REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie des procédés

Spécialité : Génie Chimique

Pour l'Obtention du Diplôme de Master

En Génie Chimique

Intitulé :

Etude comparative de l'efficacité des deux systèmes de déshydrations des gaz lift : Traitement thermique et Injection de di éthylène Glycol (Cas du Champ pétrolier de Tin Fouyè Tabankort (Illizi)

Présenté par :

Abdeldjabar BENATTALLAH

Rim LADFAR

Le 09 Juin 2026

Devant le jury composé de :

Dr. CHERRAY Ridha	**Université de Ouargla**	**Président**
Pr. ACHI Fethi	**Université de Ouargla**	**Encadreur**
Pr. BACHA Oussama	**Université de Ouargla**	**Examinateur**

Année Universitaire :

2025/2026

Dédicace

À ceux qui méritent toute ma reconnaissance et tout mon amour...

À mon père et ma mère,

Vous qui m'avez portée sur vos prières et arrosé mes rêves de vos larmes silencieuses. Vous êtes le pouls qui ne faiblit jamais, la chaleur qui ne refroidit pas, la maison dont les murs ne tombent pas. Chaque lettre écrite ici n'est qu'un modeste hommage rendu à votre immensité.

Et à l'homme qui a choisi mon cœur avant ma raison...

À mon cher fiancé,

Toi qui as cru en moi quand je doutais de moi-même, toi qui as marché à mes côtés dans l'obscurité avant que l'aube du succès ne se lève. Merci d'avoir été le soutien avant même que j'en aie besoin, l'ami avant l'amoureux, la flamme qui ne s'est jamais éteinte. Cette réussite porte vos deux noms : le tien et celui de ton grand cœur.

Et à mes amies bien-aimées, avant même les études...

À mes fidèles amies,

Compagnes de route, éclats de rire, celles qui ont ri avec moi dans mes pires moments et m'ont dit : Tu es capable. Vous êtes cette chaleur qu'on ne voit pas avec les yeux, mais qu'on ressent dans les nuits les plus difficiles. Merci d'avoir toujours été là. Cette réussite sourit comme vous souriez.

À vous tous... j'offre le fruit de mon travail et le sceau final de mon voyage.

Remerciements

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements et ma profonde gratitude à mon encadrant de mémoire, Monsieur Achi Fethi, pour ses précieux conseils, ses judicieuses orientations scientifiques, et sa patience tout au long de la réalisation de ce travail. Ce mémoire n'aurait pas vu le jour sans sa bienveillance et son soutien.

Je remercie également chaleureusement l'organisme de stage Sonatrach TFT, qui m'a ouvert ses portes et m'a offert l'opportunité d'apprendre et de mettre en pratique mes connaissances dans un environnement professionnel stimulant. Je remercie aussi toutes les personnes qui m'ont soutenu et aidé durant ma période de stage.

Mes remerciements s'adressent également aux membres du jury, en la personne de Monsieur Bacha, Président du jury, et de Monsieur Charaï, Examinateur, pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'évaluer ce travail

Je tiens à adresser mes remerciements tout particuliers et ma reconnaissance aux deux personnes très aimables, Lachlag Mohamed et Abdelkrim, qui ont été à mes côtés et m'ont apporté tout le soutien, les conseils et l'expertise dont un chercheur a besoin. Merci à vous deux pour votre esprit de collaboration et votre générosité sans faille.

Enfin, je remercie toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à l'aboutissement de ce travail, que ce soit par une parole aimable, un conseil ou un temps précieux.

Résumé

Cette étude comparative vise à évaluer l'efficacité de deux systèmes de déshydratation des gaz lift dans le champ pétrolier de Tin Fouyé Tabankort (Illizi) le traitement thermique et l'injection de di éthylène glycol. Sur le plan technique, le traitement thermique repose sur le chauffage des gaz pour évaporer l'eau condensée, assurant une déshydratation continue et efficace même à des débits élevés, mais avec une consommation énergétique importante et des coûts opérationnels élevés. L'injection d'éthylène glycol fonctionne par absorption physique de l'humidité, offrant une protection contre la formation d'hydrates et la corrosion à hasse température, avec une flexibilité opérationnelle accrue et des coûts énergétiques réduits. L'étude compare également la complexité d'installation, la fréquence de maintenance, la durée de vie des équipements et l'impact environnemental. Les performances sont analysées à partir de la teneur résiduelle en eau, du débit et de la consommation d'énergie, permettant de formuler des recommandations techniques et économiques adaptées aux conditions spécifiques du champ.

Mots-clés: Gaz lift, déshydratation des gaz, traitement thermique, éthylène glycol, formation d'hydrates, corrosion, efficacité énergétique, champ pétrolier Tin Fouyé Tabankort.

الملخص

تهدف هذه الدراسة المقارنة إلى تقييم فعالية نظامين لتجفيف الغاز في حقل تين فوييه تابانكورت النفطي (إيليزي): المعالجة الحرارية وحقن ثنائي إيثيلين جليكول. تعتمد المعالجة الحرارية تقنيًا على تسخين الغاز لتبخير الماء المكثف، مما يضمن تجفيفًا مستمرًا وفعالًا حتى مع معدلات التدفق العالية، ولكن مع استهلاك كبير للطاقة وتكاليف تشغيل مرتفعة. أما حقن الإيثيلين جليكول فيعمل عن طريق امتصاص الرطوبة، موفرًا حماية ضد تكوّن الهيدرات والتآكل الناتج عن درجات الحرارة العالية، مع زيادة مرونة التشغيل وانخفاض تكاليف الطاقة. تقارن الدراسة أيضًا بين تعقيد التركيب، وتواتر الصيانة، وعمر المعدات، والأثر البيئي. يتم تحليل الأداء بناءً على محتوى الماء المتبقي، ومعدل التدفق، واستهلاك الطاقة، مما يسمح بصياغة توصيات فنية واقتصادية مصممة خصيصًا لظروف الحقل.

الكلمات المفتاحية: الرفع بالغاز، تجفيف الغاز، المعالجة الحرارية، الإيثيلين جليكول، تكوّن الهيدرات، التآكل، كفاءة الطاقة، حقل تين فوييهتابانكورت النفطي.

Abstract

This comparative study aims to evaluate the effectiveness of two gas lift dehydration systems in the Tin Fouyé Tahankort oil field (Illizi): heat treatment and diethylene glycol injection. Technically, heat treatment relies on heating the gas to evaporate condensed water, ensuring continuous and efficient dehydration even at high flow rates, but with significant energy consumption and high operating costs. Ethylene glycol injection works by absorbing moisture, offering protection against hydrate formation and high-temperature corrosion, with increased operational flexibility and reduced energy costs. The study also compares installation complexity, maintenance frequency, equipment lifespan, and environmental impact. Performance is analysed based on residual water content, flow rate, and energy consumption, allowing for the formulation of technical and economic recommendations tailored to the specific field conditions.

Keywords: Gas lift, gas dehydration, heat treatment, ethylene glycol, hydrate formation, corrosion, energy efficiency, Tin Fouyé Tabankort oil field.

Listes des Figures

Figure I–1 : Situation géographiquedelarégionT.F.T 5
Figure I-2:Principede Gas-lift 9
Figure I-3 :Hydrates solides cristallins 12
Figure I –4:Laformed'hydrate de méthane 13
Figure I-5: Structures des hydrates de gaz (I, II et H) 14
Figure I-6:Mode de transfert de chaleur par conduction 17
Figure I-7 :Mode de transfert de chaleur par convection naturelle 18
Figure I -8:Mode de transfert de chaleur par rayonnement 19
Figure I-9: Schéma d'échangeur double tube 20
Figure I-10 :Schéma et photographie d'un échangeur à faisceau de tube et calandr 20
Figure I -11: laplaque tubulaire 21
Figure I-12: Schéma descriptif du faisceau de tube en U 21
Figure I-13: Échangeur a plaque tubulaire fixe. 22
Figure I-14: Échangeur à tube en U. 22
Figure I- 15: Échangeurà tête flottante 23
Figure I -16:Pressionné vapeurpourlesglycols pur. 27
Figure I - 17:le coefficientd'activitédel'eaudanslasolutiond'éthylèneglycol. 28
Figure II -18: Réservoir de stockage du glycol 34
Figure II – 19:Pompe d'injection 34
Figure II -20: Ligne d'injection 35
Figure II- 21: Injection de glycol au niveau de tête de puits 37
Figure II - 22:Entrée du gaz froid et Sortie du gaz réchauffé 38
Figure II - 23:Entrée du pétrole chaud et Sortie du pétrole refroidi 39
Figure II- 24: Schéma simplifié d'un échangeur de chateur faisceau et calandre en tête de puits. 40
Figure III - 25: Variation de débit d'injection de glycol enfonction de température de service. 48
Figure III-26 : Exemple de mesure des températures d'entrée / sortie dans un échangeur de chaleur pour puits a gaz lift 61

Liste des Tableaux

Tableau I– 1: Synthèse des caractéristiques des champs pétroliers du secteur Sud. 7
Tableau I– 2: Synthèse des caractéristiques des champs pétroliers du secteur Nord 8
Tableau I– 3: Principaux avantages et inconvénients du système de gaz-lift 11
Tableau I– 4 : Les différents types de glycol 25
Tableau I - 5: Propriétés physicochimiques des glycols 26
Tableau I - 6 : Les avantageset les inconvénients des glycols 29
Tableau III - 7:Résultats de calcul des débits optimaux d'injection de glycol (cas actuelle) ... 52
Tableau III - 8:Résultat calcul des surfaces d'échange 56
Tableau III - 9:Dimensions optimales de l'échangeur de type chaleur en tête de puitsTFT 57
Tableau III - 10:-Prix d'achat des équipements 59
Tableau III - 11:Résultats de calcul prix d'intervention. 60
Tableau III- 12:Résultat de calcul prix de calorifugeage 61
Tableau II- 13: Calcul de la chaleur spécifique de Gas lift. 63

Nomenclature

Ts: Température de service(ºF).

P_m: Poids moléculaire de DEG.

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

C_{min}: Concentration minimal en poids de DEG.

F_0:Débit minimal de DEG injecté à une pureté **a** % (pour inhiber 1 Kg d'eau).

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

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.

Cp:La chaleur spécifique du fluide(kj/kg°C).

U_s : Coefficient d'échange global (kj/h m^2 C°).

h_{int} : Coefficient de transfert de chaleur par convection coté tube (kj/h hm ^{2} C°).

h_{ext} :Coefficient de transfert de chaleur par convection coté calandre (kj/h hm ^{2}C°).

e : L'épaisseur(m)

λ : La conductivité thermique(kj/mhCº**).**

A_{cal} : La surface d'échange (m^2).

D : Diamètre de la calandre(m).

d : Diamètre du tube (m).

Q : Débit massique des fluides(kg/jour)

M : La viscosité dynamique (kg/m h).

dg : Densité de gaz.

Xi : Fraction massique.

T : Température de fluide chaud(ºC).

t : température de fluide froid(ºC).

ρ : La masse volumique (kg/m^3).

Q : Le flux de chaleur (kj/h).

DEG : Di-éthylène glycol.

TFH : Température de formation déshydrates.

ΔTLM : La température moyenne logarithmique.

Re : Nombre de Reynold a dimensionnel.

Pr: Nombre Prandtl adimensionnel.

Nu :Nombre Nusselt a dimensionnel.

f : Facteur de correction.

W : La vitesse massique de fluide(kg/h m^2).

μ_m: La viscosité dynamique moyenne(kg/mh)

λ_m : La conductivité thermique moyenne (kj/mhCº**).**

Cp_m : La chaleur spécifique du fluide moyenne(k j/kg °C).

S_c : Section de passage de fluide(m^2).

A_{dis} **:** La surface d'échange disponible(m^2).

$D_{e\ q}$: Diamètre équivalant(m).

P : La pression(psia).

Q : La quantité d'eau qui existe dans le Gas lift(PPM).

Table des matières

Dédicace I

Remerciements II

Résumé III

الملخص IV

Abstract V

ListesdesFigures VI

ListedesTableaux VII

Nomenclature VIII

Introductiongénérale 1

Chapitre I :

I– 1. Introduction : 4

I–2. Présentation du champ pétrolier de Tin Fouye -Tabankort : 4

I– 2.1. Historique et développement de la production de la région TFT : 5

I– 2.2. Différents gisements : 6

1-3-1/ Secteur SUD : 6

1-3-2/ Secteur NORD : 7

I -2/ Déshydratation des gaz : 8

I -2-1/ Définition et Principe du gaz- lift : 9

I -2-1-1/ Applications du gaz-lift : 9

I -2-1-2/ Caractéristiques opérationnelles du système de gas-lift : 10

I -2-2/ Généralités sur les hydrates et la déshydratation : 11

I -2-2-1/ Les hydrates : 12

I -2-2-1-1Structures des hydrates de gaz (I, II et H) : 13

I-2-2-2/ La déshydratation : 14

I -3/ Technique des déshydratations de gaz lift 15

I -3-1/ La déshydratation des gaz lift par échangeur de chaleur 15

I -3-1-1/ Généralités sur le transfert de chaleur 16

I -3-1-2/ Description des échangeurs de chaleur : 19
I -3-2/ La déshydratation des gaz lift par l'injection de glycol : 23
I -3-2-1/ Le glycol : 23
I -3-2-2/ Di-éthylène glycol 23
I -3-2-3/ Choix du glycol 24
I -3-2-4/ Les différents types de glycol : 24
I -3-2-5/ Fabricationdes glycols : 25
I -3-2-6/ Propriétés physico-chimiquesdesglycols : 26
I -3-2-7/ Choix du type de glycol 27
I -3-2-8/ Lesavantageset lesinconvénientsdesglycols 28
Conclusion 30
Chapitre II : Méthode pratique déshydrations des gaz 33
II-1 Introduction : 33
II -2/Description des deux méthodes de déshydratation : 33
II-2-1 Description de la méthode de déshydratation par l'injection de glycol : 33
II-2-1-1 Composants du système 33
II-2-1-2 Principe de fonctionnement 36
II-2-1-3 Installation 36
II-2-2 Description la méthode de déshydratation par échangeur de chaleur 37
II-2-2-1Composants du système 37
II-2-2-2 Principe de fonctionnement 39
II-2-2-3 Installation 40
Conclusion 41
Chapitre III : Résultats de comparaissions entre les deux systèmes
III-1. Introduction : 43
PARTIE1: Utilisation d'injection de DEG 43
III –2-Calcul du débitoptimal d'injectionduglycol : 43
III –2-2-Exposé du problème et objectif de l'étude: 43

III –2-3-Calcul du débit optimal d'injection du DEG: 44
III –2-4- Procédure de calcul des débits d'injection duDEG: 44
III–2-5-Méthodes de calcul de la TFH (température de début de formation deshydrates) .. 45
III - 3. Calcul de la température TFH du puits TFT: 46
III–3–1–Résultats de calcul des débit s optimaux d'injection de glycol(cas actuelle): 47
III –3 – 2–Calcul du cout de glycol consommé : 48
III-4. Calcul du débit optimal d'injection de glycol au tête de puits TFT: 49
III-4.1. Calcul de la température de formation d'hydrates TFH du puits TFT: 49
III-4 . 2. Calcul de la dépression de température: 49
III– 4. 3. Calcul du débit de DEG de puretéa%par1 kgd'eauinhibée: 50
III– 4. 4. Calcul du débit de DEG injecté par jour: 50
III – 5. Résultats de calcul des débits optimaux d'injection de glycol(casactuelle): 51
PARTIE2: Utilisation d'un échangeur de chaleur 53
III – 6. Vérificationdel'échangeur de chaleur en tête de puitsTFT: 53
III – 6. 1. - L'objectif de cette partie d'étude : 53
III – 6. 2. -Méthodedecalcul: 53
III– 6. 2.1. Bilan thermique 53
III– 6. 2.2. Calcul de la température moyenne logarithmique (ΔTLM): 54
III– 6. 2.3. Calcul decoefficient d'échangeglobal U_s: 55
III– 6. 2.4 -Calcul de la surface d'échange A_{cal}: 55
III– 6. 2.5. Calcul de la surface d'échange disponible A_{dis}: 55
III – 7. Résultats decalcul: 56
III – 7.1. résultats de calcul(Cas actuel): 56
III – 7.2. Interprétation des résultats: 57
III – 7-3 :Résultat de calcul (redimensionnement de l'échangeur de chaleur actuel): 57
III- 8 :Estimation du prix d'intervention 57
III – 8 -1 – Prix d'achat des équipements 57
III – 8 -2-Prix d'intervention : 59

III –8.2. 1. Vérification de calorifugeur en tête de puitsTFT:..... 61
III – 9 Calcul du flux de chaleur Q:..... 62
III – 10.Calcul ΔTLM: 65
III – 11. Calcul le coefficient d'échange global U_s:..... 66
- Coté tube:..... 66
- Coté Calandre: 68
Conclusion..... 73
Conclusion générale 74
Références bibliographiques 75

Introduction générale

Depuis plusieurs décennies, le pétrole constitue l'une des ressources énergétiques les plus importantes dans une société marquée par une croissance industrielle continue. Cette matière première occupe une place essentielle dans le développement économique et industriel mondial, ce qui lui confère une importance stratégique majeure. En raison de sa présence dans presque tous les secteurs d'activité, le pétrole demeure au centre des préoccupations économiques, politiques et environnementales.

L'évolution des besoins de la société moderne a entraîné une augmentation considérable de la consommation énergétique, notamment celle du pétrole, devenu un pilier fondamental de l'économie mondiale. Toutefois, les enjeux liés au pétrole ne se limitent pas uniquement à l'aspect économique. Son exploitation suscite également des tensions géopolitiques à l'échelle internationale et génère des impacts environnementaux importants, en raison de son caractère fortement polluant. Malgré ces contraintes, le pétrole conserve une importance capitale dans le fonctionnement des économies modernes.

L'exploitation pétrolière passe par plusieurs étapes, notamment l'exploration et la production. Durant la phase initiale de production, la plupart des puits disposent d'une pression initiale naturelle élevée permettant une production éruptive. Cependant, avec le temps et la diminution du gaz associé du gisement (faible GOR), la pression du réservoir diminue progressivement. Cette chute de pression réduit l'écoulement du pétrole dans le tubing et peut entraîner l'arrêt de la production, comme c'est le cas dans le champ pétrolier de TFT.

Afin d'assurer le maintien et l'amélioration de la production pétrolière, différentes méthodes de levage artificiel ont été développées, parmi lesquelles :

- Le Gas Lift ;
- Les pompes électriques submersibles (ESP) ;
- Le pompage hydraulique de fond ;
- Le pompage aux tiges ;
- Les pompes à cavités progressives (PCP).

Dans la région de TFT, la méthode la plus utilisée est le Gas Lift, qui consiste à injecter du gaz

dans le casing afin de réduire la densité de la colonne de fluide dans le tubing et faciliter ainsi la remontée du pétrole vers la surface. Malgré l'efficacité de cette technique, certaines contraintes opérationnelles apparaissent particulièrement durant la saison hivernale, lorsque les températures atteignent environ 4 °C. En présence d'eau et d'impuretés, des hydrates peuvent se former dans les conduites d'injection, notamment en aval de la vanne de régulation CAMCO. Ce phénomène de givrage provoque l'obstruction des conduites et conduit à l'arrêt de la production des puits.

Dans le cadre de ce travail, une étude comparative a été réalisée sur deux méthodes utilisées pour prévenir la formation des hydrates au niveau des têtes de puits fonctionnant en Gas Lift. La première méthode repose sur l'injection du glycol en amont des zones sensibles au givrage, tandis que la seconde consiste à installer un échangeur de chaleur en tête de puits afin de maintenir des conditions thermiques favorables.

Ce mémoire est structuré en trois chapitres. Le premier chapitre consiste en la présentation du champ de TFT, le procédé de liftage par gaz et le traitement des hydrates engendrés et des techniques utilisées de déshydratation. Le deuxième chapitre consiste en la méthode pratique de déshydratation des gaz .Enfin le troisième chapitre est dédié à l'étude des solutions proposées afin de déterminer la méthode la plus appropriée pour résoudre le problème de la formation des hydrates dans le champ de TFT. Cette étude comprend aussi le calcul du débit optimal d'injection du glycol ainsi que le dimensionnement de l'échangeur de chaleur.

Chapitre I

Généralités sur les hydrates et la déshydratation des gaz

Chapitre I : Généralités sur les hydrates et la déshydratation des gaz

I . 1. Introduction

Le champ pétrolier de Tin Fouyé Tabankort (TFT), situé dans le bassin d'Illizi, constitue l'une des régions productrices d'hydrocarbures les plus stratégiques pour l'Algérie. Avec plus de 600 puits et une production moyenne significative, ce gisement fait face à un défi opérationnel récurrent : la baisse progressive de la pression naturelle des réservoirs, qui impose le recours à des techniques de levage artificiel, en particulier le gaz-lift. Cependant, cette méthode, bien qu'efficace, est perturbée en période hivernale par la formation d'hydrates de gaz au niveau des têtes de puits. Ces cristaux solides, ressemblant à de la neige, obstruent les conduites d'injection et les vannes de régulation, entraînant des arrêts de production coûteux. Ce premier chapitre vise à présenter le contexte géographique et historique du champ TFT, à décrire le principe du système gaz-lift ainsi que ses avantages et inconvénients, et à exposer les mécanismes de formation des hydrates. Enfin, les principales techniques de déshydratation, notamment l'utilisation d'inhibiteurs comme le diéthylène glycol (DEG) et le recours aux échangeurs de chaleur, seront introduites afin de poser les bases théoriques nécessaires à l'étude comparative menée dans les chapitres suivants.

I.2. Présentation du champ pétrolier de Tin Fouye -Tabankort

La région de Tin Fouye-Tabankort (TFT), située dans le nord-ouest du bassin d'Illizi, relève de la Division Production de SONATRACH et couvre une superficie d'environ 4000 km². Elle se trouve à environ 300 km au nord-ouest d'In Amenas et à 500 km au sud-est de Hassi Messaoud. La mission principale de la direction régionale de TFT est l'exploitation et la production de pétrole et de gaz à partir des gisements de la région. Le climat y est désertique, avec des températures extrêmes variant de 1 °C à 45 °C, une faible humidité relative et de très faibles précipitations, malgré la possibilité d'orages violents. La région est également caractérisée par des vents très forts pouvant atteindre 180 km/h (Figure I.1).



Figure I.1**: Situation géographique de la région T.F.T**

I.2.1. Historique et développement de la production de la région TFT

La région de Tin Fouye-Tabankort (TFT), située dans le bassin d'Illizi, constitue l'un des principaux pôles de production d'hydrocarbures en Algérie, classée deuxième région productrice après Hassi Messaoud. Le champ comprend principalement deux réservoirs productifs, l'Ordovicien et le Dévonien, le réservoir ordovicien assurant la plus grande partie de la production. L'exploitation du champ a débuté en novembre 1968 et, jusqu'en 1975, 52 puits ont été forés, dont 49 producteurs, couvrant environ 40 % de la superficie totale du champ. Dès 1974, la production annuelle d'huile atteignait 2,634 millions de tonnes.

Face à la diminution progressive de la pression des réservoirs, des techniques de récupération secondaire ont été mises en œuvre à partir des années 1980, notamment le maintien de pression par injection d'eau et le gas-lift par réinjection du gaz associé. Le projet de maintien de pression introduit en 1984 a permis d'augmenter significativement la production, atteignant près de 4,98 millions de tonnes en 1991. Afin d'améliorer davantage le taux de récupération et de valoriser les gaz torchés, une usine de traitement des gaz associés a été mise en service en 1987.

La région de TFT dispose aujourd'hui d'importantes infrastructures de production et de traitement, comprenant plus de 600 puits, vingt centres de séparation dont trois centres de stockage de brut, une unité de traitement et de compression des gaz associés, des stations de compression et d'injection d'eau, ainsi qu'une centrale électrique. La production moyenne actuelle avoisine 10 000 à 13 000 m^3/jour d'huile, 18 500 m^3/jour d'eau et environ 3,5 millions de m^3/jour de gaz, confirmant l'importance stratégique de la région dans l'industrie pétrolière nationale.

I.2.2. Différents gisements

Le champ de TFT est composé de multiples gisements divisés en 12 périmètres répartis en secteurs NORD et SUD.

1.3.1. Secteur SUD

Le secteur Sud est dominé par des réservoirs dévoniens, exploités principalement par gas lift, avec quelques champs produisant aussi par pompage électrique et montrant des accumulations d'huile et de gaz (Tableau I.1).

Tableau I.1: Synthèse des caractéristiques des champs pétroliers du secteur Sud.

1.3.2. Secteur NORD

Gisement	Découverte	Mise en exploitation	Réservoir	Mode d'exploitation	Particularités
TFY	1961	1963	Dévonien	Gas Lift (GL)	Champ gazier exploité depuis 1963
MAZOULA NORD	1958	1965	Dévonien	Gas Lift (GL)	Production par GL
MAZOULA SUD	1963	1966	F6 (huile)	Pompage électrique	Production actuelle uniquement du F6
MAZOULA B	1966	1967	F6 (huile) / Ordovicien (gaz)	—	Aire de 4,4 km², présence huile et gaz
TFY NORD	1966	1966	Dévonien	Gas Lift (GL)	Mise en production immédiate

Le secteur Nord est plus diversifié, avec des réservoirs ordoviciens et dévoniens, et combine plusieurs techniques d'exploitation comme le gas lift, le pompage électrique et l'injection d'eau (Tableau I.2)

Tableau I.2: Synthèse des caractéristiques des champs pétroliers du secteur Nord

Champ / Gisement	Découverte	Mise en exploitation	Réservoir	Mode d'exploitation	Particularités
TFT 100	1966	1967	Ordovicien	GL / Injection d'eau	Injection d'eau depuis 1981
TFT Ordovicien	1967	1968	Ordovicien	—	Mise en production rapide
TFT EST	1968	1968	—	—	Mise en service la même année
Champ TFT	—	—	Variable	Gas Lift partiel	Subdivisé en blocs (différence de pression)
AMASSAK	1970	1974	Ordovicien	—	À 25 km NO de TFT, huile et gaz
DJOUA WEST	1966	1968	F6 (huile)	Pompage électrique	À 30 km SE de TFT
TAMENDJEL	1970	1974	F6	Gas Lift (GL)	À 6 km NO de TFT

I.2.Déshydratation des gaz

Dans la région de TFT, la méthode la plus utilisée est le Gas Lift. Malgré l'efficacité de cette technique, certaines contraintes opérationnelles apparaissent particulièrement durant la saison hivernale, lorsque les températures atteignent environ 4 °C. En présence d'eau et d'impuretés, des hydrates peuvent se former dans les conduites. Ce phénomène de givrage provoque l'obstruction des conduites et conduit à l'arrêt de la production des puits.

I.2.1. Définition et Principe du gaz- lift

C'est une méthode d'activation des puits non éruptifs ; le gaz injecté agit soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (Gaz-lift continu), soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne du fluide se trouvant au-dessus du point d'injection. (Figure I.2)

- Le principe est d'injecté par la surface du gaz préalablement comprimé avec un débit et une pression bien déterminée qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) puis celui-ci pénètre dans le tubing à travers des vannes où il y a de l'huile. Cette remontée de l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants :

- Diminution du gradient dynamique de pression.
- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement du fluide par le gaz comprimé[1]

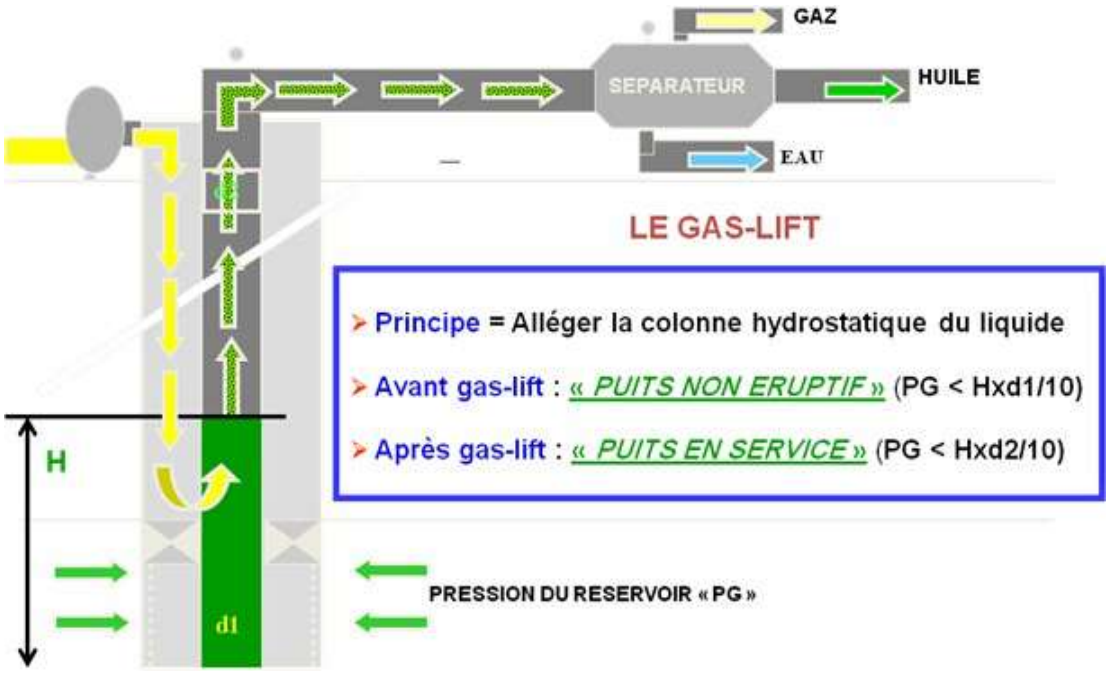


Figure I.2:Principede Gas-lift

I .2.1.1. Applications du gaz-lift

Le gaz-lift est principalement utilisé pour réactiver les puits mais il possède également d'autres applications importantes, parmi lesquelles [2] :

Démarrage des puits

Le gaz-lift est généralement employé pour remettre en production un puits non éruptif. Une fois que le puits retrouve son régime naturel, l'injection du gaz peut être interrompue.

Nettoyage des puits

Certaines périodes il est nécessaire de mettre en production temporaire des puits injecteurs afin d'éliminer les particules obstruant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent réalisée en mode gaz-lift et peut être combinée à un nettoyage chimique à l'acide si nécessaire.

Puits à huile

L'application principale du gaz-lift concerne les puits producteurs d'huile. Son objectif est d'augmenter la production, notamment dans les champs déplétés.

Puits à eau

Le gaz-lift permet également de produire de gros volumes d'eau, y compris l'eau de mer. Le design du système est similaire à celui des puits à huile, sans différence majeure.

Augmentation du débit

Pour les puits dont la pression décline mais qui peuvent encore produire naturellement et qui présentent un GOR ou GLR inférieur à la moyenne, l'injection de gaz permet d'augmenter leur production par rapport au débit naturel.

Mise en production des puits non éruptifs

Pour les puits incapables de s'écouler par leurs propres moyens (déplétés), le gaz-lift réduit la pression hydrostatique dans la colonne, facilitant ainsi la circulation des fluides et leur remontée dans le tubing.

Le gaz-lift constitue une méthode performante pour activer un puits. Il peut être appliqué à différents types de puits, qu'ils soient à faible ou à fort débit, en onshore comme en offshore, notamment ceux présentant un rapport gaz-liquide élevé.

La conception d'un système de gaz-lift reste relativement simple, d'autant plus qu'il existe plusieurs logiciels d'aide à la conception tels que PIPESIM et PROSPE

I.2.1.2. Caractéristiques opérationnelles du système de gas-lift

Le gaz-lift est une méthode de récupération artificielle largement utilisée dans l'industrie pétrolière pour améliorer la production des puits en injectant du gaz comprimé afin de réduire la densité de la colonne de fluide. Cette technique présente plusieurs avantages, notamment sa

simplicité d'exploitation, sa bonne adaptation aux puits déviés et sa capacité à fonctionner en présence de sable[3]. Elle permet également d'utiliser le gaz produit sur site et nécessite relativement peu d'équipements au fond du puits. Cependant, le système comporte aussi certaines limites, telles que la nécessité d'une source de gaz disponible, des installations de compression importantes, ainsi qu'une sensibilité aux problèmes de corrosion, d'hydrates et aux variations de pression. Malgré ces contraintes, le gaz-lift reste l'une des méthodes les plus utilisées pour le maintien et l'optimisation de la production pétrolière. (Tableau I.3)

Tableau I.3: Principaux avantages et inconvénients du système de gaz-lift

Avantages du gaz-lift	**Inconvénients du gaz-lift**
Faible coût d'investissement pour l'équipement du puits	Nécessité de disposer d'une source de gaz
Bonne adaptation aux puits déviés	Consommation importante de gaz pour les puits à forte teneur en eau
Fonctionnement possible en présence de sable	Difficultés de redémarrage liées aux régimes transitoires
Réduction des équipements en surface au niveau du puits	Besoin d'installations de surface importantes (compresseurs)
Interventions sur puits simples et légères	Sensibilité du système à la pression en tête de puits
Possibilité de réaliser des traitements chimiques	Temps de mise en œuvre relativement long
Utilisation du gaz produit directement sur site	Efficacité limitée en cas de forte déplétion du réservoir
Grande flexibilité d'exploitation	Risques de corrosion dus au gaz
Adapté aux grandes profondeurs	Problèmes potentiels de formation d'hydrates
	Nécessité d'adapter le casing au système de gaz-lift
	Fonctionnement sous haute pression
	Rendement relativement faible (10 à 30 %)

I.2.2. Généralités sur les hydrates et la déshydratation

L'utilisation du gas-lift dans les puits à basse pression peut être perturbée par la formation de dépôts cristallins obstruant les conduites. Initialement confondus avec de la glace, ces dépôts sont en réalité des hydrates de gaz naturel, qui se forment à des températures et pressions spécifiques, souvent supérieures au point de congélation de l'eau. Il s'agit de composés d'inclusion formés entre l'eau et certains gaz comme le méthane.

La déshydratation est une méthode efficace pour prévenir la formation de ces hydrates,

notamment au niveau des équipements sensibles tels que la vanne CAMCO située à l'entrée du puits.

I.2.2.1. Hydrates

Les hydrates sont des solides cristallins ressemblant à de la neige, de faible densité (environ 800 à 900 kg/m³), pouvant flotter sur l'eau. Leur formation dans les conduites d'hydrocarbures peut entraîner des obstructions complètes, causant des arrêts de production, des coûts de maintenance élevée et des risques pour la sécurité liée à leur instabilité et au gaz piégé. Sur le plan structural, les hydrates sont constitués d'un réseau de molécules d'eau liées par des liaisons hydrogène, formant des cavités qui emprisonnent des molécules de gaz. La stabilité de ces structures est assurée par des interactions de type Van der Waals entre l'eau et les molécules encapsulées. (Figure I.3)

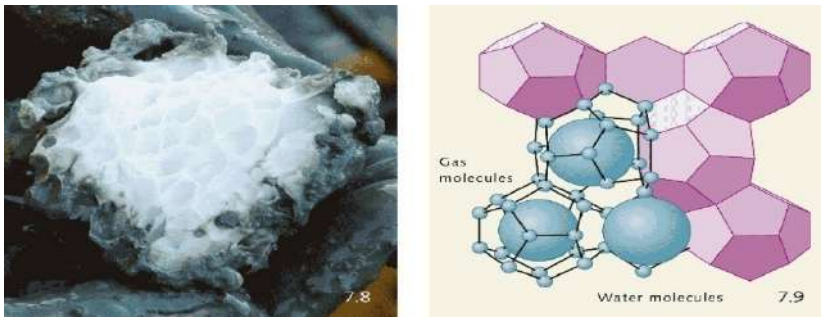


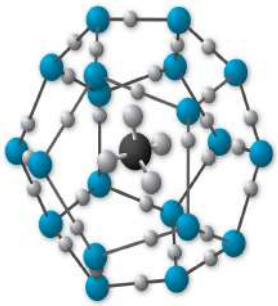
Figure I.3 : Hydrates solides cristallins

Les hydrates de gaz sont des structures cristallines similaires à la glace qui se forment lorsque des gaz de faible densité, tels que le méthane, l'éthane ou le dioxyde de carbone, s'associent à l'eau sans former de liaison chimique. Ils se solidifient dans des conditions de basse température et de pression modérée. La majorité des hydrates naturels sont constitués de méthane, d'où l'utilisation fréquente des termes « hydrates de gaz » et « hydrates de méthane » comme synonymes. Sur Terre, ils se trouvent principalement dans les sédiments marins et les zones de pergélisol. Ils pourraient également exister sur d'autres planètes.

Les hydrates de gaz présentent un intérêt important car ils pourraient contenir une quantité de carbone environ deux fois supérieure à celle des réserves mondiales de charbon, pétrole et gaz naturel réunies, ce qui en fait une ressource énergétique potentielle. Leur décomposition peut libérer du méthane, un puissant gaz à effet de serre influençant le climat.

De plus, une libération brutale de méthane sous pression peut provoquer des glissements sous-marins susceptibles de générer des tsunamis. Enfin, les hydrates océaniques sont parfois associés à des écosystèmes biologiques particuliers fonctionnant par chimiosynthèse (Figure I .4) [4].





© oceanexplorer.noaa.gov

Figure I.4: La forme d'hydrate de méthane.

I.2.2.1.1. Structures des hydrates de gaz (I, II et H)

Les hydrates de gaz se présentent sous différentes structures cristallines dépendant des conditions de pression et de température ainsi que de la taille des molécules de gaz piégées dans le réseau d'eau. La structure I (sI) est formée dans des conditions d'équilibre où la maille cristalline contient 46 molécules d'eau associées à des gaz légers tels que le méthane, l'éthane ou le dioxyde de carbone. Elle est constituée de 2 petites cavités (M1, de type 5^{12}) et de 6 grandes cavités (M2, de type $5^{12}6^2$), soit une organisation globale notée 2M1 – 6M2 – 46H_2O. La structure II (sII) comprend une maille de 136 molécules d'eau pouvant accueillir des hydrocarbures plus volumineux comme le propane, l'isobutane ou l'azote. Elle contient 16 petites cavités (M1) et 8 grandes cavités (M3, de type $5^{12}6^4$), avec la possibilité de loger jusqu'à 24 molécules invitées, soit une organisation 16M1 – 8M3 – 136H_2O [5].

La structure H (sH) est constituée de 34 molécules d'eau formant 6 cavités, dont une cavité principale de grande taille capable d'accueillir des molécules relativement lourdes. Elle est décrite par l'organisation 3M1 – 2M2 – 34H_2O, où M1 correspond aux petites cavités et M2 aux cavités intermédiaires (Figure I.5) [6].

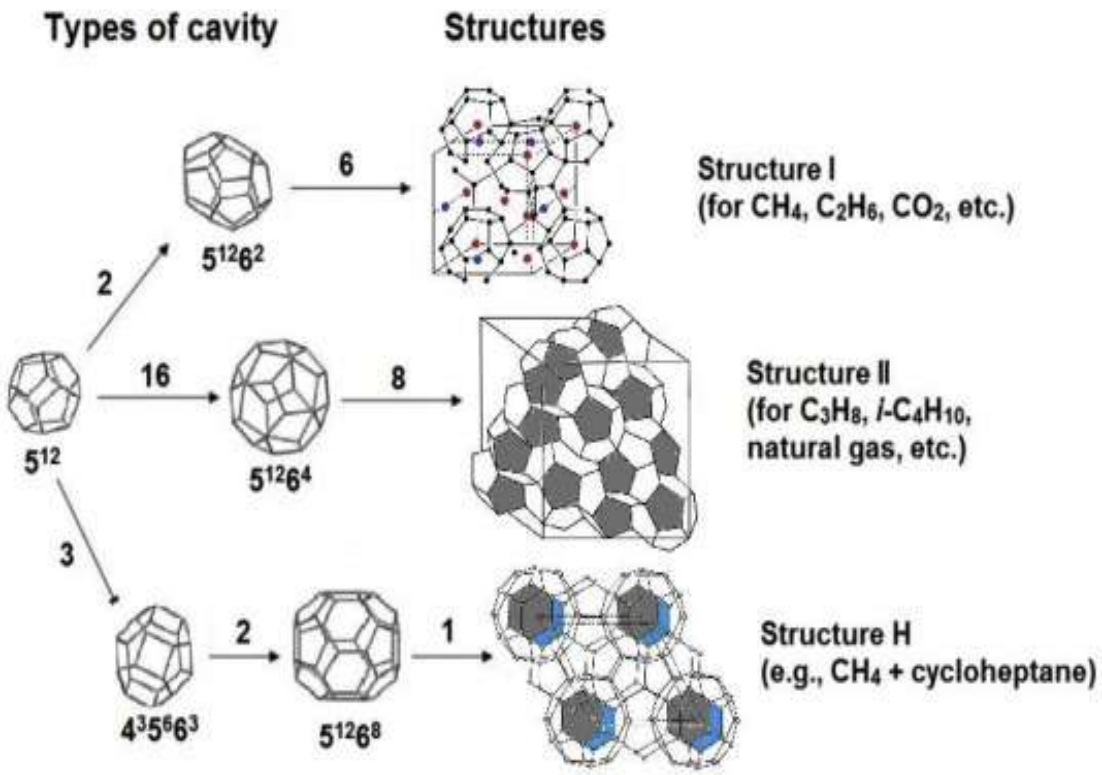


Figure I.5: Structures des hydrates de gaz (I, II et H)

I.2.2.2. Déshydratation

La déshydratation des gaz est une étape clé du traitement du gaz naturel visant à assurer la sécurité des installations, la continuité de production et à prévenir la formation d'hydrates. Ces hydrates peuvent être évités en sortant des conditions thermodynamiques favorables à leur apparition, soit par augmentation de la température, soit par diminution de la pression. Lorsque ces solutions ne sont pas suffisantes, on réduit la teneur en eau du gaz ou on utilise des inhibiteurs.

Le chauffage des conduites permet de maintenir le gaz au-dessus de la température de formation des hydrates, mais il est surtout efficace sur de courtes distances, l'isolation devenant coûteuse et inefficace sur de longs tronçons. La réduction de pression peut également limiter la formation des hydrates, mais elle entraîne souvent une baisse de température, ce qui limite son efficacité. Elle doit être appliquée avec précaution, généralement sur des sections isolées et de manière contrôlée afin d'éviter les risques liés aux bouchons d'hydrates.

I.2.2.2.1. Utilisation des inhibiteurs

Les inhibiteurs sont des substances utilisées pour prévenir la formation des hydrates en agissant comme des antigels. Ils sont miscibles avec la phase gazeuse et modifient la fugacité

de l'eau, ce qui permet d'abaisser la température de formation des hydrates.

Parmi les inhibiteurs salins, l'efficacité dépend du cation présent, selon l'ordre : Al^{3+} > Mg^{2+} >Ca^{2+} > Na^{+} > K^{+}. Les alcools, notamment les glycols et le méthanol, sont également largement utilisés dans l'industrie.

L'ammoniac est un inhibiteur très efficace, mais son utilisation est limitée en raison de sa toxicité, de sa corrosivité et de sa capacité à réagir avec le CO_2 pour former des dépôts solides. La mon éthanolamine (MEA) peut aussi être utilisée à des concentrations contrôlées.

Enfin, de nouveaux additifs à faible dosage permettent de limiter l'agglomération et la croissance des hydrates, améliorant ainsi la sécurité des installations [7].

I.2.2.2.2. Déshydratation par absorption

La déshydratation par absorption est un procédé dans lequel le gaz naturel est mis en contact à contre-courant avec un solvant ayant une forte affinité pour l'eau, généralement un glycol. Le gaz déshydraté est récupéré en tête de colonne, tandis que le solvant enrichi en eau est extrait en bas de l'unité, puis régénéré par chauffage avant d'être recyclé.

Les solvants les plus utilisés sont les glycols, notamment le di éthylène glycol (DEG) et le tri éthylène glycol (TEG), principalement employés dans les gazoducs pour atteindre des points de rosée compris entre -20 °C et -50 °C. Ils sont moins adaptés aux procédés cryogéniques.
Le méthanol peut également être utilisé, notamment par injection ponctuelle dans les conduites de transport ou les unités de traitement, afin de limiter ou d'éliminer la formation d'hydrates.

I.3.Technique des déshydratations de gaz lift

I.3.1. Déshydratation des gaz lift par échangeur de chaleur

Dans les environnements industriels, l'échangeur de chaleur constitue un dispositif clé dans toute stratégie de gestion et d'optimisation énergétique. En effet, une proportion très importante de l'énergie thermique utilisée dans les procédés industriels (environ 90 %) passe au moins une fois par un échangeur de chaleur, que ce soit au sein des procédés eux-mêmes ou dans les systèmes de récupération de cette énergie.
Ces équipements sont largement employés dans divers secteurs tels que l'industrie (chimie, pétrochimie, sidérurgie, agroalimentaire, production d'énergie, etc.), les transports (automobile, aéronautique) ainsi que dans les domaines résidentiel et tertiaire (chauffage, climatisation, etc.).

Le choix d'un échangeur de chaleur adapté à une application spécifique repose sur plusieurs critères, notamment les plages de température et de pression des fluides, leurs propriétés physiques et leur caractère corrosif ainsi que les contraintes liées à la maintenance et à l'encombrement.

Il est donc clair qu'un échangeur de chaleur correctement sélectionné, dimensionné et conçu pour être exploité, permet d'améliorer significativement le rendement énergétique des procédés.

I.3.1.1. Généralités sur le transfert de chaleur

Le transfert de chaleur correspond au passage d'énergie thermique entre des corps ayant des températures différentes [8]. Il se fait selon trois modes principaux : la conduction, la convection et le rayonnement, qui peuvent agir simultanément mais dont l'un est généralement dominant selon les situations [9].

Conduction : est le transfert de chaleur à travers un milieu matériel dû aux interactions entre particules, sans déplacement global de matière. Elle est le mode principal dans les solides opaques, tandis que dans les fluides elle peut coexister avec la convection et le rayonnement. Le flux thermique dépend de la différence de température et de la surface d'échange [10] (Figure I.6). L'échange thermique par conduction est décrit par la loi de Fourier qui s'exprime à l'aide des grandeurs suivantes :

$$dQ/d\,t = -\lambda S\, d\,T/d\,L$$

dQ : quantité de chaleur transférée

dt: durée du transfert

dT : variation de température

dL: épaisseur du matériau traversé par le flux thermique

S : surface de passage du flux de chaleur

λ : coefficient de conductivité thermique du matériau



Figure I.6 :Mode de transfert de chaleur par conduction

Convection

La convection est un mode de transfert de chaleur entre un fluide en mouvement et un autre milieu, dû à une différence de température. Elle se manifeste par des déplacements de matière qui transportent la chaleur.

Elle peut être naturelle, lorsque le mouvement du fluide est causé par des variations de densité liées à la température, ou forcée, lorsqu'il est provoqué par des dispositifs mécaniques comme des pompes ou des ventilateurs.

Dans un fluide en écoulement, la convection s'accompagne souvent de conduction et, dans certains cas, de rayonnement si le fluide est transparent (Figure I.7) [10].

$$Q_c = h\, S(T_s - T_f)$$

Le flux de chaleur par convection est donné par :

Qc : flux thermique (W)

h : coefficient d'échange thermique ($W/m^2 \cdot °C$)

S : surface d'échange (m^2)

(Ts−Tf) : différence de température entre la surface solide et le fluide

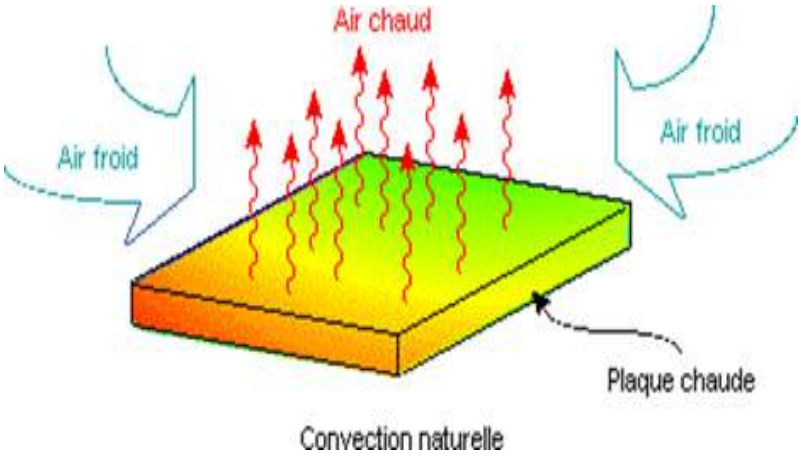


Figure I.7 : Mode de transfert de chaleur par convection naturelle

Rayonnement

Le rayonnement thermique est un mode de transfert d'énergie sous forme d'ondes électromagnétiques émises par tout corps chauffé. Il ne nécessite aucun support matériel et se propage comme la lumière.

Lorsqu'il atteint un corps, le rayonnement peut être partiellement absorbé, réfléchi ou transmis, selon les propriétés du matériau. L'échange thermique entre deux corps à températures différentes résulte de l'émission et de l'absorption de ce rayonnement.

Ce mode de transfert existe dans tous les milieux et devient dominant à haute température, alors qu'il est souvent négligeable à température modérée. Il est régi par la loi de Stefan-Boltzmann et peut également intervenir lors de phénomènes avec changement de phase comme l'ébullition ou la condensation [10] (Figure I .8).

$$\mathbf{Q = S.\delta T^4}$$

δ: constante égale à 5,756. 10-8 W/m^2

S: surface l'échanger(m^2).

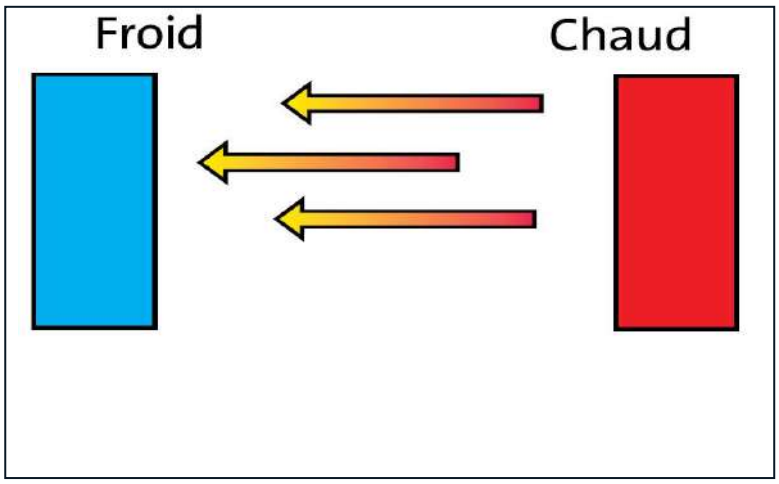


Figure I.8: Mode de transfert de chaleur par rayonnement.

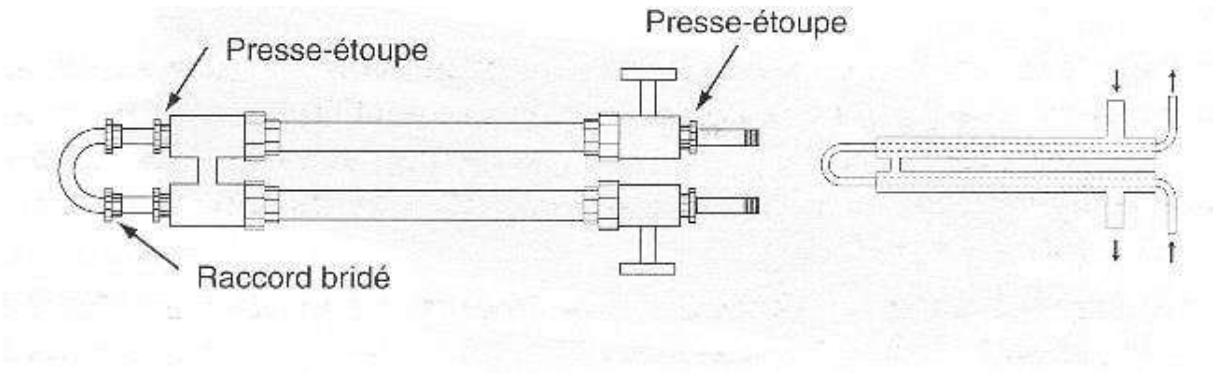
I.3.1.2. Description des échangeurs de chaleur

Les échangeurs de chaleur sont des équipements permettant le transfert thermique à basses et moyennes températures sans changement de phase.

I.3.1.2.1. L'échangeur à double tube

Ce type des échangeurs est constitué de deux tubes concentriques formant un circuit où les fluides circulent en parallèle ou en contre-courant. Les éléments sont assemblés par des raccords démontables, facilitant la maintenance et le remplacement des composants.

Les problèmes de dilatation thermique et d'étanchéité sont résolus par des dispositifs tels que les presse-étoupes ou les joints toriques. Les tubes sont généralement en acier, avec des longueurs standard de 3,6 m à 6 m, bien que des matériaux comme le verre ou le graphite puissent être utilisés dans des applications spécifiques.(Figure I.9) [11].



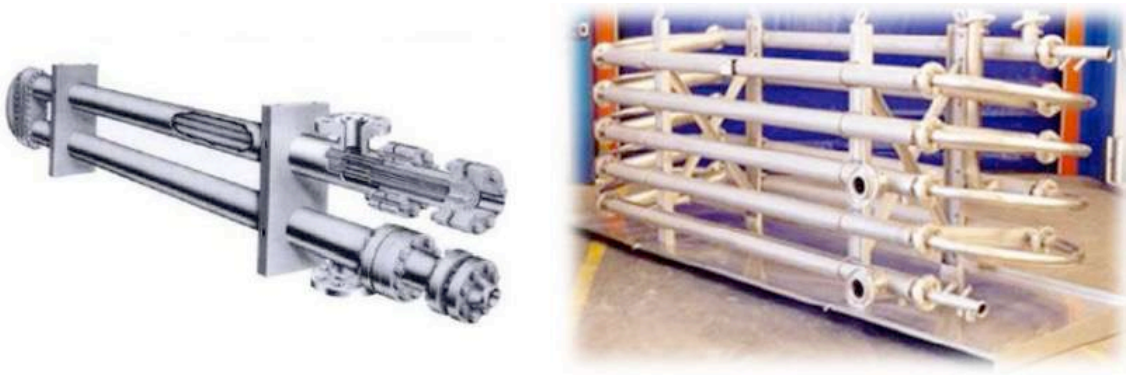


Figure I.**9**: Schéma d'échangeur double tube.

I.3.1.2.2. Échangeur faisceau et calandre

Les échangeurs à faisceau tubulaire et calandre sont des équipements couramment utilisés dans les industries chimiques et pétrochimiques pour le transfert de chaleur entre deux fluides.

Ils sont constitués d'un faisceau de tubes placé dans une calandre : un fluide circule à l'intérieur des tubes, tandis que l'autre circule à l'extérieur. Le faisceau est fixé par des plaques tubulaires et des boîtes de distribution permettant plusieurs passes du fluide.

Des chicanes sont installées dans la calandre pour guider l'écoulement du fluide externe et améliorer l'efficacité des échanges thermiques [12] (Figure I.10).

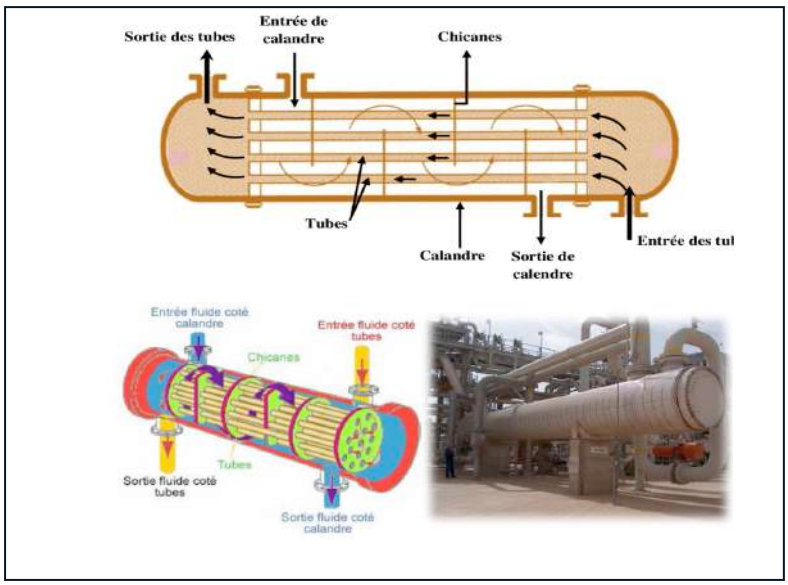


Figure I.**10 : Schéma et photographie d'un échangeur à faisceau de tube et calandre**

I.3.1.2.3.Calandre

La calandre d'un échangeur n'est pas normalisée pour son diamètre extérieur, mais son diamètre intérieur doit respecter les normes TEMA. Les plaques tubulaires, quant à elles, sont des

éléments perforés servant à fixer les tubes à leurs extrémités. Elles peuvent être en acier ordinaire ou spécial, mais restent des zones sensibles à la corrosion et aux contraintes thermiques dues aux dilatations différentielles. La fixation des tubes se fait par mandrinage, Gougeon nage ou soudage, notamment pour les applications à haute pression (Figure I.11).



Figure I.11: plaque tubulaire

I.3.1.2.4. Faisceau tubulaire

Dans les échangeurs de chaleur, seuls les tubes à section circulaire sont utilisés. Leur géométrie influence directement les performances thermiques, car le transfert de chaleur se fait à travers leur surface. Ils doivent être conçus pour résister aux conditions de température et de pression, aux contraintes thermiques ainsi qu'à la corrosion des fluides circulants.
(Figure I.12).



Figure I.12: **Schéma descriptif du faisceau de tube en U.**

I.3.1.2.5. Échangeurs à plaque tubulaire fixes

Le soudage direct des plaques tubulaires à la calandre est une solution économique permettant d'optimiser le nombre de tubes dans un échangeur. Cependant, ce type de conception est limité aux faibles écarts de température entre les fluides afin de réduire les effets de dilatation. De

plus, le nettoyage de l'extérieur des tubes ne peut se faire que chimiquement, ce qui restreint son utilisation [13] (Figure I.13).

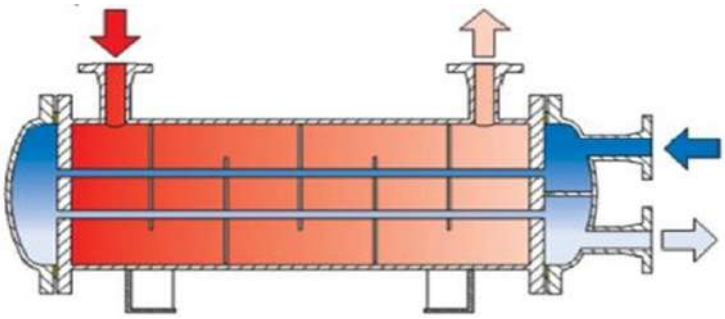


Figure I.**13**: Échangeur a plaque tubulaire fixe.

I.3.1.2.6. Échangeurs à tubes en U

Les tubes en U (ou en épingle à cheveux) permettent de supprimer une plaque tubulaire tout en assurant une bonne dilatation du faisceau. Cependant, cette conception limite le nettoyage mécanique interne des tubes et réduit le nombre de tubes installables en raison du rayon de cintrage, qui impose un espace libre au centre du faisceau. Ce type de faisceau est principalement utilisé dans les rebouilleurs [14] (Figure I.14).

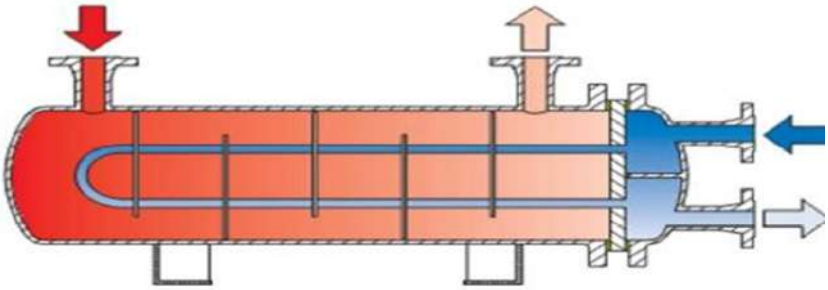


Figure I.**14**: Échangeur à tube en U**.**

I.3. 1.2.7. Échangeurs à tête flottante

L'une des plaques tubulaires est fixe et maintenue entre les brides de la calandre et de la boîte de distribution. La seconde plaque, de diamètre inférieur à celui de la calandre, est mobile (Figure I. 15). Ces appareils permettent à la fois l'expansion thermique du faisceau et son nettoyage mécanique. Ils représentent la majorité des échangeurs utilisés dans l'industrie pétrochimique.

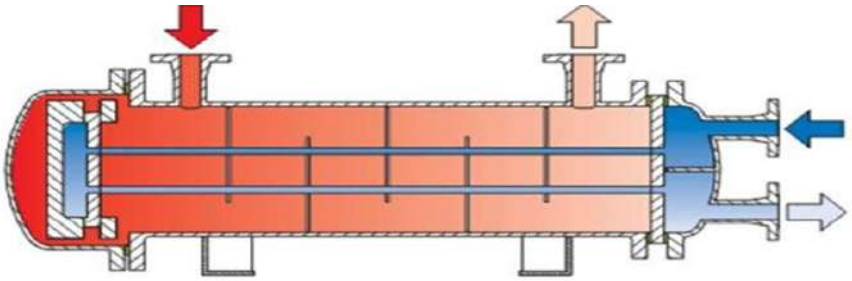


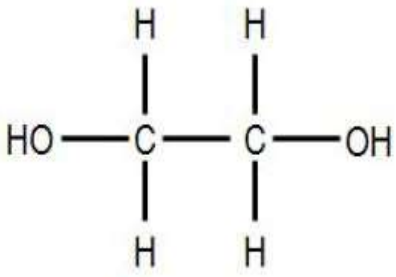
Figure I.**15**: Échangeur à tête flottante

I.3.2. Déshydratation des gaz lift par l'injection de glycol

I .3.2.1. Glycol

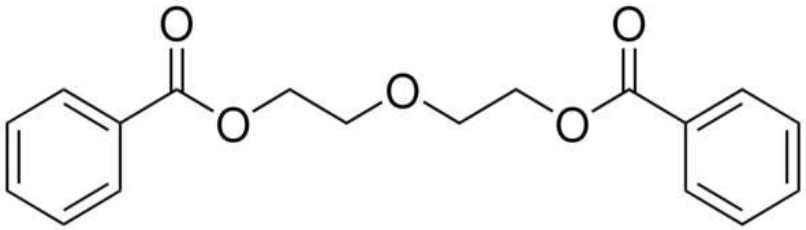
Les diols (ou glycols) sont des composés organiques contenant au moins deux groupes hydroxyles (-OH). Ils peuvent être classés en diols géminals, lorsque les groupes -OH sont sur le même atome de carbone, ou en diols vicinaux lorsqu'ils sont portés par deux carbones voisins [15].

Le terme glycol désigne également certains polymères comme le PEG, le PPG et le PTMG. Dans l'industrie, les glycols tels que le monoéthylène glycol (MEG), le di éthylène glycol (DEG) et le tri éthylène glycol (TEG) sont largement utilisés pour la déshydratation du gaz naturel grâce à leur stabilité thermique, leur faible volatilité et leur capacité à être facilement régénérés et recyclés.



I.3.2.2.Di-éthylène glycol

Le di-éthylène glycol (DEG) est l'un des composés les plus simples appartenant à la famille des glycols, et plus précisément des diols. Il est largement utilisé comme antigel, notamment dans les liquides de refroidissement des automobiles. À température ambiante, il se présente sous la forme d'un liquide incolore, visqueux et sans odeur. De plus, il est peu volatil grâce à sa faible pression de vapeur et se mélange totalement à l'eau [16].



I.3.2.2.1. Utilisation du di-éthylène glycol

Le di éthylène glycol (DEG) est un composé utilisé principalement comme antigel, agent réfrigérant et dégivrant pour les pare-brise et certains moteurs. Dans l'industrie pétrochimique, il intervient dans la fabrication de fibres et résines polyester, notamment le PET utilisé pour les bouteilles plastiques, ainsi que dans la conservation de tissus biologiques à basse température. Grâce à sa forte capacité d'absorption de l'eau et sa faible volatilité, le DEG est aussi largement utilisé pour la déshydratation du gaz naturel. Dans les colonnes d'absorption, il capte l'eau du gaz puis est récupéré et recyclé en continu. Il est également utilisé dans certaines étapes de production de vaccins, sans en faire partie [17].

I.3.2.3. Choix du glycol

Le choix d'une solution de glycol pour la déshydratation dépend principalement de son hygroscopicité, c'est-à-dire de sa capacité à absorber l'eau. Cette propriété est liée à la concentration du glycol et à sa forte affinité moléculaire avec l'eau, favorisée par la présence de groupes hydroxyles capables de former des liaisons hydrogène. Les glycols les plus utilisés dans la déshydratation du gaz naturel sont le MEG, le DEG et le TEG, en raison de leur bonne stabilité thermique, de leur faible pression de vapeur et de leur facilité de récupération et de régénération par distillation avant recyclage dans le procédé.

I.3.2.4. Différents types de glycol

Les principaux types de glycol utilisés dans l'industrie, les systèmes de refroidissement et les applications chimiques sont (Tableau I. 4) :

Tableau I.4 : Les différents types de glycol

Nom	Formule	Application
Ethylene glycol (EG)	$C_2H_6O_2$	Utilisé comme antigel, fluide caloporteur et dans la fabrication des polymères.
Propylène glycol (PG)	CH_3CHCH_2OH	Utilisé dans l'agroalimentaire, les cosmétiques, les produits pharmaceutiques et les circuits de refroidissement
Di éthylène glycol (DEG)	$C_4H_{10}O_3$	Utilisé comme solvant, dans les résines et certains fluides industriels
Tri éthylène glycol (TEG)	$C_6H_{14}O_4$	Principalement utilisé pour la déshydratation du gaz naturel et comme agent absorbant l'humidité

I.3.2.5. Fabrication des glycols

L'oxydationdel'éthylènesefaitdirectementenprésenced'uncatalyseuràl'argent, à température élevée[18]. La réaction est la suivante :

$$C_2H_4+1/2\ O_2 \longrightarrow C_2H_4O+103,4KJ/Mol.$$

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

$$C_2H_4+3O_2 \longrightarrow 2CO_2+2H_2O+1323Kj/mole$$

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

Lesglycolssontensuiteobtenusàpartirdel'oxydeéthylèneselonlesréactionssuivantes :
Toutes ces réactions ont lieu en phase liquide, à haute température.

a- $C_2H_4O+H_2O \longrightarrow HOCH_2\text{-}CH_2\text{-}OH(MEG)$

b- $HO\ CH_2\text{-}CH_2OH+C_2H_4O \longrightarrow H(OCH_2\text{-}CH_2)_2OH(DEG)$

c- $H\ (OCH_2\text{-}CH_2)_2OH+C_2H_4O \longrightarrow H(OCH_2\text{-}CH_2)_3OH\ (TEG).$

I.3.2.6. Propriétés physico-chimiques des glycols

Les glycols sont des composés de la famille des diols contenant au moins deux groupes hydroxyles (-OH), ce qui leur confère une forte polarité et une grande affinité pour l'eau. Ils se présentent généralement sous forme de liquides visqueux, incolores et hygroscopiques, avec des points d'ébullition élevés et une faible volatilité. Chimiquement stables, ils peuvent toutefois subir certaines réactions comme l'oxydation ou l'estérification. Grâce à leurs propriétés, notamment leur miscibilité avec l'eau et leur capacité à absorber l'humidité, ils sont largement utilisés comme antigels, solvants et agents de déshydratation du gaz naturel (TableauI.5).

Tableau I.5: Propriétés physicochimiques des glycols

	MEG	**DEG**	**TEG**
Formule	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Masse molaire [kg/kmol]	62.07	106.12	150.17
Point d'ébullition normale[°C]	197.1	245.3	288.0
Pression de vapeur à25°C [Pa]	12.24	0.27	0.05
Densitéà25°C [kg/m^3]	1110	1115	1122
Viscositéà25°C [cP]	17.71	30.21	30.73
Viscositéà60°C [cP]	5.22	7.87	9.89
Température maximale recommander de la régénération[°C]	163	177	204
Débit de la composition[kg/h]	-	240	240

Dans la Figure I - 16, le graphique illustre le comportement de la pression de vapeur de différents glycols purs en fonction de la température. Dans le contexte d'un système de déshydratation du gaz par injection de glycol uniquement, ce graphique est utile pour comprendre le comportement du glycol lors du processus de régénération. Plus la température du glycol dans la colonne de régénération augmente, plus sa pression de vapeur augmente. Cela signifie que le glycol s'évapore plus facilement à des températures élevées, ce qui peut entraîner des pertes de glycol avec la vapeur d'eau libérée. Il est donc nécessaire de contrôler la température de régénération pour éviter les pertes de glycol tout en maintenant une efficacité d'élimination de l'eau. Le graphique montre également que l'éthylène glycol a la pression de vapeur la plus élevée par rapport aux autres glycols, ce qui le rend le plus sensible aux pertes à haute température (Figure I.16).

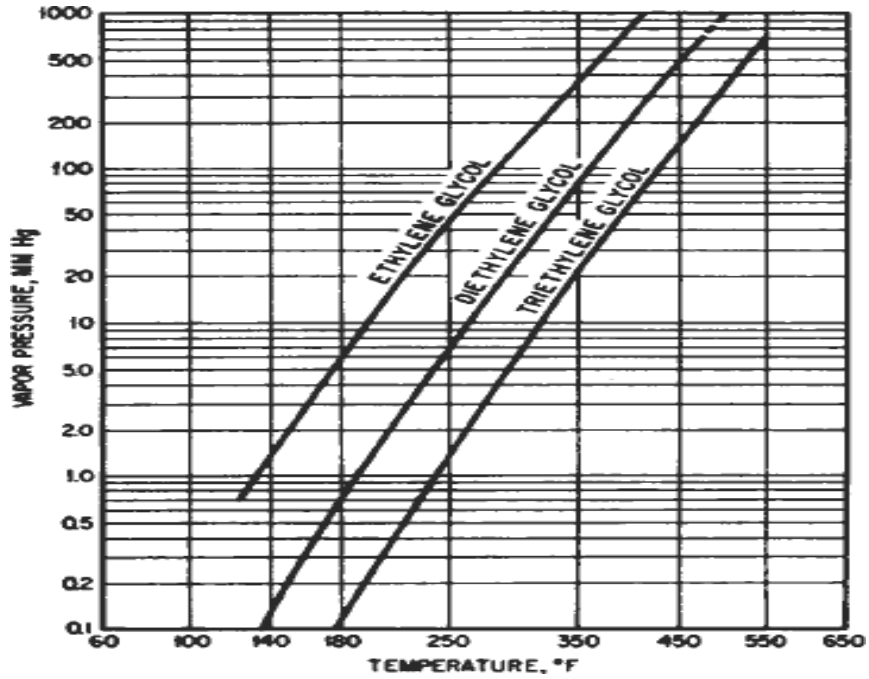


Figure I.**26**:Pressionn évapeur pour les glycols pur

I.3.2.7. Choix du type de glycol

Parmi les différents glycols utilisés, le di-éthylène glycol est généralement considéré comme le plus adapté pour l'inhibition des hydrates. Grâce à sa masse molaire relativement faible, il offre une meilleure efficacité, à concentration massique égale, comparativement au tri-éthylène glycol et au tétra-éthylène glycol. Toutefois, le recours au di-éthylène glycol peut également être motivé par la volonté de limiter les pertes de solvant dans le gaz.

Par ailleurs, lorsque le gaz subit une déshydratation après l'étape de transport, l'utilisation du di-éthylène glycol comme inhibiteur présente l'avantage de permettre l'emploi d'un seul et même solvant aussi bien durant le transport que pendant la phase de déshydratation.

I.3.2.7.1. Critère de choix du DEG

Le di-éthylène glycol (DEG) utilisé dans la région de TFT, a été choisi selon les critères suivants :

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

- ✓ Basse température de cristallisation.

I.3.2.7.2. Choix du DEG à 90 % en poids

La température minimale enregistrée, en période hivernale, au niveau des régions TFT et TFN est de −4 °C. Dans ces conditions, il est possible d'utiliser une concentration de DEG comprise entre 58 % et 94 % en poids. Cette plage est déterminée, d'une part, par la concentration minimale nécessaire pour assurer une inhibition efficace des hydrates selon l'équation de Hamme Schmidt, et d'autre part, par la limite de cristallisation de la solution de DEG aux températures les plus basses rencontrées.

Absorption d'eau par le glycol

Dans la Figure I. 17, le graphique illustre la variation du coefficient d'activité de l'eau dans une solution d'éthylène glycol en fonction du pourcentage pondéral d'éthylène glycol (de 0 % à 80 %) et à différentes températures allant de -40 °F à 100 °F. On observe que le coefficient d'activité de l'eau diminue lorsque la concentration en glycol augmente, et qu'il augmente avec la température pour une même concentration.

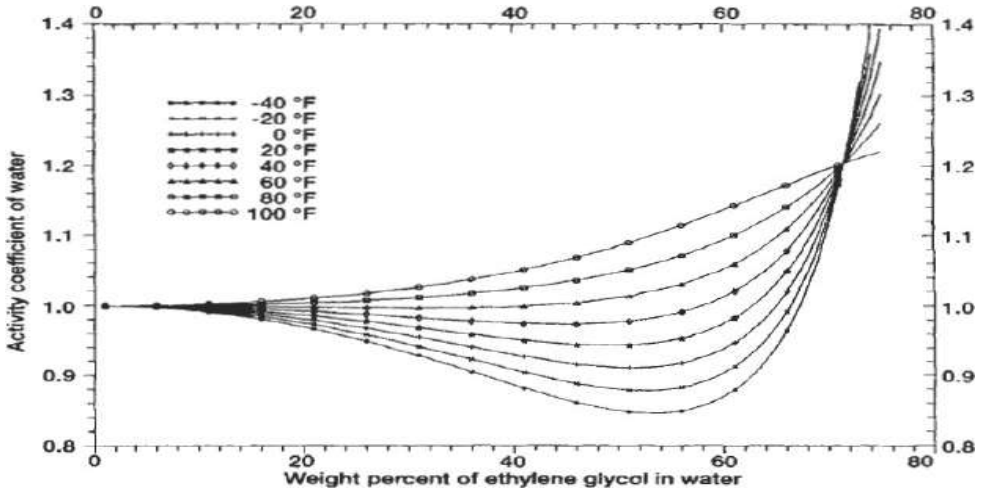


Figure I.17: Coefficient d'activité de l'eau dans la solution d'éthylène glycol.

I.3.2.8. Avantages et les inconvénients des glycols

Ce tableau I-6 présente un aperçu concis des avantages et des inconvénients associés à trois types de glycol, à savoir le MEG, le DEG et le TEG. Pour le MEG, ses avantages sont sa capacité à fonctionner à basse température et son coût moyen, tandis que son inconvénient est qu'il présente parfois de la mousse, ce qui nécessite l'ajout d'antimousse ou d'inhibiteurs.

Concernant le DEG, son avantage est qu'il ne se dégrade pas lorsqu'il est utilisé en solution concentrée, et ses inconvénients sont qu'il est difficilement régénéré à 95 % et que la différence du point de rosée entre l'entrée et la sortie de l'absorbeur est minime par rapport au TEG. Enfin, pour le TEG, ses avantages sont qu'il ne se dégrade pas en solution concentrée, qu'il est stable en présence de soufre, d'oxygène et de CO_2, et qu'il est moins coûteux par rapport aux autres, tandis que ses seuls inconvénients mentionnés dans le tableau sont qu'il est très coûteux et qu'il présente quelques tendances au moussage, ce qui nécessite également l'ajout d'antimousse ou d'inhibiteurs (Tableau I.6).

Tableau I.6 : Avantages et les inconvénients des glycols

Glycol	**Avantages**	**Inconvénients**
MEG	Travaille à basse temperature. Un coût moyen.	Présente que lqueten danc eau moussage, donc il exige l'anti moussage ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter.
DEG	Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. Stable en présence de soufre, oxygène, et de CO_2. Moins coûteux par rapport aux autres.	Difficile mentré généré à 95%. Une différence du point de rosée entre l'entrée et la sortie de l'absorber minimale par rapport au TEG.
TEG	Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. Stable en présence de soufre, oxygène, et de CO_2. Solubilité négligeable pour les hydrocarbures. Grande différence du point de rosée à la sortie de l'absorbeur.	Très coûteux. Présente quelques tendances au moussage donc il exige l'anti moussage ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter.

Conclusion

L'étude des généralités sur le champ de Tin FouyéTabankort et sur la problématique des hydrates permet de tirer plusieurs enseignements fondamentaux. D'une part, le gaz-lift apparaît comme une méthode de production adaptée aux puits déplétés de la région, mais sa fiabilité est fortement dépendante des conditions climatiques. D'autre part, la formation des hydrates, qui résulte de la combinaison de basses températures (environ 4 °C en hiver), de hautes pressions et de la présence d'eau, constitue une contrainte majeure pouvant obstruer les équipements sensibles comme la vanne CAMCO. L'analyse des structures cristallines (I, II et H) a montré que ces composés d'inclusion se forment à des températures souvent supérieures au point de congélation de l'eau, ce qui exclut une simple interprétation en termes de givrage. Parmi les solutions de déshydratation présentées, deux voies se distinguent pour une application en tête de puits : l'injection de glycols, notamment le di éthylène glycol (DEG) choisi pour sa faible volatilité, sa stabilité thermique et son efficacité à des concentrations comprises entre 58 % et 94 %, et le traitement thermique par échangeurs de chaleur. Ce premier chapitre a donc permis de caractériser le contexte opérationnel et les bases théoriques nécessaires. Le chapitre suivant sera consacré à la mise en œuvre pratique de ces deux méthodes de déshydratation sur le site de TFT.

Chapitre II

Méthode pratique de déshydrations des gaz

Chapitre II : Méthode pratique déshydrations des gaz

II.1 Introduction

Après avoir présenté dans le chapitre précédent le contexte du champ TFT et les bases théoriques sur les hydrates, ce deuxième chapitre est consacré à la description pratique des deux systèmes de déshydratation utilisés en tête de puits. Le premier système est l'injection de di éthylène glycol (DEG). Le second système est l'échangeur de chaleur utilisant la chaleur du pétrole produit. Pour chaque système, nous décrirons sa composition et son principe de fonctionnement à l'aide d'images et de schémas.

II.2. Description des deux méthodes de déshydratation

Il existe deux méthodes de déshydratation. La première est la méthode par injection de glycol, décrite ci-dessous.

II.2.1 Description de la méthode de déshydratation par l'injection de glycol

Le système d'injection de glycol est constitué de plusieurs équipements installés en surface, à proximité immédiate de la tête de puits. Ces équipements travaillent en synergie pour assurer une injection continue, contrôlée et fiable du glycol dans la conduite de gaz, juste avant la zone critique où les hydrates ont tendance à se former. Voici, dans l'ordre du circuit, les composants principaux de ce système [19].

II.2.1.1. Composants du système

a) Réservoir de stockage du glycol

Le réservoir de stockage est un réservoir cylindrique vertical en acier au carbone, spécialement conçu pour résister aux conditions climatiques sévères du site. Il est installé sur une dalle en béton à une distance appropriée de la tête de puits, pour des raisons de sécurité et de facilité d'accès. Sa capacité est dimensionnée pour assurer une autonomie suffisante en période hivernale lorsque la consommation est maximale. Le réservoir contient du diéthylène glycol (DEG) à une concentration massique de 90 %. Il est équipé d'un indicateur de niveau à cadran pour une lecture directe de la quantité restante, d'une vanne de purge au niveau inférieur pour éliminer les dépôts ou condensats, et d'un évent de sécurité pour éviter toute surpression (Figure II.18).



Figure II.18: Réservoir de stockage du glycol

b) Pompe d'injection

La pompe d'injection est une pompe volumétrique, généralement de type à piston ou à membrane. Ce type de pompe est choisi pour sa capacité à fournir un débit précis et constant indépendamment des variations de pression en aval. La pompe aspire le glycol depuis le réservoir à travers un filtre pour éviter l'introduction d'impuretés. Elle le refoule sous pression dans la ligne d'injection. La pression de sortie de la pompe doit être systématiquement supérieure à la pression du gaz circulant dans la tête de puits. Le débit de la pompe est contrôlé par une vanne de by-pass ou par un variateur de fréquence. Sur le site de TFT, le débit d'injection est ajusté quotidiennement par les opérateurs en fonction de la température ambiante et de la teneur en eau mesurée dans le gaz (Figure II.19).



Figure II.19: Pompe d'injection

c) Ligne d'injection

La ligne d'injection est une canalisation en acier inoxydable de faible diamètre nominal. L'acier inoxydable est choisi pour sa résistance à la corrosion que pourrait provoquer le glycol sur le long terme. Cette ligne relie la sortie de la pompe au point d'injection situé sur la tête de puits. Sa longueur varie selon l'éloignement du réservoir. La ligne est équipée de plusieurs éléments de sécurité : un clapet anti-retour à son extrémité pour empêcher tout reflux de gaz vers la pompe, une vanne d'isolement pour permettre la maintenance, et un manomètre pour surveiller la pression d'injection. Dans les parties exposées au froid, la ligne est protégée par une gaine thermique pour éviter le gel du glycol avant son injection (FigureII.20).



Figure II.20: Ligne d'injection

d) Point d'injection (vanne à aiguille)

Le point d'injection est situé juste en amont de la vanne CAMCO, à une distance très courte. La vanne CAMCO est l'élément le plus critique du système gaz-lift, car c'est à son niveau que la détente du gaz provoque une chute de température importante, favorisant ainsi la formation des hydrates. C'est pourquoi le glycol doit être injecté le plus près possible de cette vanne, juste avant elle. Le point d'injection se présente sous la forme d'un piquage soudé ou raccordé sur la conduite de gaz. Une vanne à aiguille est montée sur ce piquage ; elle permet un réglage extrêmement fin et précis du débit de glycol injecté.

II.2.1.2. Principe de fonctionnement

Le fonctionnement de l'injection de glycol repose sur un phénomène physique l'absorption. Le di éthylène glycol (DEG) possède dans sa structure moléculaire deux groupements hydroxyle (-OH). Ces groupements établissent des liaisons hydrogène fortes avec les molécules d'eau. Lorsque le glycol est injecté dans la conduite de gaz, il se mélange au gaz de manière turbulente, ce qui favorise le contact entre les molécules de glycol et les molécules d'eau. Le glycol capture alors la vapeur d'eau contenue dans le gaz. En absorbant l'eau, le glycol réduit considérablement la quantité d'eau libre disponible dans le gaz. Or, les hydrates ont besoin d'eau libre pour se former et cristalliser. Moins il y a d'eau, plus la température nécessaire à la formation des hydrates est basse. Ainsi, avec du glycol à 90 % injecté à un débit adapté, la température de formation des hydrates peut être abaissée bien en dessous des températures hivernales rencontrées sur le site. Dans les conditions hivernales de TFT, le gaz reste suffisamment sec pour qu'aucun hydrate ne se forme. Le glycol injecté n'est ni récupéré ni régénéré sur ce système ; il reste dans le gaz et suit son chemin vers les installations aval.

II.2.1.3. Installation

L'installation du système d'injection de glycol en tête de puits suit une procédure précise. Une dalle en béton est coulée à proximité de la tête de puits, sur un terrain stable et protégé des chocs. Le réservoir de stockage est déposé sur cette dalle et fixé par des patins de stabilisation pour résister aux vents violents. La pompe d'injection est montée sur le même socle ou sur un socle adjacent, et reliée au réservoir par une courte canalisation flexible avec un filtre à son extrémité plongeante dans le réservoir. La ligne d'injection en acier inoxydable est alors déroulée ou assemblée par raccords entre la sortie de la pompe et la tête de puits, et fixée le long des structures existantes par des colliers pour éviter les vibrations. À la tête de puits, un piquage est soudé ou raccordé sur la conduite de gaz, à une courte distance avant la vanne CAMCO. Une vanne à aiguille est montée sur ce piquage. La ligne d'injection est raccordée à cette vanne. Un clapet anti-retour est installé sur la ligne, le plus près possible du point d'injection, pour empêcher tout reflux de gaz. L'ensemble est testé sous pression pour vérifier l'absence de fuites, et la vanne à aiguille est étalonnée pour le débit souhaité. Une fois l'installation validée, le réservoir est rempli de glycol, et le système est mis en service (Figure II .21).

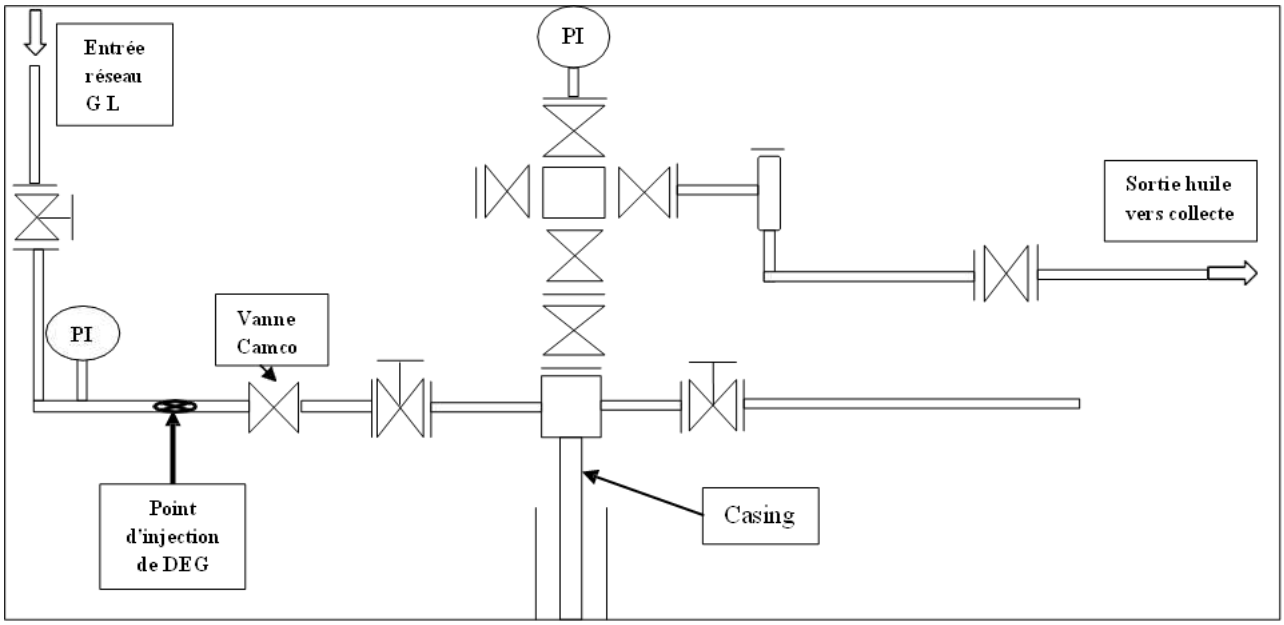


Figure II.21: Injection de glycol au niveau de tête de puits

II.2.2. Description la méthode de déshydratation par échangeur de chaleur

II.2.2.1. Composants du système

L'échangeur de chaleur utilisé sur le site de TFT est de type « faisceau et calandre ». Ce type d'échangeur est particulièrement adapté aux têtes de puits car il est robuste, simple à fabriquer, capable de résister à de très hautes pressions, et son encombrement réduit permet une installation directe en surface. Il se compose d'un faisceau et calandre placé à l'intérieur et d'équipements annexes qui permettent la circulation des deux fluides (gaz et pétrole) sans aucun mélange, tout en assurant un transfert de chaleur efficace. Voici les éléments qui constituent ce système [10].

a) Tube interne

Le tube interne est un tube en acier au carbone traité contre la corrosion. Le gaz froid circule à l'intérieur de ce tube. Pour des raisons d'encombrement, le tube peut être disposé en plusieurs passages, ce qui signifie que la longueur physique de l'échangeur est inférieure à la longueur développée du tube.

b) Tube externe

Le tube externe est également en acier au carbone. Ce tube entoure le tube interne, créant ainsi un espace annulaire (l'espace entre la paroi extérieure du tube interne et la paroi intérieure du tube externe). C'est dans cet espace annulaire que circule le pétrole chaud provenant du puits. Les deux tubes sont maintenus rigoureusement concentriques par des entretoises métalliques disposées régulièrement.

c) Entrée du gaz froid

L'entrée du gaz froid est située à une extrémité du tube interne. Cette ouverture est équipée d'une bride de raccordement et d'une vanne d'isolement à boisseau sphérique. La vanne permet d'isoler complètement l'échangeur du reste de la conduite en cas de besoin.

d) Sortie du gaz réchauffé

La sortie du gaz réchauffé se trouve à l'autre extrémité du tube interne, après que le gaz a parcouru tous les passages. Cette sortie est également équipée d'une bride et d'une vanne d'isolement. Cette conduite de sortie est directement reliée à la vanne CAMCO, sans longueur excessive, pour éviter tout refroidissement avant d'atteindre la zone critique (Figure II.22).



Figure II.22: Entrée du gaz froid et Sortie du gaz réchauffé

e) Entrée du pétrole chaud

L'entrée du pétrole chaud est située dans l'espace annulaire, à l'extrémité opposée à l'entrée du gaz. Cette disposition permet une circulation à contre-courant : le gaz froid entre là où le pétrole sort refroidi, et le gaz chaud sort là où le pétrole chaud entre. Le contre-courant maximise le transfert de chaleur car la différence de température entre les deux fluides reste élevée sur toute la longueur.

f) Sortie du pétrole refroidi

La sortie du pétrole refroidi se trouve à l'autre extrémité de l'espace annulaire, du même côté que l'entrée du gaz. À cette sortie, le pétrole a cédé une partie de sa chaleur au gaz (Figure II. 3).



Figure II.23: Entrée du pétrole chaud et Sortie du pétrole refroidi

g) Isolation thermique

Une couche d'isolation thermique entoure l'ensemble du tube externe sur toute sa longueur, ainsi que les conduites de gaz après l'échangeur jusqu'à la vanne CAMCO. L'isolant est généralement de la laine de roche ou de la mousse synthétique, protégé par une enveloppe extérieure résistant aux intempéries. Son rôle est essentiel : elle limite les pertes de chaleur vers l'air ambiant, surtout pendant les nuits d'hiver. Sans cette isolation, le gaz risquerait de perdre une partie de la chaleur gagnée avant d'atteindre la vanne CAMCO.

II.2.2.2. Principe de fonctionnement

Le fonctionnement de l'échangeur de chaleur repose sur un phénomène purement physique : la conduction thermique. Le pétrole qui sort du puits est naturellement chaud car il provient d'un réservoir profond où la température est élevée. Ce pétrole chaud est dirigé vers l'espace annulaire de l'échangeur. Simultanément, le gaz froid est dirigé vers le tube interne. Les deux fluides circulent à contre-courant pour maximiser le transfert de chaleur. La paroi métallique du tube interne est un bon conducteur de chaleur. La chaleur contenue dans le pétrole traverse cette paroi par conduction. Le gaz, en contact avec l'autre face de la paroi, reçoit cette chaleur et voit sa température augmenter progressivement tout au long de son parcours. À la sortie du tube interne, le gaz atteint une température largement supérieure à la température critique de formation des hydrates. Ainsi, lorsque le gaz traverse la vanne CAMCO, même la chute de température locale due à la détente ne suffit pas à le faire redescendre en dessous du seuil de formation des hydrates. Ce système n'utilise aucune source d'énergie externe ; il est entièrement passif et auto-alimenté par la chaleur naturelle du pétrole produit.

II.2.2.3. Installation

L'installation de l'échangeur de chaleur double tube en tête de puits est une opération minutieuse. Des supports métalliques robustes sont fixés sur la structure existante de la tête de puits pour maintenir l'échangeur horizontalement. Le tube interne, avec ses passages, est fabriqué en atelier et livré sur site. Il est déposé sur les supports et fixé. Le tube externe est assemblé autour du tube interne par sections, en veillant à positionner les entretoises pour garantir la concentricité parfaite. Les extrémités sont fermées par des plaques tubulaires ou des brides spéciales. Les connexions sont alors réalisées : l'arrivée du gaz froid est raccordée à l'entrée du tube interne via une bride et une vanne d'isolement ; la sortie du tube interne est raccordée à la conduite menant à la vanne CAMCO ; l'arrivée du pétrole chaud est raccordée à l'entrée de l'espace annulaire ; la sortie de l'espace annulaire est raccordée à la conduite d'évacuation du pétrole. Après vérification de l'étanchéité, l'isolation thermique est appliquée autour du tube externe et autour des conduites de gaz. Une enveloppe extérieure est fixée par-dessus l'isolation pour la protéger. Des vannes d'isolement supplémentaires sont installées à chaque entrée et sortie. Une fois l'installation terminée, l'échangeur est prêt à fonctionner de manière passive (Figure II .24).

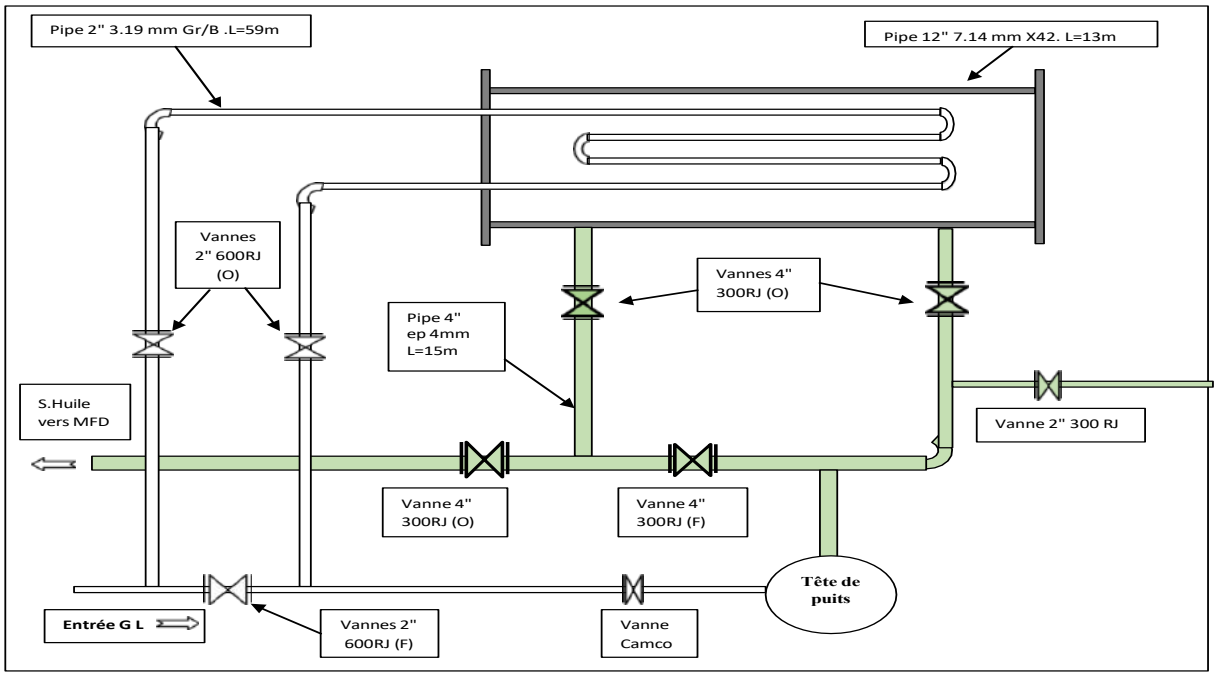


Figure II.24: **Schéma simplifié d'un échangeur de chaleur de type faisceau et calandre en tête de puits.**

Conclusion

Dans ce chapitre, la mise en œuvre pratique des deux techniques de déshydratation utilisées au niveau des têtes de puits à TFT a été présentée. La première technique repose sur l'injection de di éthylène glycol (DEG). Le système comprend un réservoir de stockage du glycol, une pompe d'injection, une ligne d'injection et une vanne de régulation. Le glycol est injecté en amont de la vanne CAMCO, où il absorbe la vapeur d'eau présente dans le gaz. Cette absorption abaisse la température de formation des hydrates. Le glycol est injecté une seule fois et ne subit aucune régénération. Des photographies des équipements installés sur le site ont illustré cette technique. La deuxième technique est l'échangeur de chaleur. Le système est constitué d'un échangeur installé en tête de puits. Le pétrole chaud provenant du puits circule dans l'échangeur d'un côté, tandis que le gaz froid circule de l'autre côté. La chaleur du pétrole est transférée au gaz à travers la paroi de l'échangeur, sans mélange des deux fluides. Le gaz ainsi réchauffé voit sa température s'élever au-dessus du seuil de formation des hydrates. Des schémas et des photos ont montré la disposition de cet échangeur sur le terrain. Les illustrations présentées dans ce chapitre ont permis de visualiser concrètement chaque système tel qu'il existe sur le site de TFT. Cette description pratique des deux techniques servira de base pour l'étude qui sera menée dans le chapitre suivant.

Chapitre III

Résultats de comparaissions entre les deux systèmes

Chapitre III : Résultats de comparaissions entre les deux systèmes

III.1. Introduction

Après avoir décrit, dans le chapitre précédent, la composition et le principe de fonctionnement des deux systèmes de déshydratation, ce troisième chapitre est consacré à l'étude quantitative de ces solutions. Quatre calculs principaux sont effectués à partir des données réelles du champ TFT.

Le premier calcul concerne l'injection de di éthylène glycol (DEG). Il vise à déterminer le débit optimal à injecter en amont de la vanne CAMCO, ainsi que le coût correspondant du glycol consommé.

Le second calcul concerne l'échangeur de chaleur. Il porte d'une part sur le dimensionnement de l'échangeur (diamètres, longueurs, épaisseurs) permettant d'assurer un réchauffement suffisant du gaz, et d'autre part sur le prix des équipements nécessaires à son installation en tête de puits.

L'ensemble des résultats numériques obtenus est présenté à la fin de ce chapitre.

PARTIE1 : Utilisation d'injection de DEG

III .2. Calcul du débit optimal d'injection du glycol

Au niveau du réseau GL, le Gas lift circule à travers les pipes vers les puits. Avant l'injection dans le Casing du puits il existe une vanne pour le réglage du débit de gaz. Par l'action de cette vanne (vanne Camco) une chute de pression suivi d'une chute de température enjoindre une formation des hydrates durant la période hivernale. L'injectant un solvant anti-hydrates (le glycol) avant la vanne Camco, permit d'éviter la formation des hydrates. Pour cela, il est raisonnable de calculer le débit optimal d'injection du glycol pour les conditions opératoire du puits [19].

III .2.2. Exposé du problème et objectif de l'étude

La formation des hydratesàl'entréedelatêtedepuitsenjoindrel'arrêterlepuitsetprovoquedes perturbations fréquentes de la production et donc des pertes économiques.

Le calcul du débit optimal d'injection du DEG fait l'objet de cette étude.

III .2.3. Calcul du débit optimal d'injection du DEG

On calcule le débit d'injection optimal de DEG au amont de la vanne CAMCO en fonction de la température et de la pression de fonctionnement en hiver [20].

III .2.4. Procédure de calcul des débits d'injection du DEG

La procédure de calcul des débits d'injection de DEG est la suivante :

- **Les données**

P, T : Conditions initiale savant l'injection

P_2, Ts : Conditions finales après l'injection

Q : Débit de gaz

a: pureté de DEG

- **Les étapes de calcul**

a/Calcul de la température de début de formation déshydrates

b/Calcul de la dépression de température:

En utilisant la formule suivante :

$$\Delta T = TFH - T_s + 5 \quad \text{.....I.1}$$

Avec:

Ts : température de service(ºF).

TFH : température de formation déshydrates.

c/ Calcul du pourcentage minimal en poids de DEG dans la solution finale : L'équation de HAMMERSCHMIDT donne des résultats très proches à la réalité.

Avec :

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

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

P_m : poids moléculaire de DEG.

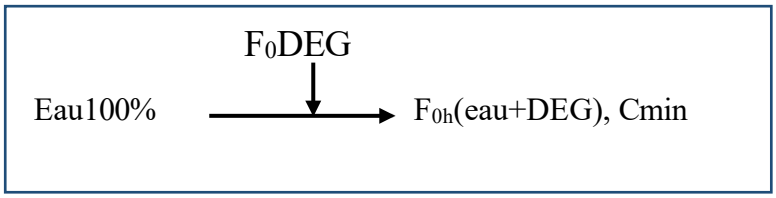
K : constant de l'inhibiteur (fonction de glycol).

C_{min} : concentration minimale en poids de DEG.

d/ Calcul de la quantité deDEGdepureté**a**%par1Kgd'eau inhibé:

✓ Avec bilan de matière :

F_0: débit minimal de DEG injecté à une pureté **a**%(pourinhiber1Kgd'eau). F_0H : débit de DEG hydraté a la sortie de vanne CAMCO.



Équation de bilan matière Pour l'eau :$\mathbf{1+(1-a)F_0= (1-C_{min})}$

Pour DEG : $\mathbf{a*F_0= C_{min}*F_0}$

On obtient : $$\boldsymbol{F_0 = \frac{C_{min}}{(a - C_{min})}}$$

e/ Calcul du débit de DEG: débit théorique

$\mathbf{F_1 = F_0 * Q}$

Avec : **Q** : débit de l'eau.

III.2.5. Méthodes de calcul de la TFH (température de début de formation déshydrates)

La température de début de formation des hydrates est l'un des critères les plus importantes dans les calculs de la déshydratation, au-dessous de cette température il y'a risque de formation déshydrates. Pour déterminer la température de formation d'hydrates on dispose de certaines méthodes telles que :

- ✓ Utilisation d'abaque
- ✓ Méthode de CARSON-KATZ
- ✓ Méthode de MCLEAD-CAMPBELE.
- ✓ Méthode de TREKELL-CAMPBELE.

Dans cette étude on utilise la méthode des abaques pour déterminer la température de formation des

hydrates, pour différentes pressions.

III.3. Calcul de la température TFH du puits TFT

Plusieurs relevés de température et de pression en tête de puits ont été faits.

D'après le diagramme (**Annexe A figure 2**) on détermine la TFH pour un gaz dedensité0.74.

Pour une deux pression P_0etP_1.

À: P_0=1000 psi= 70.42 bar ⟶ $T_0 = T_0FH = 65$ °F

P_1= 2000 psi= 140.84 bar ⟶ $T_1=T_1FH=72$°F

Avec: $\Delta P_1=P_1 - P_0$

$\Delta P_2= P_1–P_2$ .P_2 : pression de service (pression d'injection).

- Le débit d'injection de Gas lift du puits TFT est: **Q=10460S m^3/j**
- La pression d'injection du Gas lift du puits TFT est:**P2=58bar=823.6psi**

III.3.1. Résultats de calcul des débit s optimaux d'injection de glycol (cas actuel)

D'après le graphique présenté, la courbe illustre la relation entre la température de service et le débit d'injection de di éthylène glycol (DEG) dans le cas actuel. L'axe horizontal représente la température, exprimée en degrés Celsius, allant de 12°C jusqu'à 1°C, tandis que l'axe vertical indique le débit d'injection de glycol en litres par heure.

La courbe montre une tendance clairement inverse entre les deux variables : plus la température de service diminue, plus le débit d'injection augmente. Dans la plage de températures élevées, entre 12°C et 8°C, le débit d'injection reste faible et relativement constant, avec des valeurs proches de 1 à 2 litres par heure, ce qui traduit un faible risque de formation d'hydrates. À partir de 7°C, la courbe commence à s'élever progressivement, puis cette hausse s'accentue rapidement à mesure que la température approche de 1°C. Le débit atteint son maximum, compris entre 10 et 12 litres par heure, à la température la plus basse relevée, soit 1°C.

Ce comportement non linéaire de la courbe, où la pente s'accentue aux basses températures, reflète un phénomène physique important : le risque de formation d'hydrates croît de manière significative lorsque la température baisse. Par conséquent, pour garantir un écoulement sûr du gaz dans la canalisation, il est nécessaire d'augmenter fortement la quantité de glycol injectée. En résumé, cette courbe montre qu'une température de service basse impose un débit d'injection de glycol élevé, alors qu'une température plus modérée ne nécessite qu'un débit faible ou modéré. (Figure **III**.25)

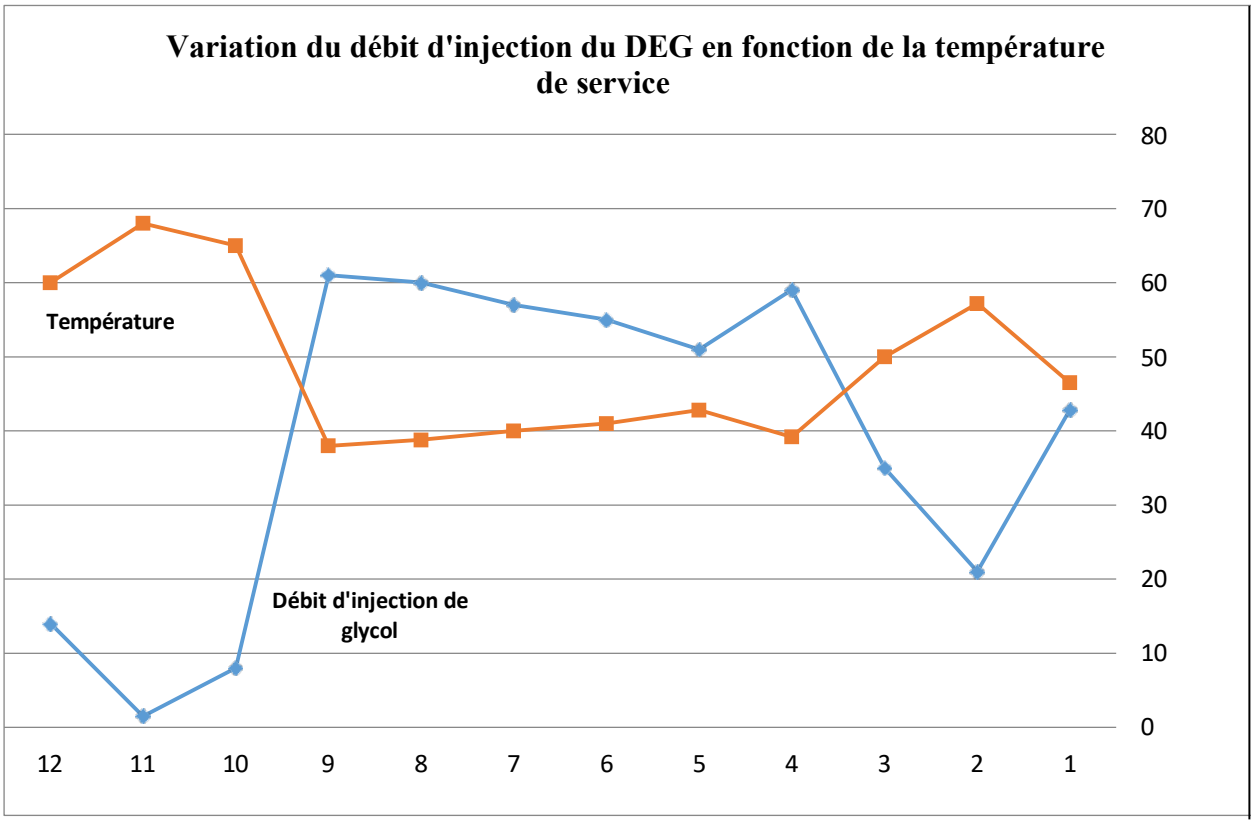


Figure III.**25**: **Variation de débit d'injection de glycol en fonction de température de service.**

- **Calcul du débit optimal moyen d'injection de glycol**

$$F = \frac{\sum F_i}{14}$$

F=35.41kg DEG/jour

F=31.81 L DEG/jour

III .3.2. Calcul du cout de glycol consommé

On a le prixde200LdeDEGest : 26234.071 Dinars.

Et nous avons calculé le cout d'une consommation moyennedel'ordrede31.81L/ jour.

On a:200L ⟶ 26234,071 Dinars

31.81 ⟶ ?

Cout $_{DEG}$=4171.21729**Dinar/jour**

Le cout de glycol injecté dans le puits TFT par mois égale à**125136.519**Dinars.

III.4. Calcul du débit optimal d'injection de glycol à la tête de puits TFT

III.4.1. Calcul de la température de formation d'hydrates TFH du puits TFT

Plusieurs relevés de température et de pression en tête de ce puit ont été faits,

- On a:

  En a mont de la vanne CamcoP=67baretT=4ºC.

  En aval de la vanne Camco P2 = 58 bar et T = ?

  Le débit d'injection de GL du puits TFT 113 est: Q =10460S m^3/j

- D'après le diagramme (Annexe figure1) on détermine la TFH pour un gaz densité0.74.

P_0=1000psi ⟶ T_0FH=65°F

P_1=2000psi ⟶ T_1FH=72°F

Pour notre pression d'injectionP_2 = 58 bar = 841.21 psi⟶T_2FH= ?

$\Delta P_1 = P_1 - P_0 = 1000$ psi avec $\Delta T_1 = T_1FH - T_0FH = 07$ °F

$\Delta P_2 = P_1 - P_2 = 1158.8$psi avec $\Delta T_2 = T_1FH - T_2FH = 72 - T_2FH$

$\frac{\Delta P_1}{\Delta P2} = \frac{\Delta T1}{\Delta T2}$ ⟶ $72 - T_2 FH = 7*1158.8/ 1000 = 8.112$

T_2FH= 63.89 ° F=17.7°C

III.4. 2. Calcul de la dépression de température

$\Delta T = T_2FH - T_s + 5$ avec T_s=4 °C =39.2 °F

ΔT=63.89 -39.2+5

ΔT= 29.68°F

Calcul C min : $C_{min} = \frac{\Delta T.P_m.100}{(\Delta T.P_m)+K}$

Avec : K =2200

P_m=106.122g/mol

ΔT=29.56 °F

$$C_{min} = \frac{106.122*29.68*100}{(106.122*29.68)+2200} = 58.88\%$$

Donc :

C $_{min}$=58.88%

III. 4. 3. Calcul du débit de DEG de pureté a% par1 kg d'eau inhibée

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

$$F_0 = \frac{C_{min}}{a - C_{min}} \qquad F_0 = \frac{58.88}{90-58.88}$$

F_0=1.89 $kg_{DEG}/kg_{d'eau}$

III. 4. 4. Calcul du débit de DEG injecté par jour

$F=F_0*Q$

Nous avons comme des données :

- La quantité d'eau qui existe dans le Gas lift égale à: **q=3PPM** (données analyse Laboratoire TFT). C'est à dire : **3 m^3**eau dans chaque **1 millions m^3**de gaz.
- Et la quantité de gaz lift injectée dans le puits TFT est: **Q=10460m^3/J**
    - La densité de DEG : **d=1,113kg/l**

Donc :

On calcul la quantité d'eau existe dans le gaz lift injectée dans le puits

$10^6 m^3$gaz ⟶ $3m^3$eau

$10460m^3$gaz ⟶ ?

$Q_{eau}=10460*3/10^6$

$$\mathbf{Q_{eau}= 0,03138 m^3/J}$$

Autre façon on à

$1m^3$d'eau ⟶ 10^3kgd'eau

$0,03138\ m^3$ ⟶ ?

Alors $\mathbf{Q_{eau}= 31,38 kg/J}$

Pour inhiber 1kg d'eau il faut injecter 1,88kgdeDEG

Donc :

$F=1,89*31,38$

$$\mathbf{F= 59.38\ kg_{DEG}/jour}$$

Et $1L_{DEG}$ ⟶ $1,113kg_{DEG}$

? ⟶ $59.38kg_{DEG}$

$$\boxed{\mathbf{F= 53.35 L_{DEJ}/jour}}$$

III. 5. Résultats de calcul des débits optimaux d'injection de glycol (casactuelle)

Dans ce travail, nous avons cherché à déterminer les débits optimaux d'injection de glycol pour prévenir la formation des hydrates (givrage) dans un puits pétrolier. Pour ce faire, nous avons fixé un ensemble de paramètres constants, à savoir les pressions P_0 = 1000 psi, P_1 = 2000 psi et P_2 = 841,2 psi, les différences de pression ΔP_1 = 1000 psi et ΔP_2 = 1158,8 psi, les températures T_0 = 65°F, T_1 = 72°F et ΔT_1 = 7°F, la température de formation des hydrates TFH = 63,89°F, ainsi que la grandeur

Qeau = 31,38. En maintenant ces valeurs constantes, nous avons fait varier la température de saturation Ts, qui représente la température réelle du fluide dans le puits. Pour chaque valeur de Ts, nous avons calculé l'écart global de température ΔT, la capacité thermique minimale Cmin, le facteur adimensionnel F_0, et surtout le débit massique optimal de glycol F exprimé en kg/jour. Les résultats obtenus montrent que plus Ts s'éloigne de la TFH, plus le débit de glycol nécessaire diminue, et inversement. Ainsi, lorsque Ts est très inférieur à TFH, le risque de formation des hydrates est maximal et le débit de glycol atteint des valeurs élevées, tandis que lorsque Ts est supérieur à TFH, le débit de glycol devient très faible. Ce tableau permet donc de dimensionner l'injection de glycol en fonction des conditions thermiques réelles du puits pour éviter le givrage des hydrates (Tableau III .7).

Tableau III .7 : Résultats de calcul des débits optimaux d'injection de glycol (cas actuel)

T_s (f)	ΔT	C_{min}	F_0	F (Kg/j)
46.48	22.41	51.94	1.36	42.83
57.2	11.69	36.05	0.67	20.97
50	18.89	47.67	1.13	35.35
39.2	29.69	58.88	1.89	59.38
42.8	26.09	55.72	1.63	51.01
41	27.89	57.36	1.76	55.15
40.1	28.79	58.14	1.82	57.25
38.84	30.05	59.17	1.92	60.24
38.3	30.59	59.60	1.96	61.53
64.4	4.49	17.80	0.25	7.73
68	0.89	4.11	0.05	1.50
60.8	8.09	28.07	0.45	14.22
59	9.89	32.29	0.56	17.56
62.6	6.29	23.27	0.35	10.95

PARTIE2 : Utilisation d'un échangeur de chaleur

III .6. Vérification de l'échangeur de chaleur en tête de puits TFT

III .6. 1. L'objectif de cette partie d'étude

L'objectif de cette étude est de vérifier l'efficacité de l'échangeur de chaleur en tête du puits, afin d'obtenir un meilleur échange thermique pour éviter la formation des hydrates au niveau de vanne la 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 précédant, nous allons voir au cours de cette partie la méthode de calcul suivie pour vérifier l'échangeur en tête du puits TFT, qui consiste à déterminer [10] :

- Le flux de chaleur total échangé.
- Le coefficient global de transfert propre.
- La surface totale d'échangé théorique et comparaison.

III .6. 2. Méthode de calcul

Pour le calcul des échangeurs on choisit la méthode de **KEREN.** La 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.

III. 6. 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 :

$$Q_{cédée}=Q_{reçue}=Q$$

On a : $Q_1=MC\ p_{brut}(T_1-T_2)$ $Q_2 = m$

$Cp_{gaz}\ (t_2 - t_1)\ Q = Q_1 = Q_2$

$$Q=MCp_{brut}(T_1-T_2)=\dot{m}Cp_{gaz}(t_2-t_1)$$

- Q 1 : quantité de chaleur perdue par le fluide chaud kJ/h.
- Q2 : quantité de chaleur reçue par le fluide froid kJ/h.
- Ṁ : débit de chaleur perdue par le fluide chaud, en kg/s.
- ṁ : débit massique du fluide froid, en Kg /s.
- Cpgaz : la chaleur spécifique du fluide chaud en kj/kg°C.
- Cp 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 indice 1 et 2 correspondent respectivement aux conditions d'entrée et dessertie. Les propriétés physiques demé langes ont à la température moyenne.

III. 6. 2.2. Calcul de la température moyenne logarithmique(ΔTLM)

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 spé-cifiques des fluides et qu'il n'y a pas pertes thermiques

$$\Delta TLM = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{T_1 - t_2}{T_2 - t_1}}.$$

- **Calcul de la température moyenne corrigée**

$$\Delta TLM_{corrigée} = \Delta TLM . F|$$

Où :

F : est déterminé à partir de graphe **F=f (R,E)**

Avec :

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

Remarque :

a) Le terme Ecaractérise le rendement de l'échange thermique.

b) Le terme Fmesure l'efficacité de l'appareil par rapport au contre-courant pur.

c) 0,8<F<1pour les échangeurs de chaleur faisceaux calandre à un passe coté calandre et un passe coté tube.

III. 6. 2.3. Calcul de coefficient d'échange global U_s

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

Avec :

U_s : Coefficient d'échange global(kj/hm^{2}C°).

hint : Coefficient de transfert de chaleur par convection coté tube(kj/hhm^{2}C°).

h_{ext} : Coefficient de transfert de chaleur par convection coté calandre (kj/hhm^{2}C°).

e : L'épaisseur de tube(m)

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

III. 6. 2.4 -Calcul de la surface d'échange A_{cal}

$$A_{cal} = \frac{Q}{U \Delta TLM_{corrig}}$$

A_{cal}: la surface d'échange (m^2).

III. 6. 2.5. Calcul de la surface d'échange disponibleA_{dis}

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

III. 7. Résultats de calcul

III .7.1. Résultats de calcul (Cas actuel)

Ce tableau présente les résultats de calculs pour différents cas (Numéro de Cas).

Pour chaque cas, on trouve les températures d'entrée et de sortie côté tube (t1, t2) et côté calandre (T1, T2).

On calcule ensuite une surface d'échange théorique (A calculé), qui est comparée à une surface disponible fixe (A disponible = 4,5 m²).

La remarque répétée dans la plupart des cas est : "La surface d'échange insuffisante", ce qui signifie que la surface calculée est supérieure à la surface disponible, donc l'échangeur ne peut pas assurer le transfert thermique requis. Quelques cas (13, 14, 15, 19, 20) n'ont pas cette remarque, car la surface calculée est inférieure ou égale à la surface disponible. (Tableau III .8)

TableauIII.8 : Résultat calcul des surfaces d'échange

Numéro de Cas	Coté tube		Coté calandre		A calculée (m^2)	Adisponible (m^2)
	t_1(°C)	t_2(°C)	T_1(°C)	T_2(°C)		
1	08	**16**	22	20	**05**	4.5
2	14	23	30	29	04	4.5
3	10	19	26	22	**05**	4.5
4	04	18	23	18	**08**	4.5
5	06	18	24	20	**06**	4.5
6	05	**16**	20	18	**07**	4.5
7	05	**14**	20	17	**05**	4.5
8	4.5	**14**	18	16	**07**	4.5
9	04	**14.5**	18	17	**07**	4.5
10	3.8	**16**	22	18	**06**	4.5
11	3.5	**14**	20	18	**06**	4.5
12	18	24	28	26	**05**	4.5
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
17	08	20	28	20	**06**	4.5
18	15	20.5	23.5	20	**07**	4.5
19	17	19	23	20	03	4.5
20	16	20	27	25	03	4.5

III.7.2. Interprétation des résultats

Pour le cas de l'échangeur de chaleur installé en tête de puits TFT, on constate que pour la majorité des relevés faits, la surface d'échange actuelle ne satisfait pas l'échange thermique qui nous permet d'éviter la formation des hydrates. De ce fait, un redimensionne s'impose**.**

III .7. 3. Résultat de calcul (redimensionnement de l'échangeur de chaleur actuel)

Un calcul a été réalisé pour redimensionner un échangeur de chaleur de type « actuariat » placé en tête de puits TFT. Le dimensionnement a été effectué en retenant le cas critique correspondant à une température d'entrée du gaz de l'ordre de 4 °C.

L'échangeur est divisé en deux parties : le côté tube et le côté calandre. Dans le côté tube, le fluide froid est le gaz. La matière de construction est l'acier, avec une épaisseur de 0,157 pouce. Le diamètre intérieur est de 1,843 pouce, le diamètre extérieur de 2 pouces, la longueur de 50 mètres, et le nombre de passages est de 4. Dans le côté calandre, le fluide chaud est un mélange de brut, d'eau et de gaz. La matière est également l'acier, avec une épaisseur de 0,275 pouce. Le diamètre intérieur est de 11,725 pouces, le diamètre extérieur de 12 pouces, la longueur de 13 mètres, et le nombre de passages est de 1. Ces dimensions optimales permettent d'assurer un fonctionnement efficace de l'échangeur dans les conditions critiques définies (Tableau III.9).

Tableau III .9: Dimensions optimales de l'échangeur de chaleur en tête de puits TFT

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

III.8. Estimation du prix d'intervention pour installation d'un calorifugeur en tête de puits

III. 8 .1. Prix d'achat des équipements

Analyse du tableau III.10 : Liste des prix d'achat des équipements

Le tableau III-4 constitue une étape essentielle dans l'estimation du coût total de l'opération d'installation du calorifugeage et des accessoires associés. Ce tableau vise à répertorier tous les équipements nécessaires en précisant leurs prix unitaires et totaux, ceci comme première étape avant l'ajout des coûts de pose, de transport et de main-d'œuvre.

Méthodologie de construction du tableau :

Les équipements ont été classés dans le tableau selon leur fonction et leurs dimensions principales, avec le détail suivant :

Premièrement, les tubes : Trois diamètres principaux ont été inclus : 12 pouces pour un prix total de 8600,29 dinars, 2 pouces pour 2695,22 dinars, et 4 pouces pour 1553,73 dinars. L'épaisseur et les spécifications varient selon chaque usage.

Deuxièmement, les brides : Quatre types ont été enregistrés, dont la bride 4 pouces type 300 RJ qui s'élève à 113450,11 dinars, tandis que la bride 2 pouces type 600 RJ atteint environ 47674,88 dinars.

Troisièmement, les coudes à 90 degrés : Ils comprennent un coude 2 pouces pour 14036,64 dinars et un coude 4 pouces pour 8250,23 dinars.

Quatrièmement, les tés : Ils se répartissent entre un té 2 pouces égal pour 7954,12 dinars, un té 4 pouces égal pour 1422,82 dinars, et un té réducteur 4x2 pouces pour 1386,12 dinars.

Cinquièmement, les vannes : Elles représentent la part la plus importante du coût, avec une vanne 4 pouces 600 RJ d'environ 175603,57 dinars, une vanne 2 pouces 600 RJ d'environ 114389,52 dinars, et une vanne 2 pouces 300 RJ d'environ 46652,84 dinars.

Sixièmement, les accessoires supplémentaires : Ils comprennent deux soupapes de sécurité pour un total de 84814,28 dinars, et quatre prises manométriques pour 3315,66 dinars.

Résultat obtenu :

En additionnant l'ensemble des postes précédents, on obtient un total numéro 1 s'élevant à 641753,42 dinars. Ce montant représente le coût d'achat des seuls équipements. Il servira ultérieurement de base pour le calcul du coût total de l'intervention après ajout des frais de pose, de transport et de calorifugeage. (Tableau III .10)

Tableau III .10: Prix d'achat des équipements

Équipement	Prix unitaire (Dinar)	Quantité	Prix d'unité	Prix (Dinar)
Pipe12"7.14mm. 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
Bride12"300 RF	750	2	1500	1500
Bride4"300 RJ	14181.264	8	113450.11	113450.11
Bride2"300 RJ	4226.692	2	8453.38	8453.384
Bride2"600 RJ	7945.814	6	47674.88	47674.88
Code2"90º	1754.58	8	14036.64	14036.64
Code4"90º	4125.115	2	8250.23	8250.23
Te2" égal	3977.06	2	7954.12	7954.12
Te4" égal	711.41	2	1422.82	1422.82
Te4".2".	1386.121	1	1386.12	1386.121
Vanne4"600 RJ	43900.892	4	175603.57	175603.57
Vanne2"600 RJ	38129.84	3	114389.52	114389.52
Vanne2"300 RJ	46652.841	1	46652.84	46652.84
Soupape	42407.142	2	84814.28	84814.28
PriseMano	828.915	4	3315.66	3315.66
			Totalnº1	**641753.42**

III .8 .2. Prix d'intervention

- Pose des vannes: -Vanne d'isolement, d'arrêt ,depurge ,**O=2":934Dinar**.

  -Vanne à fermeture (shuto f valave),**O=2":11897 Dinar.**

  -Vanne à fermeture(shutof valave),**O>2":1322Dinar**.

- Pose instrument depression: -Manomètre indicateur de pression y:**3270Dinar.**

- La soupape de sécurité :-**O ≥ 2": 2335 Dinar**.

- Soudage ligne**: -**Ligne2" ep.3.18 à3.96 mm:**3213 Dinar**(pour un joint).

  -Ligne4"ep.3.18à3.96mm :**2675Dinar**(pour un joint).

-Ligne12"ep.6.35à8.74mm:**8026Dinar**(pour un joint).

- Préfabrication et pose calorifuge chaud pour différent dimensions :

-Isolationen01 couche :**4842Dinar** (pour un mètre carré).

-Isolationen02 couches :**6295Dinar** (pour un mètre carré)

Le tableau suivant représente les résultats de calcul le prix d'intervention pour l'installation d'un échangeur de chaleur. (Tableau III .11)

Tableau III .11: Résultats de calcul prix d'intervention.

Equipment	Prix unitaire (dinar)	nombre d'unité	Prix d'inter.
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
Bride12"300 RF	8026	2	16052
Bride4"300 RJ	2675	8	21400
Bride2"300 RJ	3213	2	6426
Bride2"600 RJ	3213	6	19278
Code2"90º	3213	16	51408
Code4"90º	2675	2	5350
Te2" égal	3213	6	19278
Te4" égal	2675	6	16050
Te4".2".	2675	2	5350
Vanne4"600 RJ	1322	4	5288
Vanne2"600 RJ	11897	3	35691
Vanne2"300 RJ	934	1	934
Soupape	2335	2	4670
PriseMano	3270	4	13080
	Total nº 2		**248083**

Prix de calorifugeage :

Tableau III.12 :Résultat de calcul prix de calorifugeage

La surface(m^2)	Prix unitaire (Dinar.m^2)	Prix total
14.04208	4842	**67991.75**

la prix total d'intervention et la somme des prix

Prix d'intervention total=957828.17 DinarAlgérien.

III .8.2. 1. Vérification de calorifugeur en tête de puits TFT

Exemple de calcul (puits TFT)

Exemple de relever des températures :

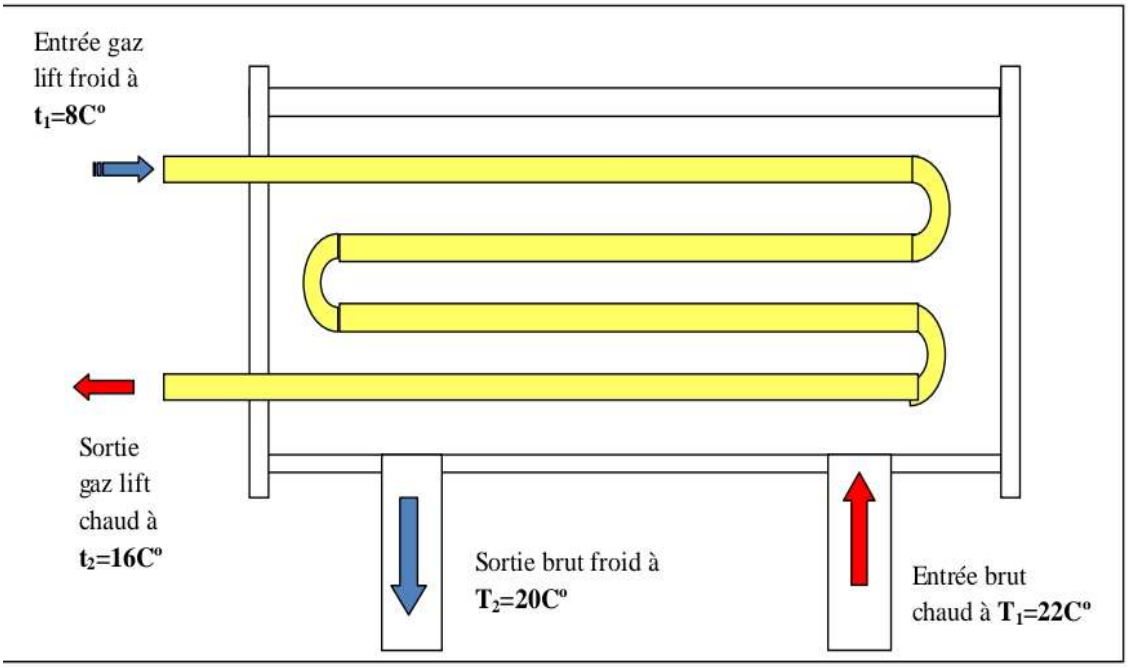


Figure III.26 : Exemple de mesure des températures d'entrée / sortie dans un échangeur de chaleur pour puits a gaz lift

Les données :

❖ **Coté calandre :**

O D $_{ext}$ =12",D_{int}=11.45",e_c=7mm

- Matière de construction : Acier
- Passage fluide chaud (eau:Q_e=93.9m^3/j, huile Q_h=10.3m^3/j, Q_g=1040.6m^3/j)
- La viscosité dynamique de fluide chaud (Eauμ_e=31.20kg/hm, Huileμ_h=3.69kg/hm,Gaz μg = 0.125 kg/h m).

❖ **Coté tube:**

- d_{ext}=2" ,d_{int}= 1.68", e_t=4 mm.
- Matière de construction :Acier.
- Passage fluide froid (Gaz:Q_g= 10406m^3/j).
- La viscosité dynamique de gaz(μ_g=0.125 kg/hm).
- La densité de gaz d_g= 0.74.
- La conductivité thermique de gaz(λ_g=0.03W/m k°).

Pour vérifier l'efficacité de l'échangeur de chaleur il faut dé terminer la surface d'échange global

(A)dans le cas actuel le puison la compare avec la surface d'échange disponible.

III.9 Calcul du flux de chaleur Q

On a: $Q=\dot{m}Cp_{gaz}\Delta t=\dot{M}Cp_{brut}\Delta T$

On utilise la relation:$Q=\dot{m}Cp_{gaz}\Delta t$

- **Calcul de la chaleur spécifique Cp_g**

$$Cp_{gaz}=\sum Cp_i X_i$$

Avec X_i: La fraction massique des composent d egaz

Cp_i: La chaleur spécifique de chaque constituant de gaz.

Tableau II.13: Calcul de la chaleur spécifique de Gas lift.

Comp. GAZ	X_i	Cp_i(J/kgk°)	Cp_IX_i
N2	1.41E-02	1040	1.47E+01
CO2	1.04E-02	832.5	8.66E+00
C1	7.08E-01	*2208.5*	1.56E+03
C2	1.25E-01	*1708.5*	2.13E+02
C3	6.73E-02	*1630*	1.10E+02
iC4	7.90E-03	*1675*	1.32E+01
nC4	2.25E-02	*1675*	3.77E+01
iC5	7.50E-03	*1619*	1.21E+01
nC5	1.06E-02	*1619*	1.72E+01
C6	1.30E-02	*2260*	2.94E+01
C7	1.35E-02	*2240*	3.02E+01

Donc:

$$\boldsymbol{Cp_{gaz}=2.05kj/kg°k}$$

- **Calcul de Δt:**

$$\Delta t = t_2 - t_1$$

$\Delta t = t_2 - t_1 = 16 - 8 = 8$ C°

$\Delta t = 8$ C°

- **Calcul du débit massique ṁ(kg/h)**

On à: Q_g=10406 m^3/j=(kg/h) ?

- ✓ **ṁ**(kg/h)=**Q_g**(m^3/j)**ρ_{gaz}**(kg/m^3)
- ✓ $\rho_{gaz}= d_g \rho_{air}$

=0.74 * 1.2

ρ_{gaz}=0.888 kg/m^3

Donc :

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

$\dot{m}$=385.022kg/h

- **Calcul Q:**

$Q=\dot{m}Cp_g\Delta t=319.46*2.05*8$

Q= 6314.3608 k j /h

III.10. Calcul ΔTLM

$$\Delta TLM= \frac{[(T_1-t_2)-(T_2-t_1)]}{\ln[(T_1-t_2)/(T_2-t_1)]}$$

A.N: **ΔTLM= 8.7 C°**

$\Delta TLM_{corrigé}=\Delta TLM*F$

D'après le diagramme de facteur de correction (Annexe A figure4); E= 0.57 et R = 0.25 ; en obtient **F = 0.95**

Donc: **$\Delta TLM_{corrigé}$ = 7.8C°**

III.11. Calcul le coefficient d'échange global U_s

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

Calcul $\left(\frac{e}{\lambda Acier}\right)$ **:** e=4 mm =0.004m

λ_{Acier}=45w/m k°

AN :

$$\frac{e}{\lambda_{Acier}} = 8.88*10^{-5} m^2.k°/w$$

On à: 1W=0.239 Cal / S, 1 S =$2.7*10^{-4}$h,1 Cal = 4.18J

Donc: $\frac{e}{\lambda}$ = $2.46*10^{-6}$m².h .k°/kcal = $5.88*10^{-4}$m².h.k°/ kJ

$$\frac{e}{\lambda_{Acier}} = \mathbf{5.88*10^{-4}\ m^2.h.\ k°/\ kJ}$$

❖ **Coté tube :**

- **Calcul (h_{int}):**

$$h_{int} = \frac{Nu\lambda}{d_{ext}}$$

✓ **λ_g= ?**

On a:la conductivité thermique de gaz λ_g=0.03w/m.kº

λ_g= 0.125kj/h.m.kº

- ✓ **Calcul Nombre de Nusselt Nu = ?**

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

Calcul Re=?

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

Avec :**d_{int}**: diamètre intérieur de coté tube(m).

W:la vitesse massique de fluide(kg/ hm^2).

μ_m:la viscosité dynamique de fluide,(0.0348 CPo =0.125kg/ hm).

A.N: **d_{int}=d_{ext}-**(2 *e)

=0.0508 – (2* 0.004)

d_{int}= 0.0428m

$$W=\frac{Q_g}{S_c}$$

Avec **S_c**: Section de passage de fluide; 1.44*$10^{-3}$$m^2$

Q_g: Débit massique de gaz lift;**385.022**kg/h

Donc:

Re= 2.9*10^5 Régime turbulent

CalculPr=?

$$Pr=\frac{Cp_m\mu_m}{\lambda_m}$$

Avec:

La chaleur spécifique moyenne de Gas lift(Cp_m=2.05 kj/kg.k).

La viscosité dynamique moyenne de Gas lift (μ_m=0.0348CPo=0.125kg/mh). La conductivité thermique de Gas lift(λ_m= 0.03 w/m.k° = 0.108 kj/h.m.k°).

A.N: **Pr=2.37** **Nu = 712.45**

Alors h_{int}= **1.51*10^{11}kj/h.m^2.k°**

❖ **Coté Calandre:**

- **Calcul h_{ext}:**

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

✓ **Le diamètre équivalent Deq=?**

On à :

$$\Delta S_{\bar{c}} = \frac{\pi D_{eq}^2}{4} = \left(\frac{\pi D^2{}_{int}}{4}\right) - \left(\frac{4\pi d^2{}_{ext}}{4}\right)$$

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

D_{ext}: diamètre extérieur coté tube; 0.0508m.

A.N: **ΔS_c**=0.0582 m^2

D_{eq}= 0.272 m

- ✓ **Nu = ?**

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

Calcul R e=?

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

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

Q= Q(e+h+g)= 4280.46 kg/h

Donc: **W = 78760.65 kg/hm²**

$\mu_m=\sum\mu_iX_i=\mu_eX_e+\mu_hX_h+\mu_gX_g$

=(0.082*31.2)+ (0.0089*3.59)+ (0.9089*0.125)=2.704 kg/hm

μ_m=2.704 kg/hm

A.N:

Re= 7400.83

Calcul Pr=? $$Pr=\frac{Cp_m\mu_m}{\lambda_m}$$

$Cp_m=\sum Cp_iX_i=Cp_{eau}*X_e+Cp_{huile}*X_h+Cp_{gas}*X_g$

Avec :

Cp_{eau}=3.93 kj/kgCº

Cp_{huile} = 2.09 kj/kg Cº

Cp_{gaz}=2.05 kj/ kgCº

Cp $_m$=2.204kJ/kg Cº

$\lambda_m=\sum\lambda_iX_i=\lambda_{eau}*X_e+\lambda_{huile}*X_h+\lambda_{gaz}*X_g$

Avec: λ_{eau}=0.117 kcal/m h Cº = 0.489 mhCº

λ_{gaz}=0.03 W/ m C° =0.125 kj/mhC°

kj/mhC°λ_{huile}=0.0516kcal/mhC°=0.215kj/

A.N:

λ_m=0.140 kj/mhC°

Pr=10

Nu = 70.6

Donc:

h_{ext}=165 kj/m²hC°

U_s= 150 kJ/m² h C°

Calcul de la surface d'échange A_{cal}:

$$A = \frac{Q}{Us\Delta TLM_{corrig}}$$

A.N:

$A_{calculée}$=5m²

Calcul de la surface d'échange disponible A_{dis}:

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

A.N:

A_{dis}=4.5 m²

A_{dis}=3.14*0.05*28

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

Pourdéterminelesdimensionsdel'échangeurdechaleurilfautdéterminelasurfaced'échange global**A**.

Les données: Pour les fluides t_1 = 4ºC ; t_2 = 18ºC.

T_1=23ºC;T_2=18ºC.

Cp_{gaz}=2.05 kj/kgCº, Cp_{huile}=2.27kj/kgCº, Cp_{eau}=3.93 kj/ kgºC.

λ_{gaz}=0.108kj/ hmCº,λ_{huile}=0.636kj/mhºC,λ_{eau}=0.117kj/hmºC.

μ_{gaz} =0.125 kg/h m,μ_{huile} = 3.69kg/h m, μ_{eau} = 31.20 kg/h m

Coté tube : λ_{Acier}=45w/mkº,e= 0.004m.

d_{ext} =0.0508m, d_{int}=0.0428 m.

Coté calandre : λ_{Acier}=45w/m kº, e =0.007m.

D_{ext}=0.29m, D_{int}= 0.305 m

Calcul le flux de chaleur Q:

$$Q=\dot{m}Cp_g\Delta t$$

- **Calcul Δt:**

  $\Delta t=t_2-t_1$= 18 –4 = 14 Cº

  Δt= 14 Cº

- **Calcul Q:**

A.N: **Q=8710.19kj/h**

Calcul ΔTLM:

A.N. :**ΔTLM=7.18 Cº→$\Delta TLM_{corrigé}$=6.5Cº**

Calcul le coefficient d'échange globalU_s:

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

$\frac{e}{\lambda}$ **=5.88*10^{-4} m^{2}hk°/ kJ**

- **Calcul(h_{int}) :** Re=2.9*10^5

A.N: Pr = 2.37

Nu=712.45

W=267749.325kg/h m^2

h_{int}=1.51*10^{11}kj/h.m^2.k°

- **Calcul h_{ext}:**

ΔS_c=0.0582m^2

D_{eq} = 0.272 m

A.N: W=73446.42kg/h.m^2

Re = 7400.83

Pr=10

U_s= 150 kJ/m^{2}hC°

Nu =70.6 **h_{ext}= 165 kJ/m^{2}hC°**

Calcul la surface d'échange optimal Aopt:

A.N: A_{opt}= 8m^2

Conclusion

Les calculs effectués dans ce chapitre ont permis d'obtenir les résultats quantitatifs pour les deux systèmes de déshydratation. Pour l'injection de di éthylène glycol, le débit optimal d'injection a été déterminé à partir des conditions opérationnelles du site. À ce débit correspond un coût d'achat du glycol consommé, calculé sur la base du prix unitaire du produit et de la durée de fonctionnement en période hivernale. Pour l'échangeur de chaleur, le dimensionnement a été établi en définissant les caractéristiques géométriques principales (diamètres, longueurs, épaisseurs, nombre de passages) permettant d'assurer un transfert thermique suffisant pour réchauffer le gaz.

Le coût des équipements nécessaires à la fabrication et à l'installation de cet échangeur a également été estimé à partir des prix des matériaux et des fournitures. L'ensemble de ces résultats constitue une base technique et économique pour la mise en œuvre future de l'une ou l'autre de ces solutions sur le site de TFT. Ce chapitre clôt la partie pratique de cette étude.

Conclusion générale

Cette étude a porté sur l'évaluation et la comparaison de deux systèmes de prévention de la formation des hydrates au niveau des têtes de puits en gaz-lift du champ pétrolier de Tin Fouyé Tabankort (TFT). Le premier système repose sur l'injection de di éthylène glycol (DEG), tandis que le second utilise un échangeur de chaleur exploitant la chaleur du pétrole produit pour réchauffer le gaz.
Après une présentation du contexte du champ et des bases théoriques des hydrates, les deux systèmes ont été décrits en détail. Le système à base de glycol agit par déshydratation du gaz, réduisant ainsi la température de formation des hydrates, alors que le système par échange thermique agit en augmentant la température du gaz afin d'éviter les conditions favorables à leur formation.

Une étude quantitative a ensuite permis de déterminer les paramètres optimaux de fonctionnement, notamment la surface d'échange thermique requise pour l'échangeur et le débit optimal d'injection de DEG, en fonction des conditions réelles du site. Les résultats montrent que les deux solutions sont techniquement viables, mais reposent sur des principes différents : l'un modifie la composition du gaz, l'autre agit sur ses conditions thermodynamiques.

La comparaison des deux approches met en évidence des critères de choix liés aux contraintes opérationnelles, énergétiques et logistiques. Ce travail constitue ainsi une base technique pour la prévention des hydrates dans le champ TFT et ouvre la voie à des optimisations futures, notamment économiques et hybrides.

Références bibliographiques

[1] T. Saito, T. Kajishima, et K. Tsuchiya, « Pumpingcharacteristics of a large-scalegas-lift system », *Experimental Thermal and Fluid Science*, vol. 28, nº 5, p. 479-488, avr. 2004, doi: 10.1016/j.expthermflusci.2003.07.005.

[2] A. Davarpanah et B. Mirshekari, « Experimentalstudy and field application of appropriateselectivecalculationmethods in gas lift design », *Petroleum Research*, vol. 3, nº 3, p. 239-247, sept. 2018, doi: 10.1016/j.ptlrs.2018.03.005.

[3] K. E. Brown, *Gas lift theory and practice, including a review of petroleum engineering fundamentals*. Tulsa, Okla.: Petroleum Pub. Co, 1973.

[4] H. A. A. Farag, M. M. Ezzat, H. Amer, et A. W. Nashed, « Natural gasdehydration by desiccantmaterials », *Alexandria Engineering Journal*, vol. 50, nº 4, p. 431-439, déc. 2011, doi: 10.1016/j.aej.2011.01.020.

[5] M. Paganoni, J. A. Cartwright, M. Foschi, R. C. Shipp, et P. Van Rensbergen, « Structure II gas hydrates foundbelow the bottom-simulatingreflector », *GeophysicalResearchLetters*, vol. 43, nº 11, p. 5696-5706, juin 2016, doi: 10.1002/2016GL069452.

[6] J. D. Lee, R. Susilo, et P. Englezos, « Kinetics of Structure H Gas Hydrate », *Energy Fuels*, vol. 19, nº 3, p. 1008-1015, mai 2005, doi: 10.1021/ef049729+.

[7] B. A. Stefl et S. F. Bosen, « Buffering and Inhibition of Glycol in Gas DehydrationApplications: An Alternative to Amines », *Corrosion*, vol. 53, nº 2, p. 163-168, févr. 1997, doi: 10.5006/1.3280454.

[8] K. Thulukkanam, *Heat Exchangers: Classification, Selection, and Thermal Design*. Boca Raton: CRC Press, 2024. doi: 10.1201/9781003352044.

[9] W. M. Rohsenow, J. P. Hartnett, et Y. I. Cho, Éd., *Handbook of heattransfer*, 3rd ed. in McGraw-Hill handbooks. New York: McGraw-Hill, 1998.

[10] A.-M. Bianchi, Y. Fautrelle, et J. Etay, *Transferts thermiques*. Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 2004.

[11] M. Omidi, M. Farhadi, et M. Jafari, « A comprehensivereview on double pipe heatexchangers », *Applied Thermal Engineering*, vol. 110, p. 1075-1090, janv. 2017, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2016.09.027.

[12] M. Harchaoui, A. Bendaraa, et M. M. Charafi, « Parametricstudy of thermal energystorage in shell and tube heatexchanger double tube heatexchangerwith I-shaped fins », *Journal of Energy Storage*, vol. 108, p. 115094, févr. 2025, doi: 10.1016/j.est.2024.115094.

[13] J. Ferriol, « Tôles fortes massives et plaquées dans les échangeurs tubulaires », *Rev. Met. Paris*, vol. 75, nº 11, p. 663-666, nov. 1978, doi: 10.1051/metal/197875110663.

[14] M. Abu Madi, R. A. Johns, et M. R. Heikal, « Performance characteristicscorrelation for round tube and plate finnedheatexchangers », *International Journal of Refrigeration*, vol. 21, nº 7, p. 507-517, nov. 1998, doi: 10.1016/S0140-7007(98)00031-0.

[15] S. Rebsdat et D. Mayer, « Ethylene Glycol », in *Ullmann'sEncyclopedia of Industrial Chemistry*, 1re éd., Wiley-VCH, Éd., Wiley, 2000. doi: 10.1002/14356007.a10_101.

[16] C. L. Winek, D. P. Shingleton, et S. P. Shanor, « Ethylene and Diethylene Glycol Toxicity », *ClinicalToxicology*, vol. 13, nº 2, p. 297-324, janv. 1978, doi: 10.3109/15563657808988239.

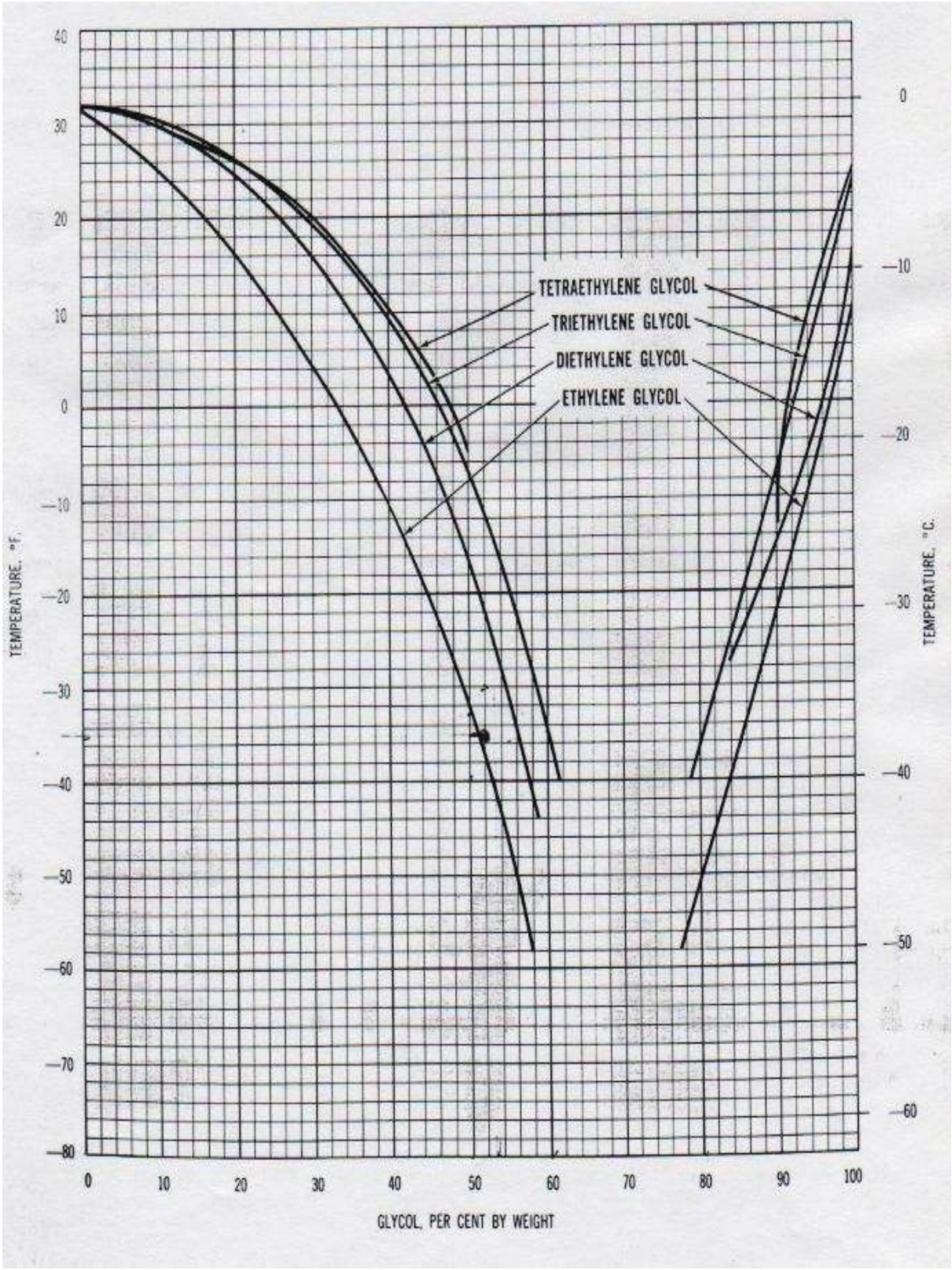
[17] S. Saivin, M. Lavit, et G. Houin, « Les glycols », *Revue Française des Laboratoires*, vol. 2000, nº 322, p. 65-69, avr. 2000, doi: 10.1016/S0338-9898(00)80479-5.

[18] G. Charles, J.-M. Clacens, Y. Pouilloux, et J. Barrault, « Préparation de diglycérol et triglycérol par polymérisation directe du glycérol en présence de catalyseurs mésoporeux basiques », *OCL*, vol. 10, nº 1, p. 74-82, janv. 2003, doi: 10.1051/ocl.2003.0074.

[19] A. L. Kohl et R. B. Nielsen, *Gas purification*, 5th ed. Houston, Tex: Gulf Pub, 1997.

[20] K. Arnold et M. Stewart, Éd., *Surface production operations. Volume 1. Design of oil handling systems and facilities*, 3rd ed. Amsterdam London: Elsevier, 2008.

ANNEXES



Figuren°1: Le choix de l'éthylène glycol

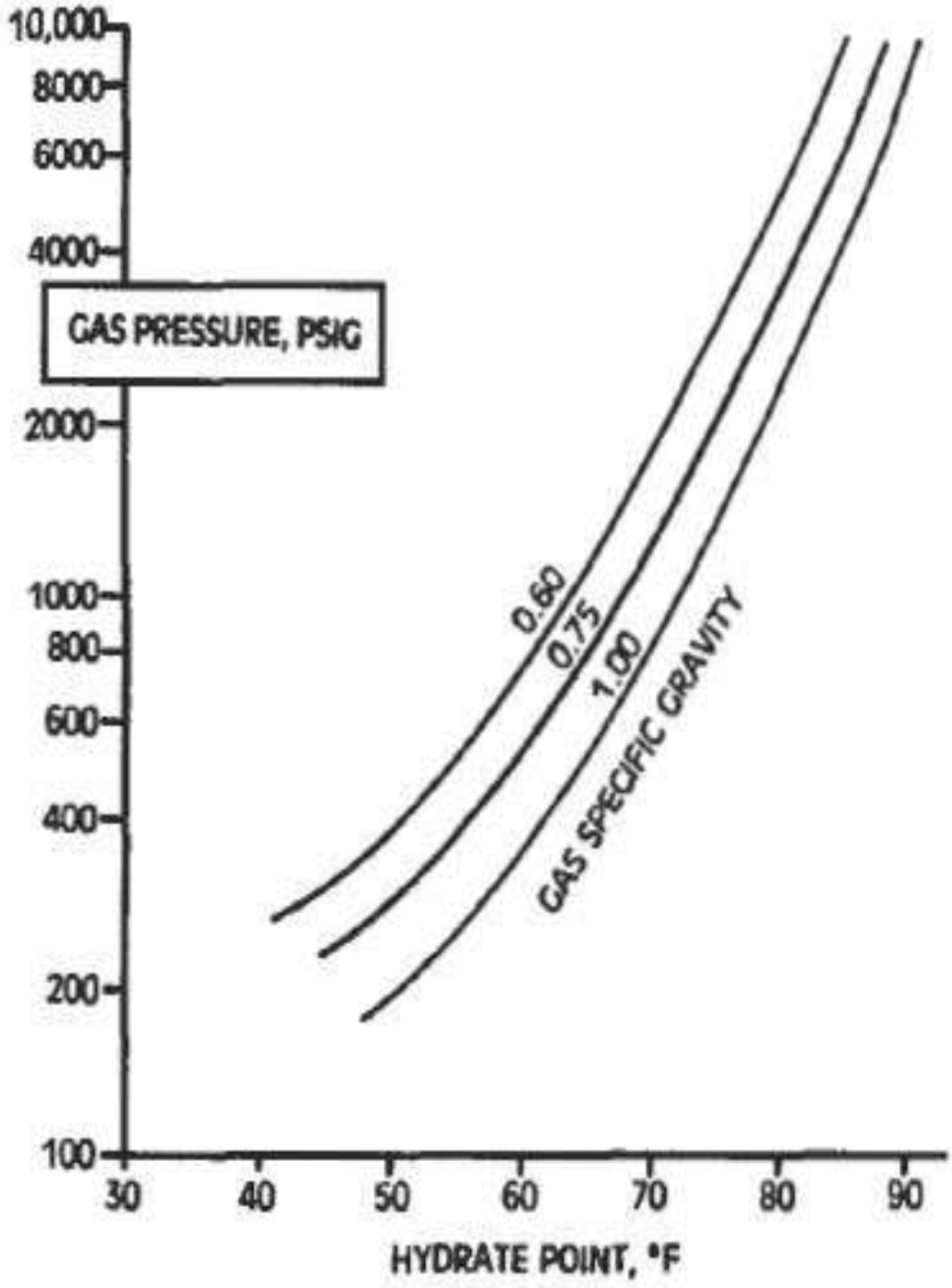


Figure -2-Conditions de formations des hydrates

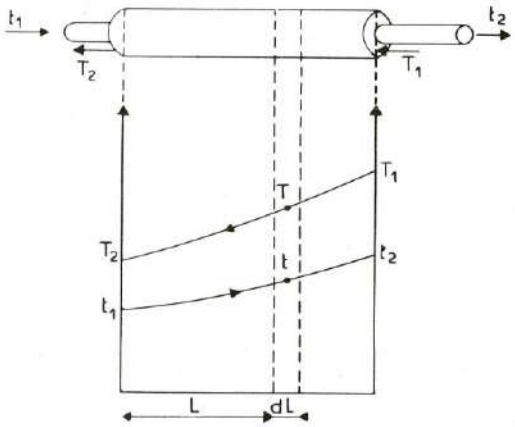


Fig. V.1.10. — Échange à contre-courant pur.

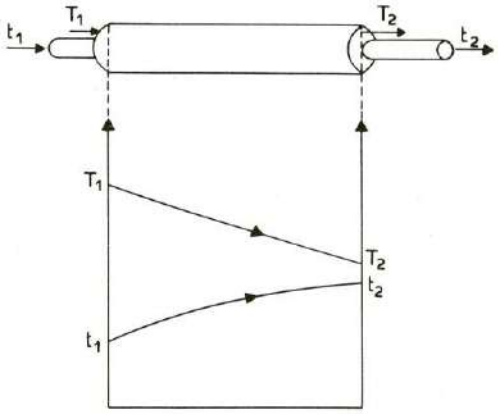


Fig. V.1.12. — Échange à courants parallèles.

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

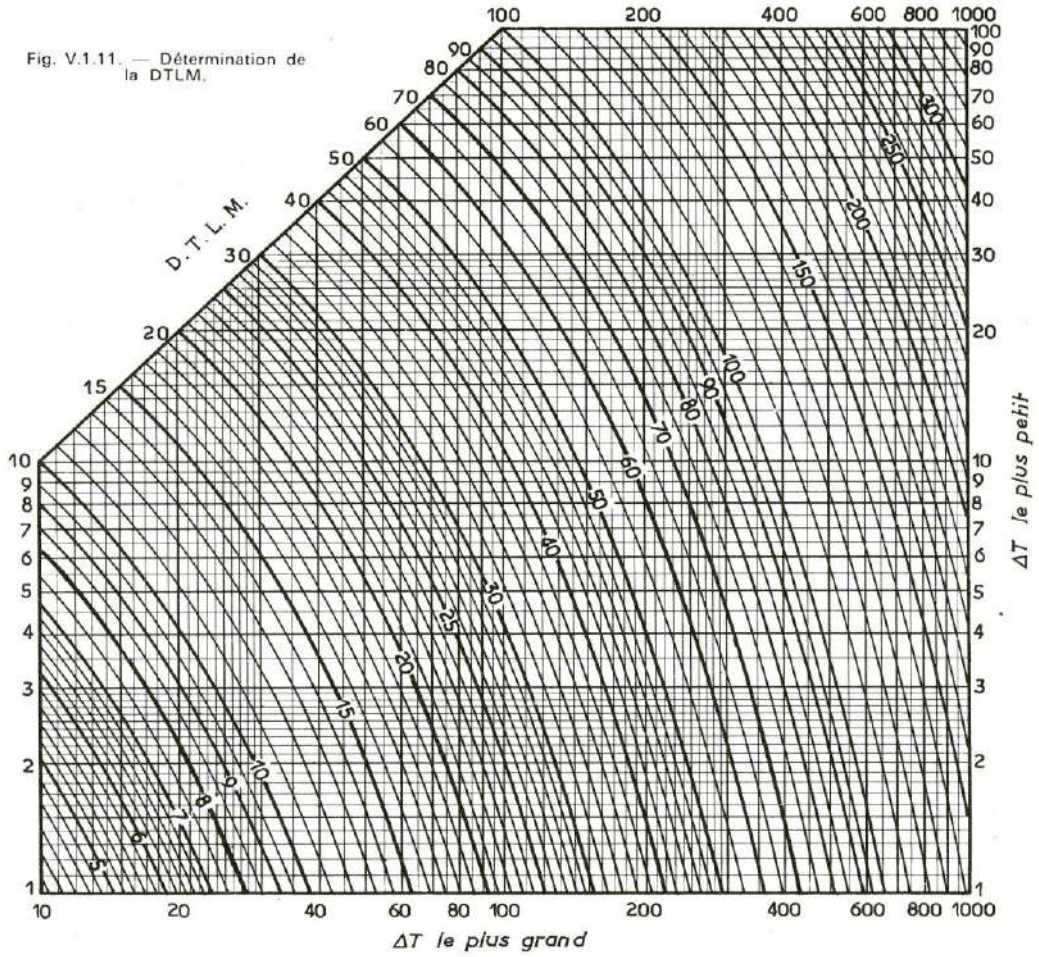
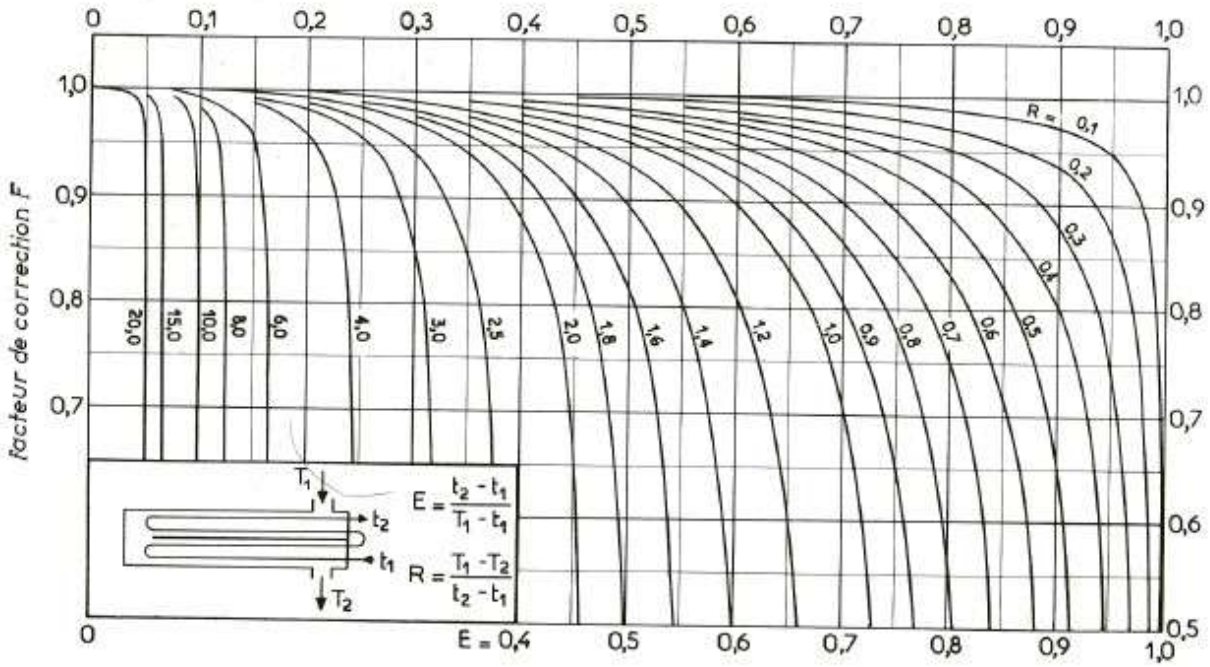
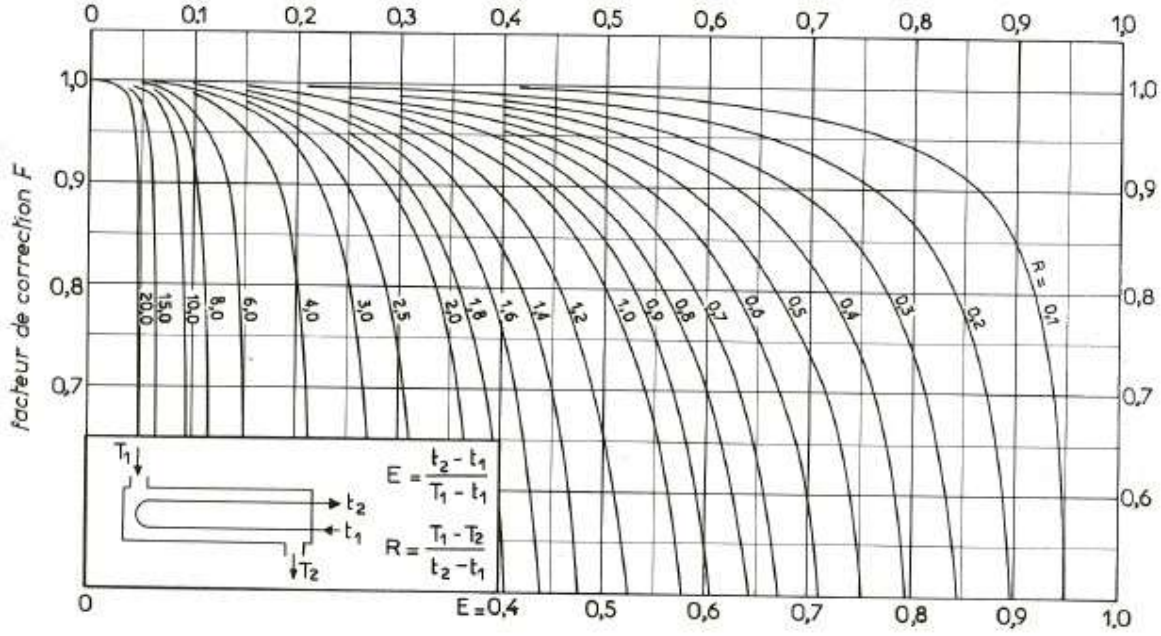


Figure-3-Détermination de la ΔTL



b. deux passes côté calandre, quatre passes (ou plus) côté tubes.



a. une passe côté calandre, deux passes (ou plus) côté tubes.

Figure-4-Facteur de correction de ΔTLM**(F).**