889 \text{ kg} / \text{h m}^2$$

$$Re = 0.91549 * 10^5 \quad \text{Régime turbulent}$$

- Calcul $Pr = ?$

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

$$Pr = \frac{C_{p_m} \mu_m}{\lambda_m}$$

.....(VI.17)

Avec :

C_{p_m} : la chaleur spécifique moyenne de gaz lift ($C_{p_m} = 2.05$ kJ/kg.k).

μ_m : la viscosité dynamique moyenne de gaz lift ($\mu_m = 0.0348$ CPo = 0.125 kg/m h).

λ_m : la conductivité thermique de gaz lift ($\lambda_m = 0.03$ w/m.k° = 0.108 kJ/h.m.k°).

A.N:

$$Pr = 2.37$$

$$Nu = 283.58$$

Alors:

$$h_{int} = 735.45 \text{ kJ/h.m}^2 \cdot \text{k}^\circ$$

❖ Coté Calandre:

- Calcul h_{ext} :

$$h_{ext} = \frac{Nu \lambda_m}{D_{eq}}$$

- Le diamètre équivalent $D_{eq} = ?$

On a:

$$\Delta S_c = \frac{\pi D_{eq}^2}{4} = \left(\frac{\pi D_{int}^2}{4} \right) - \left(\frac{4 \pi d_{ext}^2}{4} \right) \quad \text{.....(VI.18)}$$

D_{int} : diamètre intérieur côté calandre; 0.29m.

d_{ext} : diamètre extérieur côté tube ; 0.0508m.

A.N :

$$\Delta S_c = 0.0582 \text{ m}^2$$

$$D_{eq} = 0.272 \text{ m}$$

- Nu =?

$$Nu = 0.021 Re^{0.8} Pr^{0.43} \left(\frac{\mu}{\mu_t} \right)^{0.14}$$

- Calcul Re =?

$$Re = \frac{W * D_{eq}}{\mu_m}$$

$$W = \frac{Q_{(h+e+g)}}{\Delta S_c}$$

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

$$Q_{(h+e+g)} = 4280.46 \text{ kg/h}$$

Donc:

$$W = 73547.42 \text{ kg/h.m}^2$$

$$\mu_m = \sum \mu_i X_i = \mu_e X_e + \mu_h X_h + \mu_g X_g \quad \dots\dots(\text{VI.19})$$

$$= (0.082 \cdot 31.2) + (0.0089 \cdot 3.59) + (0.9089 \cdot 0.125) = 2.704 \text{ kg/hm}$$

A.N:

$$\mu_m = 2.704 \text{ kg/h}$$

$$Re = 7398.26$$

- Calcul Pr = ?

$$Pr = \frac{C_{p_m} \mu_m}{\lambda_m}$$

$$C_{p_m} = \sum C_{p_i} X_i = C_{p_{\text{eau}}} \cdot X_e + C_{p_{\text{huile}}} \cdot X_h + C_{p_{\text{gaz}}} \cdot X_g \quad \dots(\text{VI.20})$$

Avec :

$$C_{p_{\text{eau}}} = 3.93 \text{ kJ/kg C}^\circ$$

$$C_{p_{\text{huile}}} = 2.09 \text{ kJ/kg C}^\circ$$

$$C_{p_{\text{gaz}}} = 2.05 \text{ kJ/kg C}^\circ$$

Donc :

$$C_{p_m} = 2.204 \text{ kJ/kg C}^\circ$$

$$\lambda_m = \sum \lambda_i X_i = \lambda_{\text{eau}} \cdot X_e + \lambda_{\text{huile}} \cdot X_h + \lambda_{\text{gaz}} \cdot X_g \quad \dots(\text{VI.21})$$

Avec:

$$\lambda_{\text{eau}} = 0.117 \text{ kcal/m h C}^\circ = 0.489 \text{ kJ/mhC}^\circ$$

$$\lambda_{\text{huile}} = 0.0516 \text{ kcal/m h C}^\circ = 0.215 \text{ kJ/mhC}^\circ$$

$$\lambda_{\text{gaz}} = 0.03 \text{ W/ m C}^\circ = 0.125 \text{ kJ/mhC}^\circ$$

A.N:

$$\lambda_m = 0.1556 \text{ kJ/m h}$$

$$Pr = 38.29$$

$$Nu = 125.38$$

Donc:

$$h_{\text{ext}} = 71.72 \text{ kJ/m}^2 \text{ h C}^\circ$$

$$Us = 65.2451 \text{ kJ/m}^2 \text{ h C}^\circ$$

VI.2.3.4. Calcul de la surface d'échange A_{cal}

$$A_{cal} = \frac{Q}{U_s \Delta T_{LM_{corrigé}}}$$

A.N:

$$A_{calculée} = 12.76 \text{ m}^2$$

VI.2.3.5. Calcul de la surface d'échange disponible A_{dis}

A.N:

$$A_{dis} = \pi d_{ext} l$$

$$A_{dis} = 3.14 * 0.0508 * 28$$

$$A_{dis} = 4.46 \text{ m}^2$$

VI.2.4. Dimensionnement un échangeur de chaleur en tête de puits, afin d'obtenir un meilleur échange thermique pour éviter la formation des hydrates

Pour déterminer les dimensions de l'échangeur de chaleur, il faut déterminer la surface d'échange global A.

Les données : Pour les fluides:

$$t_1 = 4\text{C}^\circ ; t_2 = 18\text{C}^\circ.$$

$$T_1 = 23\text{C}^\circ ; T_2 = 18\text{C}^\circ.$$

$$C_{p_{gaz}} = 2.05 \text{ kj/kgC}^\circ, C_{p_{huile}} = 2.27 \text{ kj/kgC}^\circ, C_{p_{eau}} = 3.93 \text{ kj/kgC}^\circ.$$

$$\lambda_{gaz} = 0.108 \text{ kj/hmC}^\circ, \lambda_{huile} = 0.636 \text{ kj/m h C}^\circ, \lambda_{eau} = 0.117 \text{ kj/hmC}^\circ.$$

$$\mu_{gaz} = 0.125 \text{ kg/h m}, \mu_{huile} = 3.69 \text{ kg/h m}, \mu_{eau} = 31.20 \text{ kg/h m}.$$

❖ Coté tube :

$$\lambda_{Acier} = 45 \text{ w/m k}^\circ, e = 0.004 \text{ m}.$$

$$d_{ext} = 0.0508 \text{ m}, d_{int} = 0.0428 \text{ m}.$$

❖ Coté calandre:

$$\lambda_{Acier} = 45 \text{ w/m k}^\circ, e = 0.007 \text{ m}.$$

$$D_{ext} = 0.29 \text{ m}, D_{int} = 0.305 \text{ m}.$$

VI.2.4.1. Calcul le flux de chaleur Q

$$Q = m_i C_{pg} \Delta t$$

- Calcul Δt :

$$\Delta t = t_2 - t_1 = 18 - 4 = 14 \text{ C}^\circ$$

$$\Delta t = 14 \text{ C}^\circ$$

- Calcul Q :

A.N:

$$Q = 8710.19 \text{ kJ/h}$$

VI.2.4.2. Calcul ΔT_{LM}

A.N:

$$\Delta T_{LM} = 7.18 \text{ C}^\circ$$

$$\Delta T_{LM_{\text{corrigé}}} = 6.5 \text{ C}^\circ$$

VI.2.4.3. Calcul le coefficient d'échange global U_s

- Calcul $\left(\frac{e}{\lambda}\right)$:

$$\frac{e}{\lambda} = 5.88 * 10^{-4} \text{ m}^2 \text{ h k}^\circ / \text{ kJ}$$

- Calcul (h_{int}) :

A.N:

$$Re = 2.9 * 10^5$$

$$Pr = 2.37$$

$$Nu = 712.45$$

$$W = 267749.325 \text{ kg/h. m}^2$$

$$h_{int} = 1.51 * 10^{11} \text{ kJ/h. m}^2 \cdot \text{k}^\circ$$

- Calcul h_{ext} :

A.N:

$$\Delta S_c = 0.0582 \text{ m}^2$$

$$D_{eq} = 0.272 \text{ m}$$

$$W = 73446.42 \text{ kg/h. m}^2$$

$$Re = 7400.83$$

$$Pr = 10$$

$$Nu = 70.6$$

$$h_{ext} = 165 \text{ kJ/m}^2 \text{ hC}^\circ$$

$$U_s = 150 \text{ kJ/m}^2 \text{ hC}^\circ$$

VI.2.4.4. Calcule la surface d'échange optimal A_{opt}

A.N:

$$A_{opt} = 8 \text{ m}^2$$

VI.2.5. Résultats de calcul

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

VI.2.5.1. Résultats de calcul (cas actuel)

Tableau VI.4: Résultat calcul des surfaces d'échange.

Numéro de Cas	Coté tube		Coté calandre		À calculée (m ²)	À disponible (m ²)	Remarque
	t ₁ (C°)	t ₂ (C°)	T ₁ (C°)	T ₂ (C°)			
1	08	16	22	20	05	4.5	La surface d'échange insuffisante
2	14	23	30	29	04	4.5	La surface d'échange insuffisante
3	10	19	26	22	05	4.5	La surface d'échange insuffisante
4	04	18	23	18	08	4.5	La surface d'échange insuffisante
5	06	18	24	20	06	4.5	La surface d'échange insuffisante
6	05	16	20	18	07	4.5	La surface d'échange insuffisante
7	05	14	20	17	05	4.5	La surface d'échange insuffisante
8	4.5	14	18	16	07	4.5	La surface d'échange insuffisante
9	04	14.5	18	17	07	4.5	La surface d'échange insuffisante
10	3.8	16	22	18	6	4.5	La surface d'échange insuffisante
11	3.5	14	20	18	6	4.5	La surface d'échange insuffisante
12	18	24	28	26	05	4.5	La surface d'échange insuffisante
13	20	25	37	36	02	4.5	
14	22	27	35	34	03	4.5	
15	16	21	27	25	03	4.5	
16	14	22	28	25	05	4.5	La surface d'échange insuffisante
17	08	20	28	20	06	4.5	La surface d'échange insuffisante
18	15	20.5	23.5	20	07	4.5	La surface d'échange insuffisante
19	17	19	23	20	03	4.5	
20	16	20	27	25	03	4.5	

VI.2.5.2. Interprétation des résultats

Pour le cas de l'échangeur de chaleur installé en tête de puits AMA 25, on constate que pour la majorité des relevés faits, la surface d'échange actuel ne satisfait pas l'échange thermique qui nous permet d'éviter la formation des hydrates.

De ce fait, un redimensionnement s'impose.

VI.2.5.3. Résultat de calcul (redimensionnement de l'échangeur de chaleur actuel)

Les dimensions optimales de l'échangeur de chaleur en tête de puits AMA 25 sont présentées dans le tableau suivant (Le cas critique pour une température d'entrée gaz de l'ordre 4 C° a été choisi pour ce dimensionnement).

Tableau VI.5: Dimensions optimales de l'échangeur de chaleur en tête de puits AMA 25.

	Coté tube	Coté calandre
	froid (gaz)	chaud (brut +eau +gaz)
passage fluide		
matière de construction	Acier	Acier
l'épaisseur	0.157"	0.275"
diamètre intérieur	1.843"	11.725"
diamètre extérieur	2"	12"
la longueur	50 m	13m
nombre de passage	4	1

VI.2.6. Estimation du prix d'intervention pour installation d'un calorifugeur en tête de puits

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

VI.2.6.1. Prix d'achat des équipements

Tableau VI.6: Prix d'achat des équipements.

Équipement	Prix unitaire (dinar)	Quantité	Prix d'unité	Prix (dinar)
Pipe 12" 7.14 mm. X42	7938.729	13	661.56	8600.29
Pipe 2" 3.91 mm GRB	548.18	59	45.68	2695.22
Pipe 4" 4 mm GRB	1242.98	15	103.58	1553.73
Bride 12" 300RF	750	2	1500	1500
Bride 4" 300RJ	14181.264	8	113450.11	113450.11
Bride 2" 300RJ	4226.692	2	8453.38	8453.384
Bride 2" 600RJ	7945.814	6	47674.88	47674.88
Code 2" 90°	1754.58	8	14036.64	14036.64
Code 4" 90°	4125.115	2	8250.23	8250.23
Te 2" égal	3977.06	2	7954.12	7954.12
Te 4" égal	711.41	2	1422.82	1422.82
Te 4". 2".	1386.121	1	1386.12	1386.121
Vanne 4" 600 RJ	43900.892	4	175603.57	175603.57
Vanne 2" 600 RJ	38129.84	3	114389.52	114389.52
Vanne 2" 300 RJ	46652.841	1	46652.84	46652.84
Soupape	42407.142	2	84814.28	84814.28
Prise Mano	828.915	4	3315.66	3315.66
Total n°1				641753.42

VI.2.6.2. Prix d'intervention

❖ Pose des vannes:

- Vanne d'isolement, d'arrêt, de purge, O = 2" : 934 dinar.
- Vanne à fermeture (shut of valave), O = 2": 11897 dinar.
- Vanne à fermeture (shut of valave), O > 2": 1322 dinar.

❖ Pose instrument de pression:-Manomètre indicateur de pression y: 3270 dinar.

❖ La soupape de sécurité :- O \geq 2": 2335 dinar.

❖ Soudage ligne:

- Ligne 2" ep. 3.18 à 3.96 mm: 3213 dinar (pour un joint).
- Ligne 4" ep. 3.18 à 3.96 mm: 2675 dinar (pour un joint).
- Ligne 12" ep. 6.35 à 8.74 mm: 8026 dinar (pour un joint).

Chapitre VI : Analyse des méthodes de déshydratation de gaz lift à TFT

❖ Préfabrication et pose calorifuge chaud pour différentes dimensions:

- Isolation en 01 couche: 4842 dinar (pour un mètre carré).
- Isolation en 02 couches: 6295 dinar (pour un mètre carré) [2].

Le tableau suivant représente les résultats des calculs du prix d'intervention pour l'installation d'un échangeur de chaleur.

Tableau VI.7: Résultats de calcul prix d'intervention.

Équipement	Prix unitaire (dinar)	nombre d'unité	Prix d'inter (dinar)
Pipe 12" 7.14 mm. X42	8026	2	16052
Pipe 2" 3.91 mm GRB	3213	2	6426
Pipe 4" 4 mm GRB	2675	2	5350
Bride 12" 300RF	8026	2	16052
Bride 4" 300RJ	2675	8	21400
Bride 2" 300RJ	3213	2	6426
Bride 2" 600RJ	3213	6	19278
Code 2" 90°	3213	16	51408
Code 4" 90°	2675	2	5350
Te 2" égal	3213	6	19278
Te 4" égal	2675	6	16050
Te 4". 2".	2675	2	5350
Vanne 4" 600 RJ	1322	4	5288
Vanne 2" 600 RJ	11897	3	35691
Vanne 2" 300 RJ	934	1	934
Soupape	2335	2	4670
Prise Mano	3270	4	13080
Total n° 2			248083

VI.2.6.3.Prix de calorifugeage

Tableau VI.8: Résultat de calcul prix de calorifugeage.

La surface (m^2)	Prix unitaire (dinar. m^3)	Prix total(dinar)
(14.04208	4842	67991.75

Donc:

Le prix total d'intervention est la somme des prix (d'achat des équipements, d'intervention et du calorifugeage).

Prix d'intervention total = 957828.17 Dinars

Chapitre 7

**La simulation des deux
systèmes de déshydratation**

GL

VII.1.Introduction

L'objectif de ce chapitre consiste à établir un schéma de simulation du fonctionnement pour les deux méthodes qui peuvent être utilisées comme solution pour éviter le problème de formation des hydrates dans le gaz lift. La première méthode c'est l'injection de glycol au niveau des points de givrage, et la deuxième c'est l'installation d'un calorifugeur en tête de puits.

VII.2.Généralités sur la simulation

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant les différentes solutions et conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système, et permet de réaliser des scénarios et d'en déduire le comportement du système physique analysé.

Un modèle n'est pas une représentation exacte de la réalité physique, mais il est seulement apte à restituer les caractéristiques les plus importantes du système analysé. [42]

Les logiciels de simulation sont de plus en plus nombreux, les plus connus dans le domaine du génie chimique en général et du raffinage en particulier sont : Aspen plus, ChemCAD-III, DesignII, HYSIM, PRO-II, Hysys ... etc.

VII.3. Description du logiciel HYSYS

HYSYS est un logiciel de simulation interactif intégrant la gestion d'événements (Event driven) : c'est-à-dire qu'à tout moment, un accès instantané à l'information est possible, de même que toute nouvelle information est traitée sur demande et que les calculs qui en découlent s'effectuent de manière automatique. Deuxièmement, il allie le concept d'opérations modulaires à celui de résolution non séquentielle. Non seulement toute nouvelle information est traitée dès son arrivée, mais elle est propagée tout au long du Flowsheet. [42]

Chapitre VII : La simulation des deux systèmes de déshydratation GL

Les différentes tâches qu'un simulateur de procédé devrait effectuer sont :

- La résolution des bilans de matière et d'énergie.
- L'optimisation du procédé.
- Le dimensionnement des équipements.
- L'évaluation économique du procédé.

Cette partie a pour but de simuler les deux méthodes qui peuvent être utilisées comme solution pour éviter le problème de formation des hydrates dans le gaz lift. La première méthode c'est l'injection de glycol au niveau des points de givrage, et la deuxième c'est l'installation d'un calorifugeur en tête de puits TFT AMA 25.

VII.4.Méthode de la simulation avec le logiciel HYSYS

Pour la simulation il faut suivre les étapes suivantes :

- Entre dans logiciel HYSYS.
- Cliquer sur file new case.
- Cliquer sur component add puis entrer les composants de la charge et fermer la fenêtre.
- Entré dans fluides pkgs puis add et choisir Peng Robinsons et quitter la fenêtre et cliquer sur entre simulation.

VII.5.La simulation de l'injection de glycol au niveau des points de givrage dans le puits TFT AMA 25

Plusieurs lectures de température, pression et débit dans la tête de puits TFT AMA 25 ont été extraites du chapitre VI.

VII.5.1. Établissement du schéma de simulation d'injection de glycol en tête de puits TFT AMA 25

Le procédé de traitement du gaz lift de l'unité du groupement TFT comporte plusieurs méthodes de déshydratation comme l'injection de glycol en tête de puits.

Le di-éthylène glycol est injecté dans la tête de puits via une pompe à huile (pompe tex team la figure.VII.1).

La figure VII.2. ci-dessous représentent le schéma de simulation des principales pour l'action de pompe tex team .



Figure.VII.1. *Pompe tex team.*

- Les étapes de simulation:
 - 1-Le choix de model thermodynamique : Peng- Robinson.
 - 2-Le choix de la composition du gaz lift (voir le tableau VII.1).

Tableau.VII.1: *La composition de gaz lift de puits TFT AMA25.*

Composition	Formule Chimique	Fraction molaire%
Méthane	CH ₄	0.7803
Ethane	C ₂ H ₆	0.0906
Propane	C ₃ H ₈	0.0427
n-Butane	C ₄ H ₁₀	0.0103
i-Butane	C ₄ H ₁₀	0.0158
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	0.0073
i-Pentane	C ₅ H ₁₂	0.0046
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	0.0036
n- Heptane	C ₇ H ₁₆	0.0018
n-Octane	C ₈ H ₁₈	0.0004
Nitrogène	N ₂	0.0090
Carbone dioxyde	CO ₂	0.0307
Water	H ₂ O	0.0029
di-éthylène glycol	C ₄ H ₁₀ O ₃	0.0000

Chapitre VII : La simulation des deux systèmes de déshydratation GL

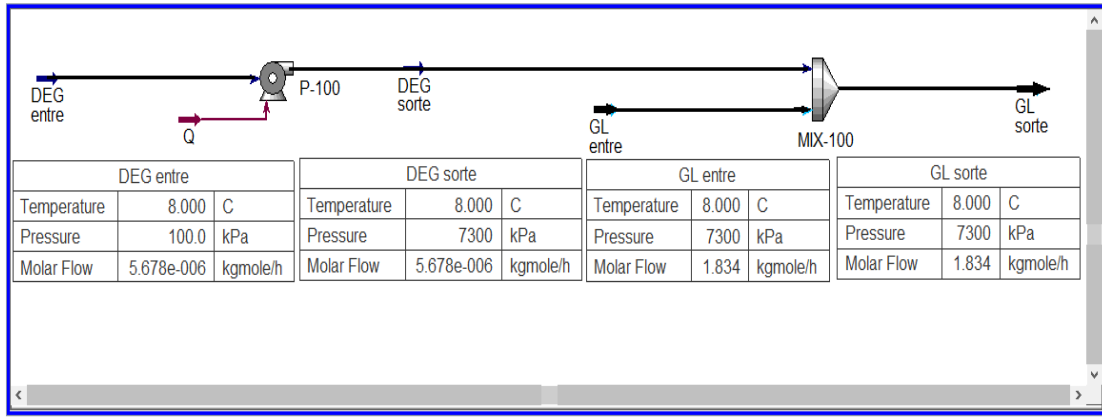


Figure. VII.2. Le schéma de simulation des principales pour l'action de pompe tex team par HYSYS.

Légende :

P-100:pompe tex team.

MX-100:mixer.

- Le di-éthylène glycol entre dans la pompe tex team(P-100) avec un débit 60.767 L/j et une température de 8C°et une pression atmosphérique .

Material Stream: DEG entre			
Worksheet	Stream Name	DEG entre	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	8.000	8.000
Composition	Pressure [kPa]	101.3	101.3
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	5.678e-006	5.678e-006
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	6.025e-004	6.025e-004
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	5.377e-007	5.377e-007
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-6.278e+005	-6.278e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	7.545	7.545
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-3.565	-3.565
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	5.376e-007	5.376e-007
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Figure.VII.3. Paramètres de di-éthylène glycol entre dans la pompe tex team (P-100) .

Chapitre VII : La simulation des deux systèmes de déshydratation GL

- Le di-éthylène glycol et le gaz lift entrent ensemble dans un mixer (MX-100).
- Le gaz lift entre dans la mixer avec un débit $10406 \text{ m}^3/\text{j}$ (1.834 kgmol/h) et une température de 8C° et une pression de 73bar (7300KPa).

Worksheet	Stream Name	GL entre	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.9454	0.9454	0.0519	0.0027
Properties	Temperature [C]	8.000	8.000	8.000	8.000
Composition	Pressure [kPa]	7300	7300	7300	7300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1.834	1.734	9.515e-002	4.926e-003
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	39.78	35.75	3.939	8.887e-002
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.1100	0.1020	7.910e-003	8.910e-005
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-9.337e+004	-9.086e+004	-1.290e+005	-2.875e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	142.6	144.7	110.6	49.16
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-1.712e+005	-1.575e+005	-1.227e+004	-1416
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	43.18	40.84	8.363e-003	8.754e-005
	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Figure.VII.4. Paramètres de gaz lift entre dans la mixer (MX-100) .

VII.5.2.Résultats calculés par le simulateur HYSYS pour l'injection de di-éthylène glycol

- Le di-éthylène glycol sorte la pompe(P-100) avec un débit 60.767 L/j et une température de 8C° et une pression de 73bar (7300KPa).

Worksheet	Stream Name	DEG sort	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	8.000	8.000
Composition	Pressure [kPa]	7300	7300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	5.678e-006	5.678e-006
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	6.025e-004	6.025e-004
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	5.377e-007	5.377e-007
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-6.271e+005	-6.271e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	7.339	7.339
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-3.560	-3.560
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	5.376e-007	5.376e-007
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Figure.VII.5. Paramètres de refoulement de DEG de la pompe tex team (P-100) .

Chapitre VII : La simulation des deux systèmes de déshydratation GL

- Le di-éthylène glycol et le gaz lift sortent ensemble d'un mixer (MX-100) avec un débit de $10406.766 \text{ m}^3/\text{j}$ (1.834 kgmole/h) et une température de 8C° et une pression de 73bar (7300 KPa).

Worksheet	Stream Name	GL - DEG sort	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.9454	0.9454	0.0499	0.0046
Properties	Temperature [C]	8.000	8.000	8.000	8.000
Composition	Pressure [kPa]	7300	7300	7300	7300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1.834	1.734	9.158e-002	8.516e-003
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	40.00	35.75	3.789	0.4617
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.1101	0.1020	7.610e-003	4.229e-004
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-9.428e+004	-9.083e+004	-1.289e+005	-4.241e-005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	142.5	144.6	110.6	50.36
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-1.729e+005	-1.575e+005	-1.180e+004	-3612
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	43.18	40.84	8.050e-003	4.135e-004
	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Figure. VII.6. Paramètres de refoulement de DEG et le gaz lift du mixer (MX-100).

VII.6. La simulation de l'installation d'un calorifugeur en tête de puits TFT AMA25

Plusieurs lectures de température, pression et débit dans la tête de puits TFT AMA 25 ont été extraites du chapitre VI.

VII.6.1. Établissement du schéma de simulation de l'installation d'un calorifugeur en tête de puits TFT AMA25

Le procédé de traitement du gaz de l'unité du groupement TFT comporte plusieurs méthodes de déshydratation comme l'installation d'un calorifugeur en tête de puits, le but est d'obtenir la récupération d'une certaine quantité de chaleur dans des conditions économiques optimales qui sont en compromis entre les frais d'investissement et les frais opératoires.

Le pétrole brut sort des puits, puis entre dans un échangeur de chaleur pour chauffer le gaz lift pour éviter le gel du gaz avant la vanne CAMCO.

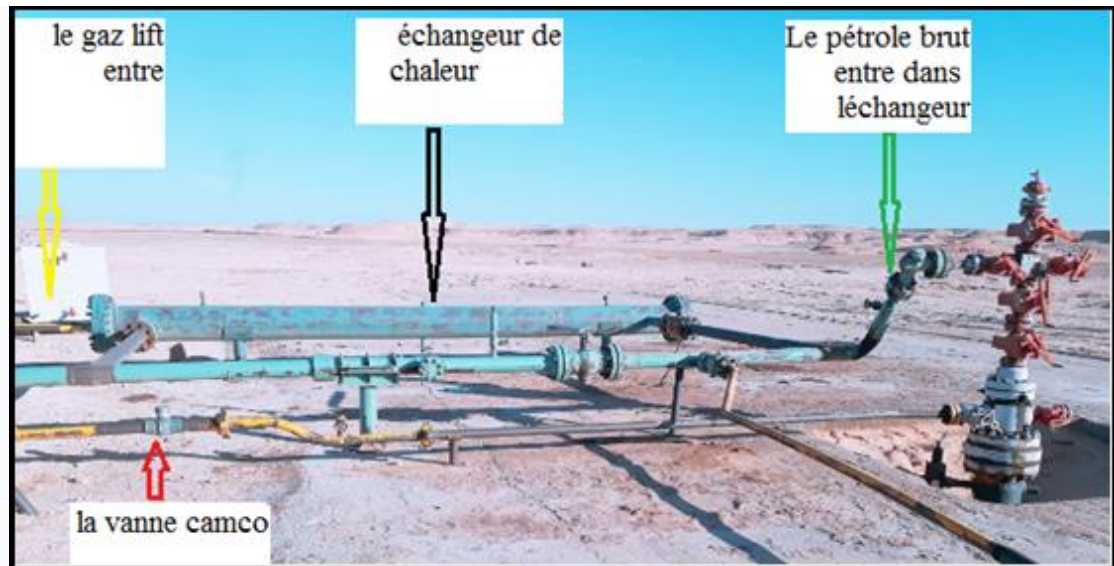


Figure.VII.7. L'installation d'un échangeur de chaleur en tête des puits.

- **Les étapes de simulation:**

- 1-Le choix de model thermodynamique : Peng- Robinson.
- 2-Le choix de la composition du gaz lift (voir le tableau VII.1).
- 3- le choix de la composition du pétrole brut (voir le tableau. VII.2).

Tableau .VII.2. La composition du pétrole brut de puits TFT AMA25.

Composition	Formule Chimique	Fraction molaire%
Méthane	CH ₄	1.87
Ethane	C ₂ H ₆	4.37
Propane	C ₃ H ₈	6.56
n-Butane	C ₄ H ₁₀	1.46
i-Butane	C ₄ H ₁₀	4.37
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	2.6
i-Pentane	C ₅ H ₁₂	8.85
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	7.19
n- Heptane	C ₇ H ₁₆	8.12
n-Octane	C ₈ H ₁₈	5.83
n-Nonane	C ₉ H ₂₀	6.04
n-Decane	C ₁₀ H ₂₂	5.62
n-C11	C ₁₁ H ₂₄	4.37
n-C12	C ₁₂ H ₂₆	15.62
Nitrogène	N ₂	0.17
Carbone dioxyde	CO ₂	0.28
Water	H ₂ O	16.66

Chapitre VII : La simulation des deux systèmes de déshydratation GL

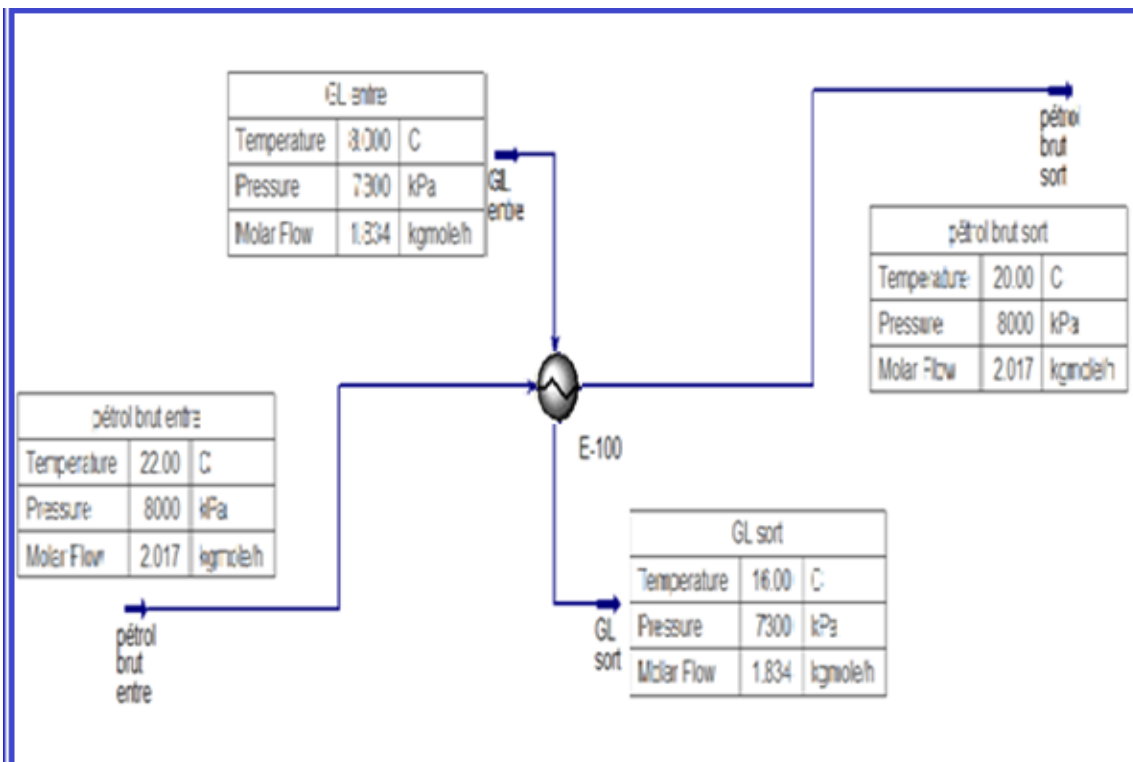


Figure VII.8. Le schéma de simulation des principales actions d'échangeur de chaleur par HYSYS.

Légende :

E-100: échangeur de chaleur.

- Le gaz lift entre dans un échangeur de chaleur (E-100) avec un débit $10406 \text{ m}^3/\text{j}$ (1.834 kgmol/h) et une température de 8C° et une pression de 73bar (7300KPa).

Material Stream: GL entre					
Worksheet	Stream Name	GL entre	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.9454	0.9454	0.0519	0.0027
Propertes	Temperature [C]	8.000	8.000	8.000	8.000
Composition	Pressure [kPa]	7300	7300	7300	7300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1.834	1.734	9.515e-002	4.926e-003
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	39.78	35.75	3.939	8.887e-002
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.1100	0.1020	7.910e-003	8.910e-005
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-9.337e+004	-9.086e+004	-1.290e+005	-2.875e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	142.6	144.7	110.6	49.16
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-1.712e+005	-1.575e+005	-1.227e+004	-1416
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	43.18	40.84	8.363e-003	8.754e-005
	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Figure.VII.9. Paramètres de gaz lift entre dans l'échangeur de chaleur (E-100).

Chapitre VII : La simulation des deux systèmes de déshydratation GL

- Le pétrole brut entre dans un échangeur de chaleur (E-100) avec un débit $1144.8 \text{ m}^3/\text{j}$ (2.017 kg mol/h) et une température de 22°C et une pression de 80bar (8000KPa).

Worksheet	Stream Name	pétrol brut entre	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.0000	0.8335	0.1665
Properties	Temperature [C]	22.00	22.00	22.00
Composition	Pressure [kPa]	8000	8000	8000
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	2.017	1.681	0.3359
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	180.6	174.5	6.052
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.2614	0.2553	6.065e-003
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2.400e+005	-2.307e+005	-2.863e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	138.9	156.1	52.83
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-4.842e+005	-3.880e+005	-9.618e+004
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	0.2537	0.2497	5.964e-003
	Fluid Package	Basis-1		
	Utility Type			

Figure.VII.10. Paramètres de pétrole brut entre dans l'échangeur de chaleur (E-100).

VII.6.2.Résultats calculés par le simulateur HYSYS pour l'installation d'un calorifugeur en tête de puits TFT AMA 25

- Le gaz lift sort d'un échangeur de chaleur (E-100) avec un débit $10406 \text{ m}^3/\text{j}$ (1.834 kg mol/h) et une température de 16°C et une pression de 73bar (7300 KPa).

Worksheet	Stream Name	GL sort	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.9652	0.9652	0.0323	0.0025
Properties	Temperature [C]	16.00	16.00	16.00	16.00
Composition	Pressure [kPa]	7300	7300	7300	7300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	1.834	1.770	5.915e-002	4.668e-003
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	39.78	37.09	2.602	8.419e-002
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.1100	0.1049	5.079e-003	8.440e-005
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-9.274e+004	-9.091e+004	-1.322e+005	-2.869e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	144.8	146.2	111.6	51.32
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-1.701e+005	-1.609e+005	-7821	-1339
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	43.18	41.69	5.254e-003	8.293e-005
	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Figure .VII.11. Paramètres de refoulement de gaz lift d'échangeur de chaleur(E-100).

- Le pétrole brut sort d'un échangeur de chaleur (E-100) avec un débit $1144.8 \text{ m}^3/\text{j}$

Chapitre VII : La simulation des deux systèmes de déshydratation GL

et une température de 20C°et une pression de 80bar (8000KPa).

Stream Name		Liquid Phase	Aqueous Phase
Vapour / Phase Fraction	0.0000	0.8335	0.1665
Temperature [C]	20.00	20.00	20.00
Pressure [kPa]	8000	8000	8000
Molar Flow [kgmole/h]	2.017	1.681	0.3360
Mass Flow [kg/h]	180.6	174.5	6.053
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.2614	0.2553	6.066e-003
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2.404e+005	-2.312e+005	-2.865e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	137.6	154.6	52.30
Heat Flow [kJ/h]	-4.850e+005	-3.887e+005	-9.625e+004
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	0.2537	0.2497	5.965e-003
Fluid Package	Basis-7		
Utility Type			

Figure .VII.12. Paramètres de refoulement de pétrole brut d'échangeur de chaleur (E-100).

VII.7. Conclusion

Les utilisations d'échangeur de chaleur si les conditions au niveau du puits sont présentes, à savoir production de liquide chaud. Mais dans les situations spéciales, le glycol est la seule solution, mais aussi à condition que les moyens d'injection soient mise en place.

***Conclusion**

générale*

Conclusion générale

L'injection de gaz lift dans les puits avec un réseau spécial a pour but de soulager la colonne tubing et donc augmenter la production d'huile. Lors de cette opération il peut se former des hydrates dans le gaz lift et pour vaincre ce problème nous avons étudié deux solutions, la première c'est l'injection d'un solvant anti-hydrate comme le glycol, et la deuxième c'est l'installation d'un calorifugeur en tête de puits afin d'éviter le givrage du gaz lift.

Concernant la méthode d'injection du glycol, nous avons pu déterminer le débit optimal qui permet d'absorber l'eau contenue dans le gaz lift. Ce débit varie en fonction de la température, la pression et le débit de gaz lift.

Nous avons constaté que si la température et la pression de gaz lift diminuent le pourcentage de formation des hydrates augmente et par conséquent le débit de glycol injecté augmente.

Pour la deuxième méthode nous avons vérifié les dimensions de calorifugeur afin d'éviter la formation des hydrates avant l'entrée de puits, et cela en utilisant la méthode de KERN qui base sur les conditions de fonctionnement (la température, le débit et la pression) de chaque charge (gaz lift et brut).

Sur la base de cette étude nous proposons d'utiliser les deux méthodes en même temps pour avoir un meilleur résultat, où l'injection de glycol se fait au niveau des points de formations des hydrates qui sont loin de puits, alors qu'on installe un calorifugeur dans la tête de puits.

Pour continuer cette étude, nous recommandons de:

- ❖ Faire une étude comparative entre les deux méthodes (l'injection de glycol et l'installation d'un calorifugeur) sur la base de coût économique.
- ❖ Faire une simulation de réseau GL avec un logiciel pour déterminer le débit optimal d'injection de glycol à chaque point de givrage de gaz lift.
- ❖ Faire une étude sur l'installation des unités d'injection et régénération de glycol au niveau de FGL, MF1, MF3, et MF5 afin d'obtenir un gaz non humide (sec).

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Récupération assistée par Gaz Lift; GROUP SOC TEC INDUSTRIE; édition 2-septembre 2001.
- [2] Séminaire. Équipements de puits éruptif; REZKI Khalil; IAP Boumerdes ; institut algérien du Pétrole, janvier 2009.
- [3]A. Rojey, Le Gaz Naturel production, traitement et transport, Éditions Technip, Paris, France(1994).
- [4] J- STEPHANE , « Étude du mécanisme d'action d'un inhibiteur cinétique sur la cristallisation de l'hydrate de méthane» ; thèse de doctorat : l'Institut nationale polytechnique de Grenoble et de l'Ecole supérieure des Mines de saint –Etienne ; 1999.
- [5] Natural Gas – Production, Processing, Transport; A. Rojey et.al; Editions Technip; 1997.
- [6] Fundamentals of Natural Gas Processing; Arthur J. Kidnay and William R. Parrish; Taylor & Francis Group 2006.
- [7] John Caroll, natural gaz hydrates, guide pour les ingénieurs.
- [8] Dow chemical company; G. conditioning Factbook; USA, Midlands. michigan1962.
- [9] A. Menidjel, Déshydratation du GN régénération des amines, SEMINAIRE, H. R'Mel(2010).
- [10] Document interne de l'unité GPL-2_CIS_ HMD.
- [11] Sloan, E.D., et C.A. Koh (2008), Clathrate Hydrates of Natural Gases, Third Edition, CRC Press, Boca Raton.
- [12] M. Sellami. Cours de traitement du gaz naturel. Université Ouargla. 2012.
- [13] A. Rojey, Le Gaz Naturel, Production, Traitement et Transport, Editions Technip, Paris, France (1994).
- [14] M. M Mooijer – van den Heave, Phase Behaviour and Structural Aspects of Ternary Casthrate Hydrates Systems, these de doctorat: Technische Universiteit Delft (2004).
- [15] E. Berez, M. Bella-achs, Gas Hydrates, Edition Elsevier (1983).

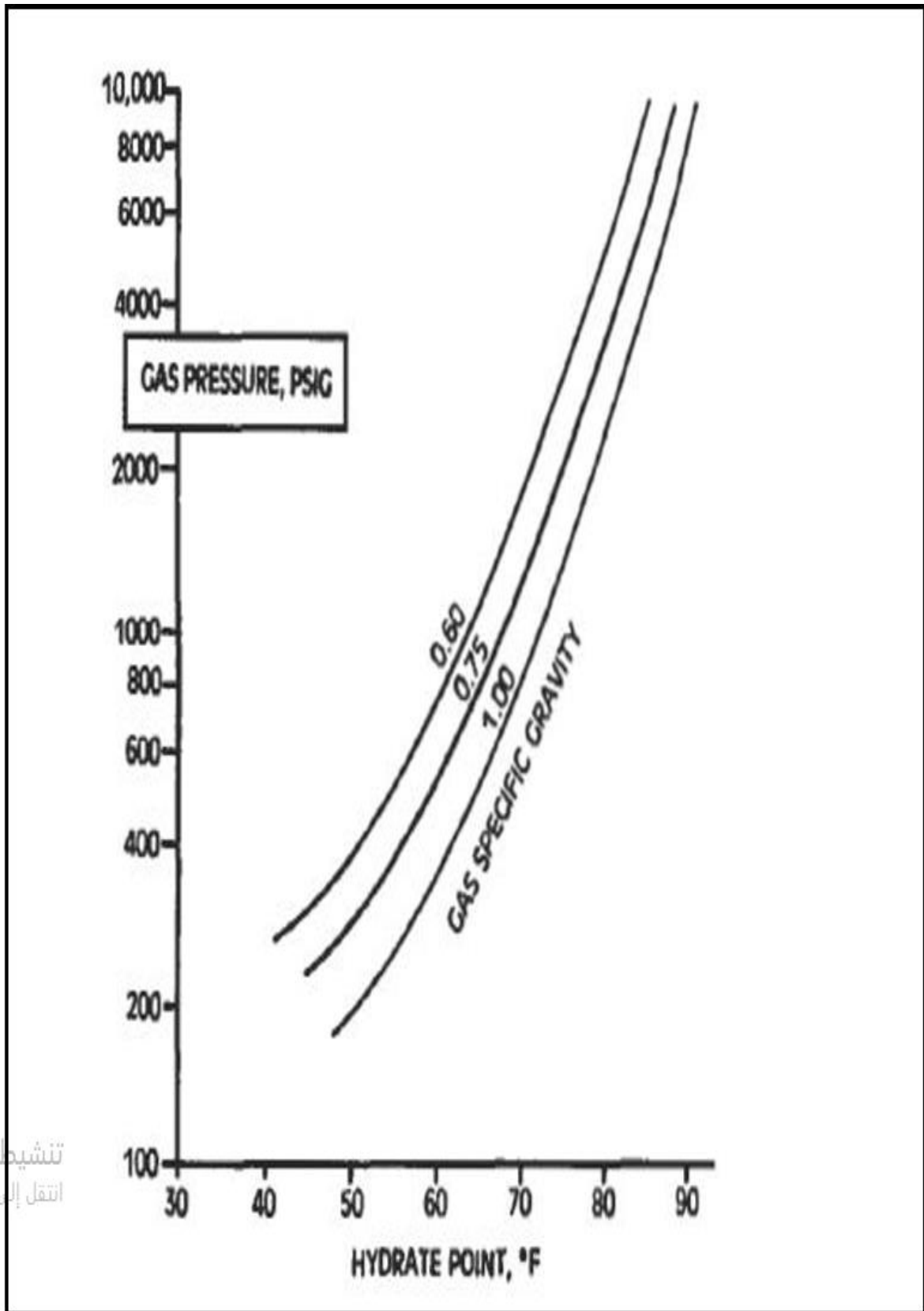
Bibliographie

- [16] A. L. Bllared, A non-ideal hydrate solid solution model for a multiphase equilibria program, Ph.D thesis: Colorado School of Mines, 2002.
- [17] E. Dendy Sloan, Fundamental Principles and applications of natural gas hydrates, Centre for Hydrate Research, Colorado School of Mines, Nature Publishing Group, Vol 426, November 2003.
- [18] Norman J. Hyne, nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production, (2001).
- [19] Exploitation de laboratoire analyse chimique MPP II.
- [20] Dow chemical company; G. conditioning Fact book; USA, Midlands, michigan1962.
- [21] E. Dendy Sloan, C. A. Koh, Clathrate hydrates of Natural Gases, Third Edition, Taylor and Francis Group (2008).
- [22] S- SAMER; «Etude de mesure et prédiction des conditions de formations des hydrates a gaz a condensat» ; Mémoire de magister université de BOUMERDES ; 2011.
- [23] J' Laurue et E. Lebas ; procédé intégré de traitement de gaz;1990.
- [24] optimisation des débits d'injection de glycol ; Dehiris. A ; sonatrach. HR.
- [25] A. Menidjel, Déshydratation du GN régénération des amines, SEMINAIRE, H. R'Mel(2010).
- [26] : CHERIEF.B, Déshydratation du gaz naturel, IAP, 2015.
- [27] Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, natural gas processing, page 2, (2006).
- [28] Ayhan Demirbas, methane gas hydrate, (2010).
- [29] BELAID.O; »Déshydratation du gaz naturel par l'injection de Di Ethylène Glycol Champ Hassi R'mel« ; Mémoire de master université de OUARGLA ;2017.
- [30] The Dow Chemical company, glycols, 1971.
- [31] J. Laurue et E. Lebas; procédé intégré de traitement de gaz; 1990.
- [32] Dr. Boyun Guo and Dr. Ai Ghalambor, natural gas engineering handbook, (2005).

Bibliographie

- [33] Ayhan Demirbas, methane gas hydrate, (2010).
- [34] John Carroll, natural gaz hydrates, guide pour les ingénieurs.
- [35] Technique d'ingénieur (Danier ra combe) J6450.
- [36] Optimisation des débits d'injection de glycol ; Dehilis. A ; Sonatrach. HR.
- [37] Technique d'ingénieur (Daniel la combe) J6450.
- [38] Pierre TRAMBOUZE ; « le raffinage du pétrole, Matériels et équipements », tome 4; Institut Française de Pétrole, 1999.
- [39] Pierre WUITHIER ; « le raffinage et génie chimique » ; tome 2 ; Institut Française du Pétrole ; 1972.
- [40] Pierre WUITHIER ; « le raffinage et génie chimique » ; tome 1 ; Institut Française du Pétrole ; 1972.
- [41] Échangeur de chaleur ; Dr. A.ZIOUCHI ; UFR Maintenance industrielle.
- [42] Antonio Orantes Molina. Méthodologie pour le placement des capteurs à base de méthodes de classification en vue du diagnostic. Automatique / Robotique. INSA de Toulouse, 2005. Français.

Annexes



تنشيط
انتقل إلى

Figure .1. Conditions de formations des hydrates.

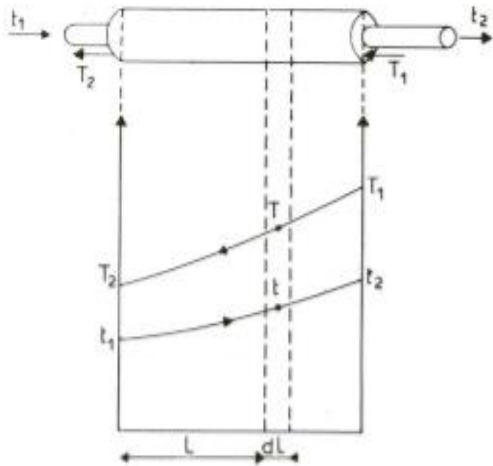


Fig. V.1.10. — Échange à contre-courant pur.

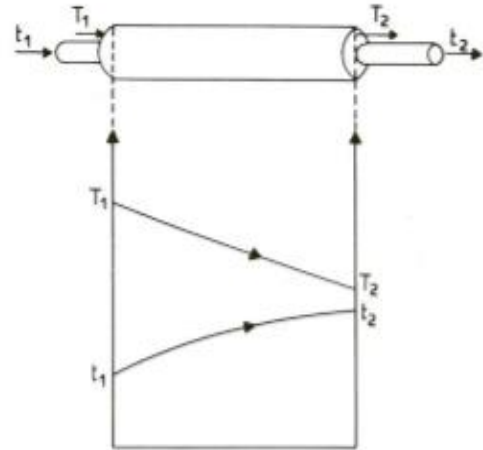


Fig. V.1.12. — Échange à courants parallèles.

Fig. V.1.11. — Détermination de la DTLM.

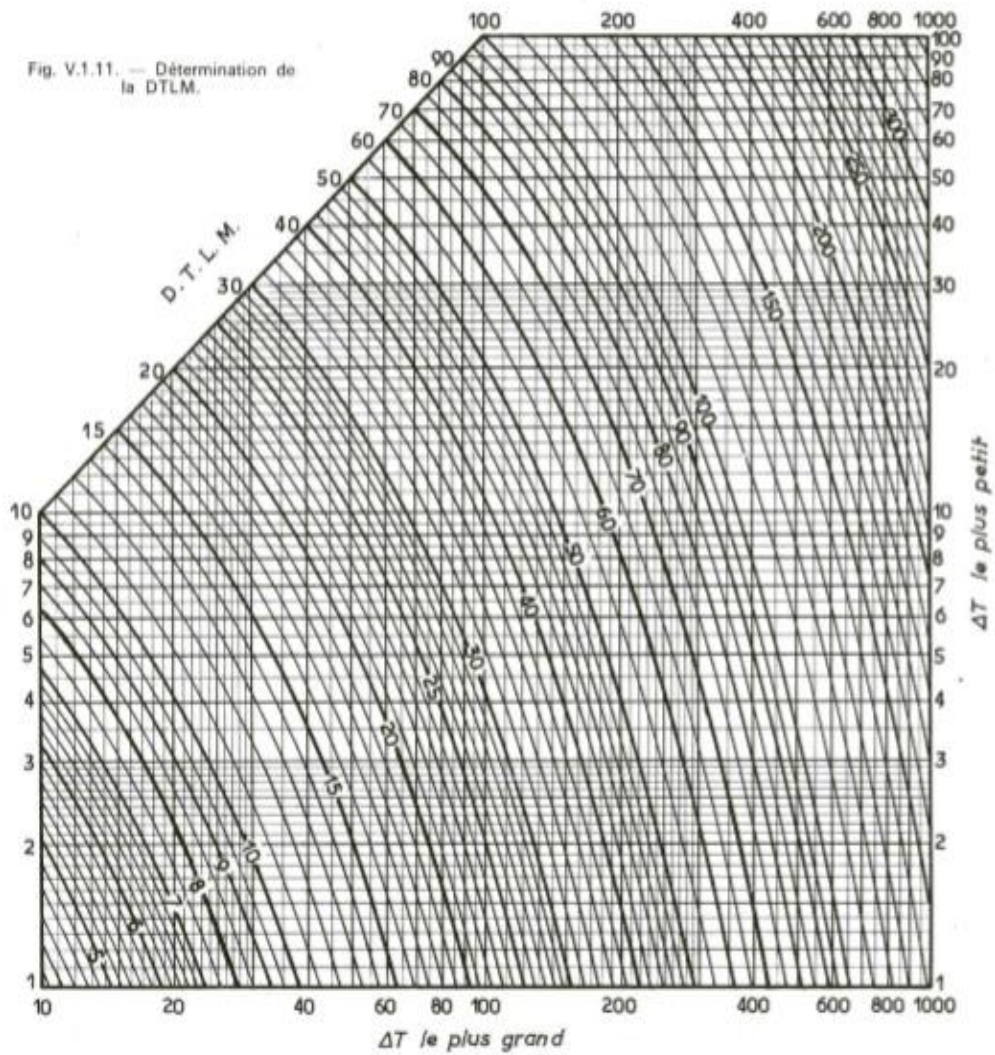


Figure.2. Détermination de la ΔT_{LM} .

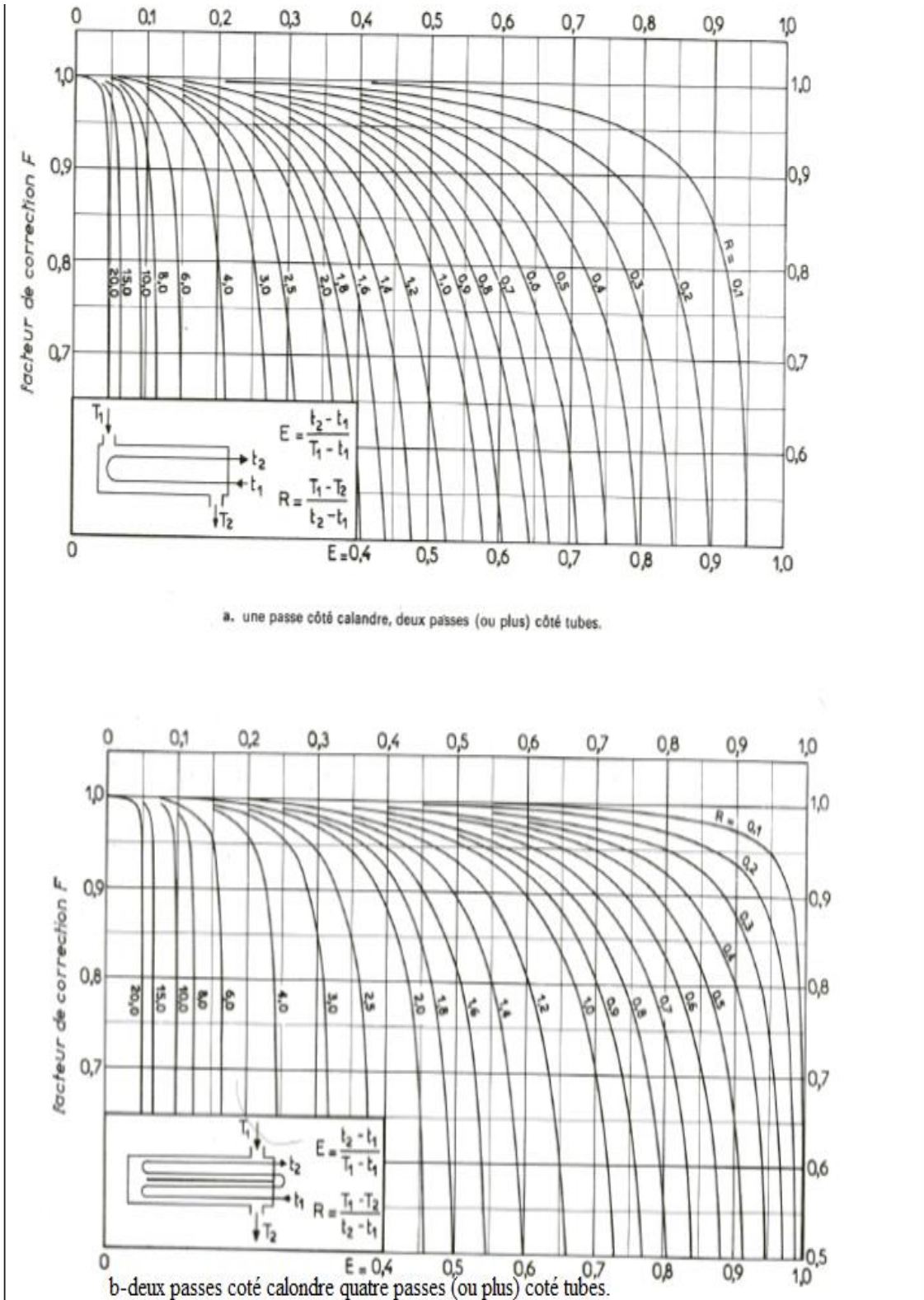


Figure 3. Facteur de correction de $\Delta T_{LM}(F)$.

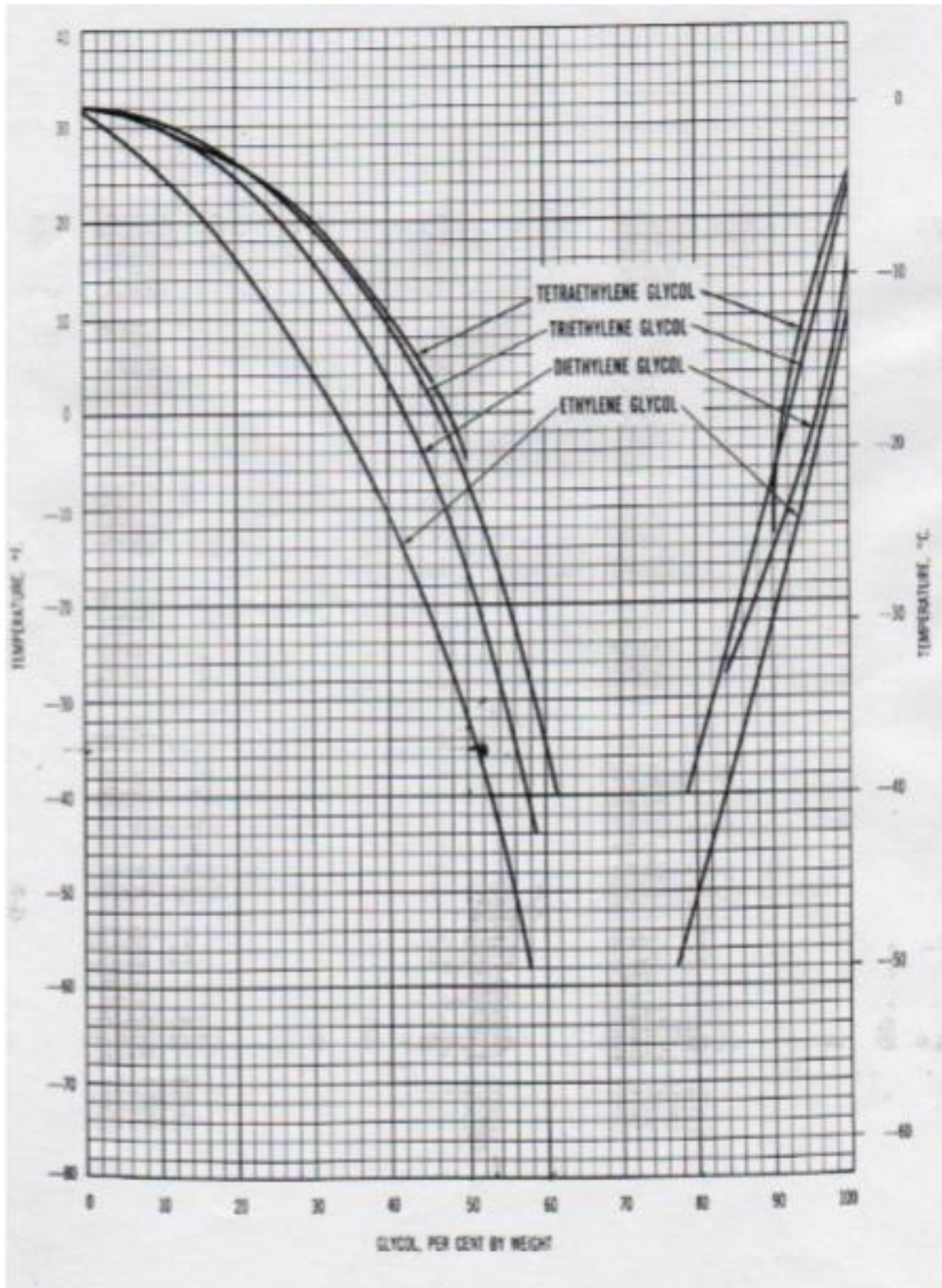


Figure .4. *Le choix de l'éthylène glycol.*