



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DE 20 AOUT 1955 SKIKDA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE PETROCHIMIE

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Industries Pétrochimique

Spécialité : Raffinage et pétrochimie

Etude d'élimination du colmatage d'un échangeur au niveau de Ourhoud

Réalisé par :

- Merabet Ahlem
- Saadoune Hadil

Encadrée par :

Dr Saadi Chahrazed

Année Universitaire 2024- 2025

Remerciements

Je remercie tout d'abord Dieu Tout-Puissant pour m'avoir guidé et soutenu tout au long de ce travail.

J'exprime ma profonde gratitude à Madame Saadi Chahrazed, pour son encadrement, ses conseils et sa disponibilité.

Mes sincères remerciements vont également à tout le personnel du champ Ourhoud, pour leur accueil et leur précieuse collaboration. Merci à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

À ceux qui ont cru en moi alors que le doute m'habitait,

À ceux qui ont tendu la main quand la fatigue pesait,

À mes chers parents, dont les sacrifices silencieux et l'amour inconditionnel ont tracé le chemin de ma réussite.

À ma mère, source infinie de tendresse et de prières, dont le regard bienveillant a toujours été une lueur d'espoir et de courage.

À mon père, pilier de force et de sagesse, qui m'a enseigné que la dignité se construit dans l'effort et que chaque succès est le fruit de la persévérance.

À mes frères et soeurs, compagnons fidèles de mes pas, qui ont partagé mes sourires comme mes épreuves.

À mes amis, dont la présence a transformé le poids des difficultés en instants de solidarité et de joie.

Je vous offre ces pages comme un témoignage de gratitude et de reconnaissance,

Car ce travail, bien que portant mon nom, est en vérité l'empreinte de tous ceux qui ont marché à mes côtés et m'ont donné la force d'avancer.

Ahlem

Dédicace

À ceux qui ont cru en moi alors que le doute m'habitait,

À ceux qui ont tendu la main quand la fatigue pesait,

À mes chers parents, dont les sacrifices silencieux et l'amour inconditionnel ont tracé le chemin de ma réussite.

À ma mère, source infinie de tendresse et de prières, dont le regard bienveillant a toujours été une lueur d'espoir et de courage.

À mon père, pilier de force et de sagesse, qui m'a enseigné que la dignité se construit dans l'effort et que chaque succès est le fruit de la persévérance.

À mes frères et soeurs, compagnons fidèles de mes pas, qui ont partagé mes sourires comme mes épreuves.

À mes amis, dont la présence a transformé le poids des difficultés en instants de solidarité et de joie.

Je vous offre ces pages comme un témoignage de gratitude et de reconnaissance,

Car ce travail, bien que portant mon nom, est en vérité l'empreinte de tous ceux qui ont marché à mes côtés et m'ont donné la force d'avancer.

Hadil

Liste des abréviations

abréviation / Symbole	Signification
P	Pression
V	Volume
Z	Facteur de compressibilité
n	Nombre de kilomoles de gaz
R	Constante des gaz parfaits
T	Température absolue
TEG	Triéthylène Glycol
CPF	Central Processing Facilities (Centre de traitement de brut)
HSE	Hygiène, Sécurité, Environnement
LV	Low Pressure Valves (Vannes de basse pression)
EPC	Engineering, Procurement and Construction
GCB	Génie Civil et Bâtiment (filiale Sonatrach)
ENGTP	Entreprise Nationale de Grands Travaux Pétroliers
ERGTS	Entreprise Régionale de Génie Travaux Spéciaux
ENAGEO	Entreprise Nationale de Géophysique
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
WAG	Water Alternating Gas (injection alternée eau-gaz)
QB12	Nom d'un puits du champ Ourhoud
SPEEC	Société de Production d'Énergie et d'Exploitation de Champs
H₂S	Sulfure d'hydrogène
CO₂	Dioxyde de carbone
Hg	Mercure
C₅+	Hydrocarbures lourds (pentane et au-delà)
Reboiler	Réchauffeur (rebouilleur)
Slug catcher	Séparateur de grandes quantités de liquide dans le gaz
VD	Vessel Drum (ballon)
HB	Heat Exchanger (échangeur de chaleur)
HC	Heat Cooler (aéro-réfrigérant)
DB	Filter Drum (filtre à cartouches)
CE	Column (colonne)
FA	Furnace (four ou réchauffeur)

Liste des figures

N° Figure	Intitulé	Page
Figure I-1	Coupe schématique d'une tour de forage (onshore)	9
Figure I-2	Localisation d'un gisement offshore	10
Figure I-3	Les étapes du procédé Pritchard	13
Figure I-4	Les étapes du procédé Hudson	14
Figure I-5	Transport du gaz naturel par gazoduc	16
Figure I-6	Transport du gaz naturel par méthanier	18
Figure II-1	Échangeur monotube en serpentif	23
Figure II-2	Échangeur de chaleur coaxial	24
Figure II-3	Échangeur à tubes rapprochés	24
Figure II-4	Échangeur à tubes ailettes	25
Figure II-5	Échangeur à tube et calandre	25
Figure II-6	Échangeur à plaques	26
Figure II-7	échangeurs à surface primaire	26
Figure II-8	Échangeur à plaques et joints	27
Figure II-9	Échangeur à plaques brasées	27
Figure II-10	Mode de transmission de la chaleur	29
Figure II-11	Transfert de chaleur par conduction	30
Figure II-12	Transfert de chaleur par convection	31
Figure II-13	Transfert de chaleur par rayonnement	32
Figure II-14	Encrassement des tubes	36
Figure II-15	Encrassement des tubes réels	36
Figure II-16	Colmatage d'un échangeur à plaques	39
Figure III-1	Compagnie Association OURHOUD	42
Figure III-2	Blocs de gisement OURHOUD	42
Figure III-3	Emplacement géographique du champ OURHOUD	43
Figure III-4	Répartition des parts entre Sonatrach et ses partenaires	43
Figure III-5	Vue en 3D du gisement d'OURHOUD	45

Figure III-6	Différentes unités du champ OURHOUD	46
Figure III-7	Schéma de l'unité de traitement	47
Figure III-8	Unité de slug catcher	47
Figure III-9	Unité des séparateurs	48
Figure III-10	Unité des dessaleurs	49
Figure III-11	Four	50
Figure III-12	Compression	52
Figure III-13	Unité de déshydratation du gaz	53
Figure III-14	Unité de booster	54
Figure III-15	Schéma d'unité de régénération du glycol	56
Figure III-16	Vue générale du CPF	57
Figure III-17	Niveaux des bacs (rebouilleur / stockage)	58
Figure III-18	Niveaux du ballon de flash	59
Figure III-19	Niveaux bac de rebouilleur	60
Figure III-20	L'état d'un échangeur à plaques	60
Figure III-21	L'état du garnissage de la colonne	61
Figure III-22	Vue générale d'un échangeur à plaques	64
Figure IV-1	Les trois solvants (reformat – toluène – hexane) utilisés	68
Figure IV-2	Méthode utilisée pour l'étude	69
Figure IV-3	L'état du dépôt avant et après	69
Figure IV-4	Schéma de l'échangeur à plaques 1-HB-24-01B	74
Figure IV-5	Schéma de lavage de l'échangeur à plaques	74

Liste des tableaux

N° du tableau	Intitulé	Page
Tableau I-1	Les propriétés physiques du gaz naturel	6
Tableau IV-1	Dissociation des dépôts par le toluène	70
Tableau IV-2	Dissociation des dépôts par le réformat	70
Tableau IV-3	Dissociation des dépôts par le xylène	70
Tableau IV-4	Dissociation des dépôts par le mélange (Toluène + Xylène)	71
Tableau IV-5	Dissociation des dépôts par le mélange (Xylène + Reformat)	71
Tableau IV-6	Dissociation des dépôts par le mélange (Toluène + Reformat)	71

Résumé :

Le problème des perturbations de l'unité de déshydratation du gaz naturel par le triéthylène glycol (TEG) au champ pétrolier d'Ourhoud.

causées par l'encrassement des échangeurs thermiques, phénomène résultant d'une baisse de pression dans le séparateur qui achemine des hydrocarbures lourds vers le système de régénération du glycol. Sous l'effet des hautes températures, ces condensats subissent des réactions de craquage, formant des dépôts de coke qui réduisent l'efficacité thermique et les performances de l'unité. Pour résoudre ce problème, l'étude propose une solution de nettoyage chimique la plus efficace dans ce cas pour être adaptée. Une analyse comparative de plusieurs solvants a montré que le **réformât** est le plus efficace dans ce cas pour améliorer la fiabilité et le rendement du processus de déshydratation.

Mots-clés : gaz naturel, triéthylène glycol (TEG), déshydratation, encrassement, échangeurs thermiques, réformât, nettoyage chimique.

الملخص

تتناول هذه الأطروحة مشكلة اضطرابات وحدة تجفيف الغاز الطبيعي باستخدام ثنائي إيثيلين جليكول (TEG) في حقل الأورحد النفطي بسبب هذه الاضطرابات هو انسداد المبادلات الحرارية، وهي ظاهرة ناتجة عن انخفاض الضغط في الفاصل الذي يوجه الهيدروكربونات الثقيلة نحو نظام تجديد الجليكول. تحت تأثير درجات الحرارة المرتفعة، تخضع هذه المكثفات لتفاعلت تكسير، مما يؤدي إلى تكوين رواسب فحم الكوك التي تقلل من الكفاءة الحرارية وأداء الوحدة.

ولحل هذه المشكلة، تقترح الدراسة حلًا للتنظيف الكيميائي مناسباً. أظهر تحليل مقارن للعديد من المذيبات أن **المُعاد تشكيله (reformate)** هو الأكثر فعالية. يتميز هذا المذيب بقدرته الجيدة على إذابة الرواسب، وعدوانيته الكيميائية المنخفضة، وميزته كونه متاحاً محلياً وبتكلفة منخفضة. في الختام، يمثل استخدام المُعاد تشكيله حلًا مناسباً لتحسين موثوقية وكفاءة عملية التجفيف.

الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي، ثنائي إيثيلين جليكول (TEG)، التجفيف، الانسداد، المبادلات الحرارية، المُعاد تشكيله (reformate)، التنظيف الكيميائي.

Abstract

The problem of disruptions in the natural gas dehydration unit using triethylene glycol (TGE) at the Ourhoud oil field is by fouling of the heat exchangers, a phenomenon resulting from a pressure drop by fouling of the conveyors heavy hydrocarbons to the glycol regeneration system. Under the effect of high temperatures, these condensates undergo cracking reaction, forming coke deposits that reduce the thermal efficiency and performance of the unit. To solve this problem, the study proposes a chemical cleaning solution that is most effective in this case to improve the reliability and efficiency of the dehydration process. A comparative analysis of several solvents showed that **reformate** is the most effective in this case to improve the reliability and efficiency of the dehydration process.

Keywords: natural gas, triethylene glycol (TGE), dehydration, fouling, heat exchangers, reformate, chemical cleaning.

Sommaire

Introduction Générale	1
Chapitre I :présentation générale sur le gaz naturel	3
I.1. Gaz naturel.....	4
I.2. Caractéristiques du gaz naturel	4
I.2.1. Pouvoir calorifique	4
I.2.2. Densité et masse volumique	4
I.2.3. Propriétés physiques et chimiques	5
I.3. Différents types de gaz naturel.....	7
I.4. Le forage.....	8
I.4.1. Le forage d'exploration	8
I.4.2. Matériel de forage.....	8
I.4.3. Production.....	9
I.5.Extraction	10
I.6. Les procédés de traitement du gaz naturel	11
I.6.1. La déshydratation	11
I.6.2. Désacidification	11
I.6.3. Séparation des condensats	13
I.4.4Fractionnement des hydrocarbures	14
I.7.Transport et stockage du gaz naturel	15
I.7.1.Transport du gaz naturel.....	15
I.7.2. Stockage du gaz naturel.....	16
I.8.Liquéfaction du gaz naturel.....	18
Chapitre II: Étude technique des échangeurs thermiques et des phénomènes d'encrassement	20
II.1 Introduction	21
II.2. Echangeurs de chaleur	21
II.2.1. Définition	21
II.2.2 Principe de fonctionnement d'un échangeur de chaleur	21
II.2.3 Critères de classification des échangeurs de chaleur	22
II.3 Principaux types d'échangeur de chaleur.....	23
II.3.1 Les échangeurs Tubulaires.....	23
II.3.2 Echangeurs à plaques	25
II.3.3. Avantages et inconvénients des échangeurs à plaques	27

II.3.4 Quelques exemples d'applications.....	28
II.4 Transferts thermiques	28
II.4.1 Définition	29
II.4.2 Mode de transfert de chaleur.....	29
II.5 Principaux problèmes de l'échangeur de chaleur	32
II.5.1 Encrassement	33
II.5.2. Effet de l'encrassement sur le fonctionnement des échangeurs	33
II.5.3. Causes d'encrassement.....	36
II.5.4 Le colmatage	37
II.6. Conclusion	39
Chapitre III: Description du champ d'OURHOUD et de la problématique de déshydratation du glycol	40
III.1.Historique de l'organisation OURHOUD	41
III.1.1 Sonatrach	41
III.1.2 Présentation de l'organisation OURHOUD.....	41
III.1.3 Localisation	42
III.1.4 Histoire de l'organisation	43
III.1.5 Description du champ	44
III.2 L'unité de Traitement à OURHOUD	46
III.2.1 Procédures d'exploitation du champ	48
III.3 Traitement du gaz	50
III.3.1 Compresseur des têtes de colonnes de stabilisation (Over- Head):.....	51
III.3.2 Ré-compression	52
III.3.3 Déshydratation et régénération de glycol	52
III.3.4 La turbine (Les deux turbocompresseurs).....	53
III.3.5 Compresseur d'injection de gaz	54
III.3.6 Unite de Régénération de Glycol	54
III.4 Traitement d'eau	57
III.5 Air instruments.....	57
III.6 Problématiques	57
III.7 Solutions et Préposition	58
III.7.1 1er-CAS	58
III.8 Identification du problème	58
III.9 Problèmes dus aux hydrocarbures liquides	62

III.10 Echangeur à Plaque	62
Chapitre IV : Partie pratique : essais, résultats et recommandations	65
IV.1 Introduction	66
IV.2 Nettoyage mécanique	67
IV.3 Nettoyage chimique	67
IV.4 Introduction sur les solvants	67
IV.4.1 Toluene	67
IV.4.2 Reformat	67
IV.4.3 Hexane	67
IV.5 Principe de l'étude	67
IV.6 Méthode utilisée pour l'étude	68
IV.7 RESULTATS ET DISCUSSIONS	69
IV.7.1 Introduction	69
IV.8 Méthode de test	69
IV.8.1 Le 1er-cas	69
IV.8.2 Le 2eme-CAS	69
IV.8.3 Le 4eme-CAS	70
IV.8.4 Mélange (HEXANE-REFORMAT)	71
IV.8.5 Mélange (HEXANE-TOLUENE)	71
IV.8.6 Mélange (Toluène-Reformat)	71
IV.9 Conclusion	71
IV.10 Opération de Nettoyage	71
IV.11 Consigne Avant L'arrêt De Glycol	72
IV.12 Arrêt Du L'unité Du Glycol	72
IV.13 Préparation du L'échangeur Pour le Nettoyage Chimique	73
IV.13.1 Isolation du l'échangeur	73
IV.13.2 Platinage et démontage de la manchette	73
IV.13.3 Procédure De Nettoyage	73
IV.14 Procédé aux lavages par l'eau osmose	73
IV.15 Montage et déplatinage Du Circuit	73
Conclusion Générale	75
Références Bibliographiques.....	77



Introduction Générale



Introduction Générale

L'énergie constitue un pilier fondamental du développement économique, industriel et social.

Depuis la révolution industrielle, les sources d'énergie fossiles, en particulier le pétrole et le gaz naturel, ont joué un rôle déterminant dans l'essor des sociétés modernes. Le pétrole, grâce à ses propriétés physico-chimiques et son rendement énergétique élevé, a dominé le paysage énergétique mondial pendant des décennies. Cependant, au fil du temps, le gaz naturel a gagné en importance, non seulement comme complément mais aussi comme alternative plus propre, plus flexible et plus abondante dans certaines régions.

Le gaz naturel est aujourd'hui largement utilisé dans la production d'électricité, le chauffage, ainsi que dans diverses industries, en raison de ses faibles émissions de CO₂ et de sa forte efficacité énergétique. Toutefois, avant de pouvoir être transporté et utilisé, le gaz extrait doit subir plusieurs étapes de traitement. L'une des étapes cruciales est la déshydratation, qui permet d'éliminer la vapeur d'eau contenue dans le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates et la corrosion des installations.

La méthode la plus répandue pour cette opération repose sur l'utilisation du triéthylène glycol (TEG), un solvant hydrophile qui capte l'eau présente dans le gaz. Le TEG saturé en eau est ensuite régénéré dans une unité dédiée, à travers un procédé thermique visant à séparer l'eau du glycol, permettant ainsi sa réutilisation.

Cependant, l'efficacité de cette unité de régénération peut être compromise par plusieurs facteurs, notamment l'introduction d'hydrocarbures lourds (condensats) dans le circuit de régénération. C'est précisément ce type de problème qui a été observé au champ pétrolier d'OURHOUD, où une baisse de pression dans le séparateur a favorisé l'entraînement de condensats vers l'unité de déshydratation. Ces condensats, une fois introduits dans le réchauffeur de glycol, subissent des réactions thermiques à haute température qui entraînent

la formation de dépôts de coke. Ces dépôts provoquent l'encrassement des

échangeurs thermiques, altérant l'efficacité du transfert thermique et entraînant une perte de performance de l'unité. Face à cette problématique, **l'objectif de ce travail** est d'étudier une solution de nettoyage chimique adaptée pour éliminer efficacement les dépôts de coke sans endommager les installations. Cette étude repose sur l'évaluation comparative de différents solvants sélectionnés selon leur efficacité, leur accessibilité et leur compatibilité avec les matériaux des équipements.

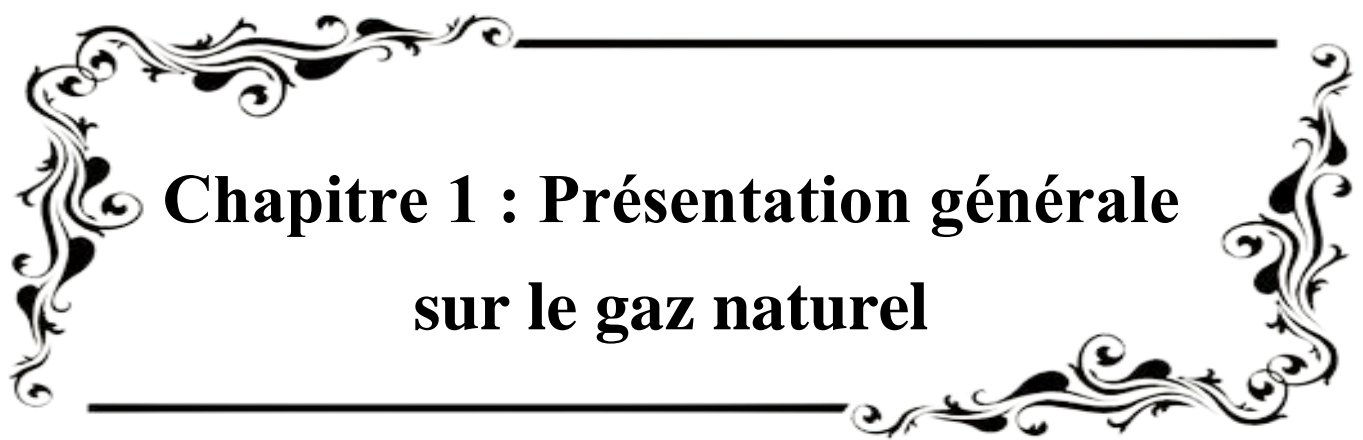
Cette **mémoire** est structurée comme suit :

Chapitre 1 : Une présentation générale sur le gaz naturel, ses propriétés, et les enjeux de son traitement.

Chapitre 2 : Un volet technique consacré aux échangeurs thermiques, leur principe de fonctionnement, les phénomènes d'encrassement, et les implications sur le rendement.

Chapitre 3 : Une description du champ d'OURHOUD, des unités concernées par la déshydratation et la régénération du glycol, ainsi que la problématique technique rencontrée.

Chapitre 4 : La partie pratique détaillant les essais réalisés, les solvants testés, les résultats obtenus, ainsi que les recommandations proposées à l'issue de cette étude.



**Chapitre 1 : Présentation générale
sur le gaz naturel**



I.1. Gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable, bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport et la distribution. Le gaz naturel est un mélange dont le constituant principal, de **75 % à 95 %**, est le méthane (**CH₄**). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom : **hydrocarbure**.

A température ambiante, le gaz naturel est incolore, inodore et plus léger que l'air. Pour des raisons de sécurité, des composés odorants comme les mercaptans y sont ajoutés afin de détecter plus facilement les fuites [1].

I.2. Caractéristiques du gaz naturel

I.2.1. Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur qui se dégage lors de la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Il s'exprime par [joule/m³]. Il existe deux types de pouvoir calorifique :

a) Pouvoir calorifique supérieur : (PCS)

Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion (contient d'hydrogène ou des produits hydrogènes) sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée l'état liquide[2].

b) Pouvoir calorifique inférieur :(PCI)

Il correspond à la combustion, dans laquelle l'eau resterait à l'état vapeur. Le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur qui est égale à la chaleur latente de vaporisation de l'eau[2]

I.2.2. Densité et masse volumique

a)La masse volumique :

D'un gaz représente la masse d'une unité de volume de gaz et s'exprime en kg/m³. Elle en fonction de la température et de la pression. En dehors de conditions spécifiées, on se réfère à des conditions dites normales et standards :

⊗ Conditions normales :

Température : 0 °C, Pression : 1 atm = 101325Pa (1atm) ;



⊗ **Conditions standards :**

Température : 15 °C, Pression : 1 atm = 101325Pa (1atm).

(Etats-Unis : 60 °F, 14,7 psia). Connaissant la masse volumique du gaz aux conditions normales ou standards, les quantités de gaz exprimées en m³(n) ou m³ (st) peuvent être converties en quantités exprimées en kg[2].

b) Le volume massique :

Représente le volume occupé par une unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique, et s'exprime en m³/kg[2].

c) La densité d'un gaz :

Définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions standards soit aux conditions normales. En faisant l'hypothèse que dans les conditions de référence considérées, une mole du gaz étudié occupe le même volume qu'une mole d'air, la densité du gaz devient égale au rapport de la masse molaire du gaz M_g sur la masse molaire de l'air[2].

Densité du gaz = Masse moléculaire du gaz/ Masse moléculaire d'air

Soit : à 15°C

Densité du gaz = Masse moléculaire du gaz/ 28.966

I.2.3. Facteur de compressibilité

Généralement, le volume de gaz réel est inférieur à celui de ce gaz quand le suppose idéal, et par conséquent on le dit compressible. Le rapport de volume de gaz réel sur celui idéal, ce qui est une mesure de la quantité de gaz dévié de comportement parfait, est appelé facteur de compressibilité, il est nommé aussi facteur de déviation de gaz, symbolisé par Z. Le facteur de déviation de gaz, par définition, le rapport de volume actuellement occupé par un gaz à une pression et température données au volume qu'il peut l'occuper quand il comporte idéalement. L'équation d'état de gaz réel est alors écrite comme :

$$P.V = Z.n.R.T \quad \dots\dots\dots\text{éq I-1}$$

**P** la pression**V** le volume**Z** le facteur de compressibilité**n** le nombre de kilo-moles de gaz**R** la constante des gaz**T** la température absolue

Le facteur de déviation Z est égal à 1 à basses pressions et hautes températures, ce qui signifie que le gaz comporte comme un gaz parfait dans ces conditions. Dans les conditions atmosphériques ou standards, le facteur Z est toujours approximativement égal 1 [3].

I.2.4. Propriétés physiques et chimiques

a) Propriétés physiques :

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau I-1: les propriétés physiques du gaz naturel[4].

Propriétés	Indication
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais cont pour la produit odorant (mercaptan détection des fuites)
Masse molaire	16.7g/mole
Densité de vapeur à 15°C	0.58 (plus léger que l'air =1)
Masse volumique	0.72 g/cm ³
Point de liquéfaction	-162°C
Point d'auto allumage	540/560 °C
Pouvoir calorifique inférieur stœchiométrique	2.75 MJ/kg
Pourcentage de substances volatiles (%)	100

b) Propriétés chimiques :



Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant, il est composé principalement de méthane (95 %) et d'éthane (2 %) avec un peu d'inerte : CO_2 (< 2 %) et N_2 (< 3%). La forme gazeuse du gaz naturel, lors de la combustion, libère une importante quantité de chaleur. La teneur maximale en inerte est réglementée mais pas la composition en hydrocarbure, c'est le pouvoir calorifique qui est réglementé[5].

c) Composition chimique :

Le gaz naturel est un mélange complexe de constituants hydrocarbonés et non hydrocarbonés et existe sous forme de gaz dans les conditions atmosphériques. Pratiquement des centaines de composés différents peuvent être présents dans le gaz naturel en quantités variables. Même deux puits produisant à partir du même réservoir peuvent produire des gaz de composition différente à mesure que le réservoir s'épuise.

Alors que le gaz naturel est formé principalement de méthane (CH_4), il peut également contenir des quantités importantes d'éthane (C_2H_6), de propane (C_3H_8), de butane (C_4H_{10}), de pentane (C_5H_{12}), ainsi que des traces d'hexane (C_6H_{14}) et d'autres composés plus lourds. Hydrocarbures. De nombreux gaz naturels contiennent souvent de l'azote (N_2), du dioxyde de carbone (CO_2), du sulfure d'hydrogène (H_2S) et d'autres composants soufrés tels que les mercaptans (R-SH), le sulfure de carbone (COS) et le disulfure de carbone (CS_2). Des traces d'argon, d'hydrogène et d'hélium peuvent également être présentes. On sait qu'il existe des traces de substances métalliques dans les gaz naturels, notamment l'arsenic, le sélénium, le mercure et l'uranium[4].

La composition chimique du gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation. Elle sert aussi à calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement de l'exploration (extraction des produits liquides).

I.3. Différents types de gaz naturel

Le gaz naturel se trouve sous quatre formes:[2]

□ Gaz sec



Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide. Ceci reste vrai lorsque la pression dans le réservoir décroît avec le temps. Ce type de gaz doit être concentré en méthane et contenir peu d'hydrocarbures plus lourds que lui ;

□ **Gaz humide**

Ce type de gaz forme une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane ;

□ **Gaz à condensat**

Le gaz à condensat forme une phase liquide dans le réservoir par condensation. Au cours de la remontée dans le puits, le gaz se refroidit avec formation de liquide en surface, ce qui engendre que la phase condensée est riche en constituants lourds ;

□ **Gaz associé**

Le gaz associé coexiste dans la roche réservoir avec un gisement de pétrole. Il peut être sous forme de gaz dissous dans l'huile ou sous forme de gaz de couverture (gaz cap) situé au-dessus de réserve de pétrole (huile) [2].

I.4. Le forage

Le pétrole et le gaz se trouvent dans les profondeurs du sous-sol depuis des millions d'années. Pour réaliser l'extraction des hydrocarbures, il faut creuser jusqu'aux gisements, enfouis jusqu'à plusieurs kilomètres sous terre. Des techniques de cartographie et de sismographie permettent d'identifier les réserves potentielles de gaz techniquement et économiquement exploitables. Les études peuvent se réaliser sur terre (onshore) (Fig 1.1) a en mer (offshore) (Fig 1.2), selon deux techniques différentes chocs ou vibrations sonores pour le sol et production d'onde sismique pour repérer les gisements en mer [6].

I.4.1. Le forage d'exploration :

On emploie la technique du forage d'exploitation pour définir à quelle profondeur se trouve le gisement d'hydrocarbures. Les infrastructures mises en place sont souvent complexes et sont déterminées en fonction de la localisation et de la nature de la roche repérée. Le forage est soit fait à la verticale, soit à l'horizontale, lorsqu'il s'agit de gisements très étendus et de faible épaisseur [7].



I.4.2. Matériel de forage

Une plate-forme est érigée afin de supporter tous les instruments de forage. Sur celle-ci est arrimée une tour de forage métallique qui peut atteindre une hauteur de 40 mètres. Un trépan, constitué de roues dentées en rotation, attaque la couche rocheuse et finit par l'user. Ce trépan est entraîné dans le sol à l'aide de tubes creux fixés les uns autres. Un plateau tournant assure le mouvement de rotation nécessaire du trépan et des tubes. Un liquide de rinçage est injecté dans le trou de forage: il permet de plâtrer les parois. De cette manière, la pression est maintenue en équilibre afin d'éviter l'effondrement du trou fore. Il assure également l'évacuation des débris de forage vers la surface pour analyse. Le trou de forage est tubé en fonction de l'avancement en profondeur [8].

I.4.3. Production

Lorsqu'un forage d'essai atteint une formation qui semble contenir suffisamment de pétrole, de gaz naturel ou les deux, on fore des puits d'évaluation [9].

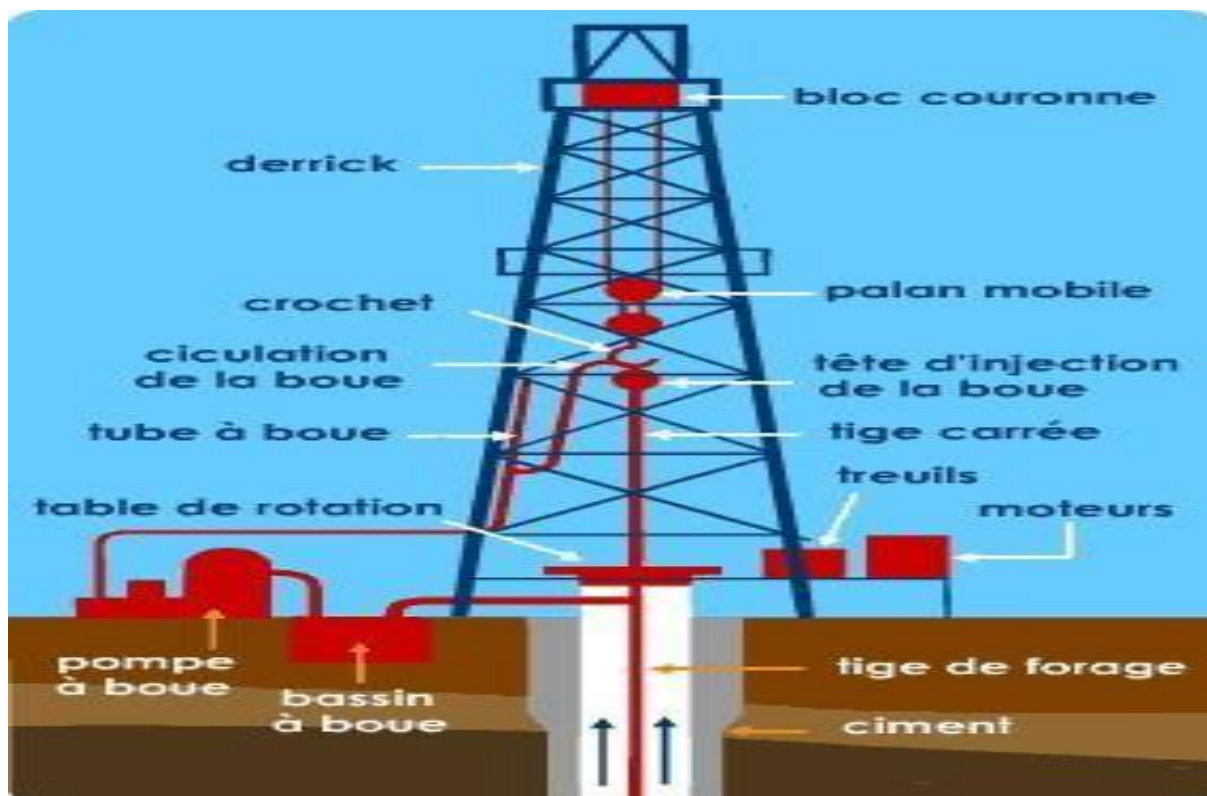


Figure I-1: Coupe schématique d'une tour de forage (onshore) [7].

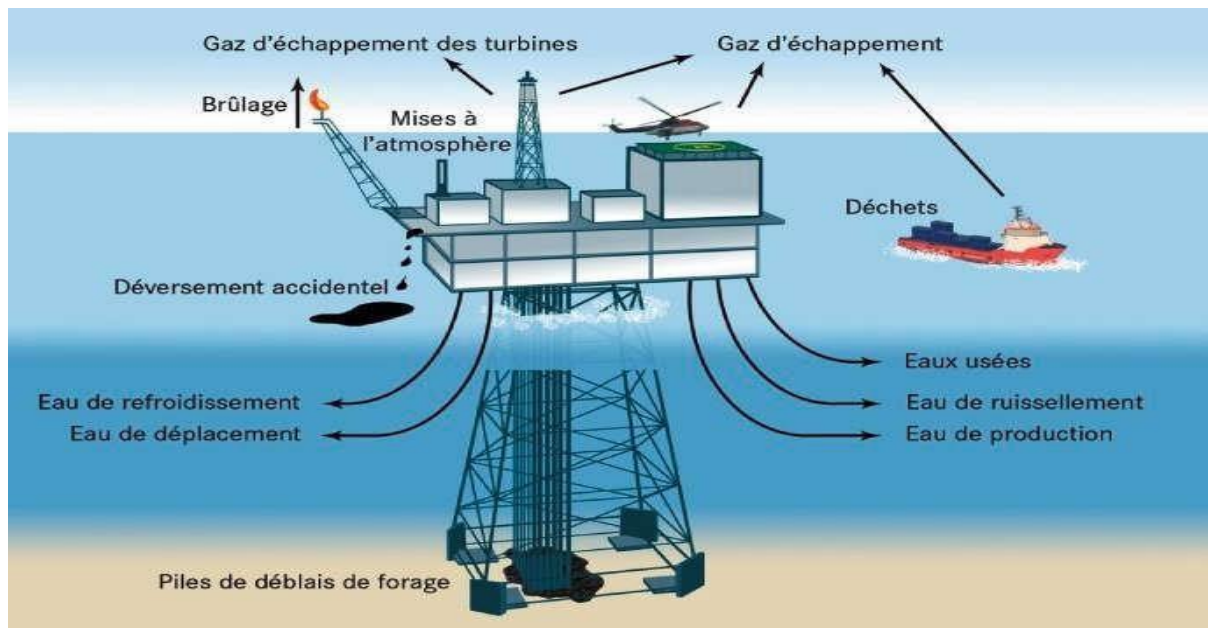


Figure I-2: Coup schématique d'une tour de forage (offshore) [6].

I.5.Extraction

Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés et extraits simultanément des mêmes gisements, ou encore des mêmes zones de production. Les hydrocarbures liquides proviennent du pétrole brut pour une proportion moyenne de l'ordre de 80 % ; les 20 % restants, parmi les fractions les plus légères, le propane et le butane sont presque toujours liquéfiés pour en faciliter le transport. L'exploration (recherche de gisements) et l'extraction du gaz naturel utilisent des techniques à peu près identiques à celles de l'industrie du pétrole. Une grande partie des gisements de gaz connus à travers le monde a d'ailleurs été trouvée au cours de campagnes d'exploration dont l'objectif était de trouver du pétrole [7].

Lors de l'extraction d'un gaz sous pression, son refroidissement et sa détente à la tête du puits provoque la condensation des hydrocarbures (C5 à C8 qu'il peut contenir) et d'eau. Les hydrocarbures liquides légers récupérés, appelés « condensats de gaz naturel » ou « liquide de puits de gaz naturel » correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de essence et du naphtha). Tout le reste (hydrocarbures C1 à C4, dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène et hélium) est gazeux à température ambiante et acheminé par gazoduc vers une usine de traitement de gaz. Il faut donc deux réseaux de collecte, un pour le gaz et un pour les condensats [9].



I.6. Les procédés de traitement du gaz naturel

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires. Il est nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- Hydrogène sulfuré (**H₂S**) : toxique et corrosif.
- ✓ Le dioxyde de carbone (**CO₂**): corrosif et de valeur thermique nulle.
- ✓ Le mercure (**Hg**) : corrosif dans certains cas.
- ✓ L'eau (**H₂O**) : conduisant à la formation des hydrates.
- ✓ Les hydrocarbures lourds : condensant dans les réseaux de transport.
- ✓ L'azote (**N₂**): de valeur thermique nulle [1].

Le degré d'épuration de ces contaminants dépend de l'utilisation finale du gaz .

Les procédés de traitement du gaz sont multiples, et le choix de l'un d'elles est basé sur les critères suivants :

- ✓ Qualité de l'effluent brut.
- ✓ Taux de récupération des hydrocarbures lourds visé.
- ✓ Spécification des puits finis.
- ✓ Coût global des investissements[1].

Les principaux procédés de traitements qui sont effectués sur le gaz naturel brut se résument à :

- **La première étape** : permet de réaliser la séparation des fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent des puits , fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât) et l'eau libre.
- **La seconde étape de traitements**: dépend du mode de transport.

Le gaz naturel et ces formes peuvent être transportés sous diverses formes :

- ✓ Gaz naturel comprimé.
- ✓ Gaz naturel liquéfié (GNL).



- ✓ Gaz pétrolier liquéfié (GPL).
- ✓ Produits chimiques dérivés (méthanol, ammoniac).

Chacune de ces filières apparaît comme une succession d'étapes et constitue une chaîne gazière.

I.6.1. La déshydratation :

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôt des cristaux, d'abord considérés comme étant de la glace. Ces cristaux, sont en fait, constitués par des hydrates de gaz naturel apparaissant bien au-dessus de la température de formation de la glace.

Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel au moyen de techniques de traitement appropriées.

La déshydratation du gaz naturel est réalisée par différents types des procédés:

- Absorption;
- Adsorption;
- Perméation gazeuse.[1]

I.6.2. Désacidification :

La désacidification consiste à séparer du gaz naturel les gaz acides, essentiellement CO₂ et H₂S. L'élimination d'hydrogène sulfuré doit être en général beaucoup plus poussée que celle du dioxyde de carbone.

Les spécifications de teneur en gaz acides sont imposées par de contraintes de sécurité (très forte toxicité de l'hydrogène sulfuré), de transport (corrosion, risques de cristallisation dans le cas de la liquéfaction) ou distribution (gaz commercial).

Les principaux procédés utilisés pour réaliser la désacidification:

- ✓ Désacidification par absorption ;
- ✓ Désacidification par adsorption ;
- ✓ Désacidification par perméation gazeuse .

De nombreux facteurs doivent être pris en compte dans le choix d'un procédé de désacidification et notamment les suivants :

- Composition du gaz naturel.
- Teneur en gaz acides du gaz à traité.



- Spécification en sortie.
- Débit de gaz à traiter et conditions de pression et température à l'entrée.
- Conditions d'élimination de H₂S avec ou sans récupération de soufre [1].

I.6.3. Séparation des condensâts :

Elle se fait par abaissement progressif de la température du gaz suivant des procédés de refroidissement tels que :

➤ Procédés de RITCHARD :

Le gaz brut est refroidit à travers une série d'échangeurs de chaleur avant d'être détendu isenthalpiquement dans une vanne Joule-Thompson jusqu'à une température voisine de -23 °C.

Pour son fonctionnement normal, le procédé Pritchard utilise une boucle de propane pour ses besoins en frigories. Notons que le propane d'appoint est produit dans une unité indépendante [11].

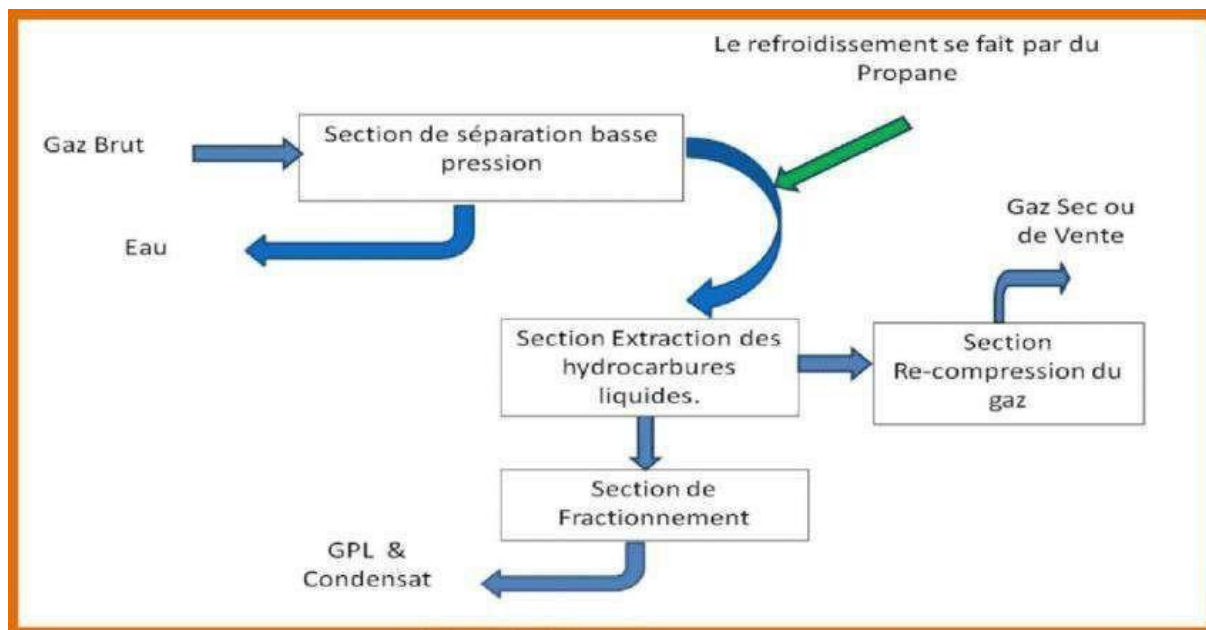


Figure I-3: Les étapes du procédé Pritchard.[11]

Les liquides récupérés dans les différents ballons séparateurs sont stabilisés dans le déethaniseur puis fractionnés en condensât et en GPL dans le débutaniseur. Les gaz moyen pression venant du déethaniseur sont déshydratés dans un contacteur au TEG (triéthylène glycol). Sur le site, il est nécessaire d'avoir une unité de régénération de TEG et une section pour la recompression des gaz moyen pression. [11]



➤ Procédés de HUDSON :

Le procédé Hudson est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détente complétées d'une détente à travers une machine dynamique appelée Turbo-Expander qui permet d'atteindre un niveau de température de -40 °C . Les hydrocarbures liquides récupérés dans les différents ballons de séparation sont stabilisés au niveau du dééthaniseur puis envoyés au débutaniseur pour être séparés en condensat et GPL. [11]

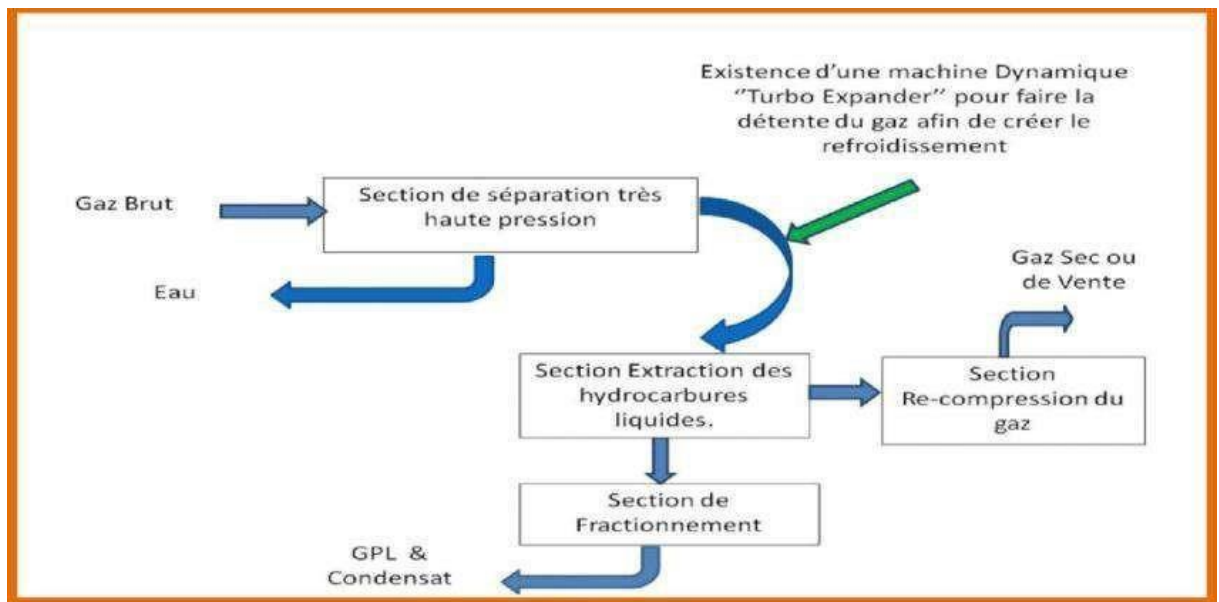


Figure I-4: Les étapes du procédé Hudson. [11]

L'énergie obtenue grâce à la détente isentropique est utilisée pour comprimer le gaz sec par le compresseur de Turbo-Expander à la pression du gazoduc de gaz de vente. [11] ➤

Procédé d'Alrar :

Procédé mixte Dans ce procédé de traitement de gaz on trouve une combinaison entre les deux autres procédés de traitement pour assurer les besoins en frigories, il utilise à la fois une boucle de propane et un turbo-expander.

La température finale obtenue grâce aux refroidissements successifs peut atteindre -65 °C . Les liquides obtenus à différents niveaux sont stabilisés puis fractionnés en GPL et condensat [11]

I.6.4 Fractionnement des hydrocarbures



Lorsque le gaz naturel contient une fraction relativement importante d'hydrocarbures lourds, la séparation est en général réalisée par abaissement de la température avec formation d'une phase liquide ; il peut être également effectué par une opération d'absorption ou d'adsorption .[11]

➤ **Procédés mis en œuvre :**

L'ajustement requis de la teneur en eau, en gaz acides et hydrocarbures lourds, est réalisé par des opérations de traitement, qui permettent de purifier le gaz naturel en séparant les constituants à éliminer du gaz traité.

Ces opérations de traitement font appel à des procédés de séparation divers :

- Absorption .
- Adsorption.
- Séparation par membrane [1].

I.7.Transport et stockage du gaz naturel

I.7.1.Transport du gaz naturel

Il existe deux méthodes de transport du gaz naturel :

- 1- Par gazoduc :** les gazoducs sont le moyen le plus courant, Le gaz naturel est transporté dans de gros tuyaux et comprimé tous les 120 à 150 km par des stations de compression. La différence de pression ainsi créée entraîne son déplacement dans le tuyau à une vitesse de 15 à 20 km/h.[7].



Figure I-5: Transport du gaz naturel par gazduc [9].

2- **Par Méthanier** : les méthaniers sont des navires spécialisés dans le transport du gaz utilisent comme combustible la faible part du gaz naturel liquéfié (GNL) qui s'évapore des réservoirs.

Encore peu répandue, cette deuxième option devrait se développer dans les années à venir. Elle permet de relier rapidement les pays de production aux pays de consommation, souvent très distants, et d'exploiter des gisements situés dans des zones géographiques où il s'avère impossible de construire un gazoduc.

Mais cette Méthode qui permet de « condenser » l'énergie gazeuse sous un volume réduit exige des investissements très lourds, tant pour la liquéfaction que pour le transport. [6].



Figure I-6: Transport du gaz naturel par méthaniers [6].

I.7.2. Stockage du gaz naturel

Le stockage de gaz naturel est nécessaire pour assurer l'ajustement saisonnier des consommations et des ressources en gaz.

Il existe deux modes principaux de stockage comme suite :

1. Le stockage cryogénique (aérien) : La conception des cuves de stockage est également basée sur l'association d'une enceinte interne, destinée à contenir le liquide stocké et d'une enceinte externe, qui contient l'isolation placée autour de l'enceinte interne.

Deux techniques de ce type de stockage sont utilisés :

A. Réservoirs à double paroi : la cuve interne construite en acier à 9% de Nickel et l'enceinte externe est réalisée en acier ou en béton précontrainte.

B. Réservoirs à membrane : l'isolation transmet à la coque extérieure toutes les sollicitations mécaniques de poussée du liquide et du gaz. Elle est constituée par une mousse rigide de PVC à cellules fermées.[1]

2. Le stockage souterrain : Des cavités souterraines aux caractéristiques géologiques appropriées permettent d'enfermer de grandes quantités de gaz naturel, avec des investissements relativement limités en comparaison du stockage aérien. Les sites appropriés au stockage souterrain du gaz sont :



- A. le stockage en cavité saline :** les formations salifères localisées entre une couche supérieure et une couche inférieure de terrain imperméable.
- B. le stockage en nappe aquifère :** des roches poreuses gorgées d'eau et entourées par des roches imperméables.
- C. stockage en gisement déplété :** dans un ancien gisement de gaz naturel, aujourd'hui épuisé et reconverti en unité de stockage du gaz.[11]



Figure I-7: Stockage du gaz naturel [10]

I.8.Liquéfaction du gaz naturel

Le gaz naturel est d'abord acheminé par gazoduc, du gisement où il a été extrait jusqu'à une usine de liquéfaction disposant d'une façade maritime et d'installations portuaires.

Dans l'unité de liquéfaction, le gaz naturel traverse plusieurs étapes de traitement successif :

- **Épuration :** cette phase consiste à éliminer le dioxyde de carbone (CO_2), susceptible de se solidifier et d'endommager les équipements cryogéniques, ainsi que le sulfure d'hydrogène (H_2S) et d'autres composés soufrés.



- **Déshydratation** : l'eau (H_2O) est extraite afin de prévenir la formation d'hydrates de méthane pouvant obstruer les échangeurs cryogéniques. Le gaz ainsi « séché » est essentiellement constitué de méthane pur. On en retire également les traces de mercure (Hg), un élément toxique et corrosif pour les alliages utilisés dans le procédé.
- **Pré-refroidissement** : le gaz est refroidi progressivement jusqu'à environ -30 °C. Des colonnes de distillation permettent alors de séparer les hydrocarbures plus lourds et les GPL (propane et butane), qui trouvent une valorisation comme matière première en pétrochimie ou comme carburants.
- **Liquéfaction** : le gaz est comprimé, refroidi à pression constante puis détendu, et ce à plusieurs reprises dans des colonnes frigorifiques (pompes à chaleur). À l'issue du processus, il atteint une température comprise entre -161 °C et -163 °C, devenant entièrement liquide à pression atmosphérique.

Ce procédé de liquéfaction est fortement énergivore : en moyenne, près de 10 % du gaz livré à l'usine est consommé pour son propre fonctionnement, principalement afin d'alimenter les pompes à chaleur nécessaires au refroidissement.

A decorative frame consisting of two horizontal lines, one at the top and one at the bottom, with ornate, symmetrical floral and scrollwork patterns at the corners and ends. The text is centered within this frame.

**Chapitre II : Étude technique des
échangeurs thermiques et des phénomènes
d'encrassement**



II.1 Introduction

Les échangeurs de chaleur sont des équipements essentiels dans l'industrie thermique, les échangeurs thermiques ont acquis une importance économique majeure. On estime presque toute l'énergie thermique produite ou recueillie transite au moins une fois par un échangeur de chaleur. Les échangeurs de chaleur sont utilisés dans les domaines de l'énergie, du pétrole, du transport, de la climatisation, de la réfrigération, de la cryogénie, de la récupération de chaleur et d'autres industries. [12].

II.2. Echangeurs de chaleur

II.2.1. Définition

Un échangeur de chaleur comme son nom l'indique, est un appareil servant à transmettre la chaleur d'un fluide à un autre. Dans les échangeurs les plus courants les deux fluides sont séparés par une paroi à travers laquelle les échanges se font par conduction. La transmission de chaleur fluide-paroi relevant essentiellement de la convection. Dans certains appareils, l'échange de chaleur **est** associé à un changement de phase de l'un des deux fluides, c'est le cas des condenseurs, et des évaporateurs [13].

II.2.2 Principe de fonctionnement d'un échangeur de chaleur

Un échangeur de chaleur fonctionne en transférant de la chaleur d'un fluide à un autre sans les mélanger. Le principe de base repose sur le transfert thermique dans les échangeurs repose principalement sur deux mécanismes : **la conduction** (à travers les parois séparant les fluides) et **la convection** (entre les fluides et les parois). Les principales caractéristiques de leur fonctionnement peuvent être résumées comme suit :

- **Présence de deux fluides** : un fluide chaud et un fluide froid circulent dans l'échangeur. Le premier cède de la chaleur, tandis que le second l'absorbe.
- **Surfaces d'échange** : les fluides sont séparés par des parois solides qui assurent la transmission de chaleur sans contact direct, garantissant ainsi un transfert efficace.
- **Types d'échangeurs** : on distingue plusieurs configurations, notamment les échangeurs **à plaques, tubulaires** ou **à air**, chacun adapté à des besoins spécifiques et optimisé selon la nature des fluides et les conditions de service.



et des phénomènes d'encrassement

- **Différence de température** : le transfert thermique est rendu possible par l'écart de température entre les deux fluides, conformément aux principes de la thermodynamique.
- **Efficacité** : elle dépend de la conception de l'échangeur, des débits des fluides et des propriétés thermiques des matériaux utilisés [13].

II.2.3 Critères de classification des échangeurs de chaleur

On peut classer les différents types d'échangeurs de chaleur par plusieurs critères. Nous allons les énumérer ci-dessous.

II.2.3.1 Classification selon la technologie

Les principaux types d'échangeurs rencontrés sont les suivants : -

- A tubes : monotubes, coaxiaux ou multitubulaires.
- A plaques : a surface primaire ou à surface secondaire.
- Autres types : contact direct, a caloducs ou à lit fluidise. [14]

II.2.3.2 Classification selon le mode de transfert de chaleur

Les trois modes de transfert de chaleur (conduction, convection, rayonnement) sont Couplés dans la plupart des applications (chambre de combustion, récupération sur les fumées, etc.), il y a souvent un mode de transfert prédominant. Pour tout échangeur avec transfert de chaleur à travers une paroi, la conduction intervient. [14].

II.2.3.3 Classification suivant le procédé de transfert de chaleur

Suivant qu'il y a ou non stockage de chaleur, on définit un fonctionnement en récupérateur ou en régénérateur de chaleur :

- Transfert sans stockage, donc en récupérateur, avec 2 ou n passages et un Ecoulement en général continu.
- Transfert avec stockage, donc en régénérateur, avec un seul passage et un Écoulement intermittent, la matrice de stockage étant statique ou dynamique. [14]

II.2.3.4 Classification fonctionnelle

Le passage des fluides dans l'échangeur peut s'effectuer avec ou sans changement de phase, suivant le cas, on dit que l'on a un écoulement monophasique ou diphasique. On rencontre alors les différents cas suivants :

- Les deux fluides ont un écoulement monophasique.



et des phénomènes d'encrassement

- Un seul fluide a un écoulement avec changement de phase, cas des évaporateurs ou des condenseurs. [14]
- **II.2.3.5 Classification suivant la nature du matériau de la paroi d'échange** On retiendra deux types de parois :
 - Echangeurs métalliques en acier, cuivre, aluminium ou matériaux spéciaux : Superalliages, métaux ou alliages réfractaires.
 - Echangeurs non métalliques en plastique, céramique, graphite, verre, ect[14].

II.3 Principaux types d'échangeur de chaleur

II.3.1 Les échangeurs Tubulaires

Dans le monde industriel, les échangeurs utilisant les tubes comme constituant principal de la paroi d'échange sont très répandus

On peut distinguer en 3 catégories suivant le nombre de tubes ainsi que leur arrangement :

Échangeur monotube : dans lequel le tube est placé à l'intérieur d'un réservoir et a généralement la forme d'un serpent[15].

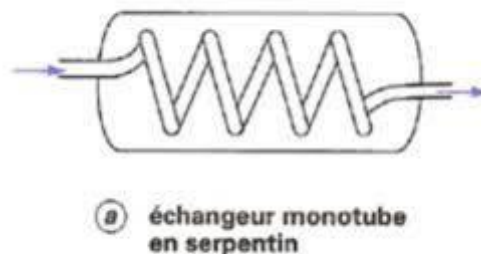


Figure II: 1échangeur monotube en serpent [15]

Échangeur coaxial : dans lequel les tubes sont le plus souvent cintrés ; en général, le fluide chaud ou le fluide à haute pression s'écoule dans le tube intérieur [15] **Échangeur**

multitubulaire : existant sous quatre formes :



et des phénomènes d'encrassement

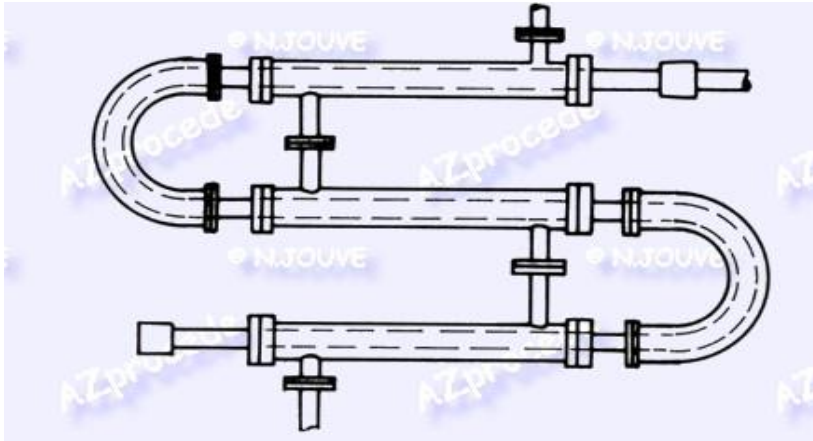


Figure II-2: échangeur de chaleur coaxial [15]

-**Échangeur à tubes séparés** : à l'intérieur d'un tube de diamètre suffisant se trouvent placés plusieurs tubes de petit diamètre maintenus écartés par des entretoises. L'échangeur peut être soit rectiligne, soit enroulé,

-**Échangeur à tubes rapprochés** : pour maintenir les tubes et obtenir un passage suffisant pour le fluide extérieur au tube, on place un ruban enroulé en spirale autour de certains d'entre eux. Les tubes s'appuient les uns sur les autres par l'intermédiaire des rubans[16]

-**Échangeur à tubes ailettes** : ces tubes permettent d'améliorer le coefficient d'échange thermique.



Figure II-3 échangeur à tube rapprochés(16)



et des phénomènes d'encrassement

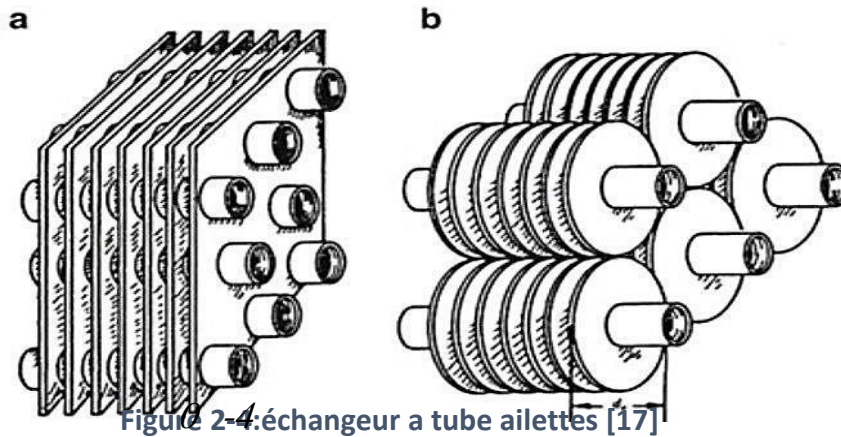


Figure 2-4: échangeur a tube ailettes [17]

]

-Échangeur à tubes et calandre : Les échangeurs à tubes et calandre sont construits de façon différente, selon l'état des fluides présents. À l'intérieur des tubes le premier fluide peut circuler en plusieurs passes. Le second fluide du côté de la calandre peut circuler à multi passe du fait de la présence des chicanes. Cela permet d'irriguer mieux tous les tubes, les chicanes peuvent être des plaques trouées de formes : segment, disques, orifices circulaire, troncs circulaire, ect. [8] Les échangeurs à tubes et calandre sont parmi les plus utilisés dans les industries de procédé et particulièrement dans la chimie et le raffinage. [14]

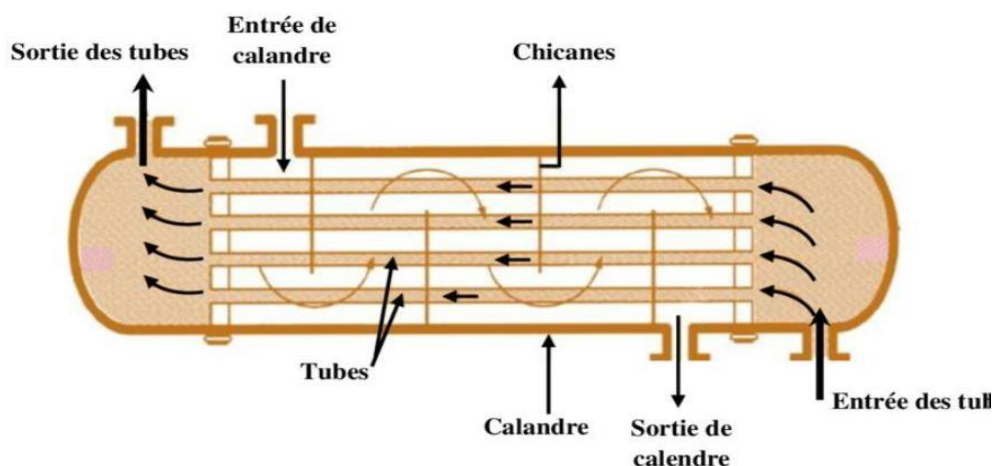


Figure II-5 échangeur a tube et calandre [18]

II.3.2 Echangeurs à plaques :



et des phénomènes d'encrassement

Les échangeurs à plaques sont constitués par un empilement de plaques écartées les unes des autres par des entretoises pour former un ensemble de conduits plats. Un fluide circule dans les conduits pairs, l'autre dans les conduits impairs. L'avantage principal de ce type d'échangeur est la compacité. En effet, on voit bien que ce dispositif permet une grande surface d'échange dans un volume limité, ce qui est particulièrement utile lors des utilisations nécessitant des puissances importantes. [14]

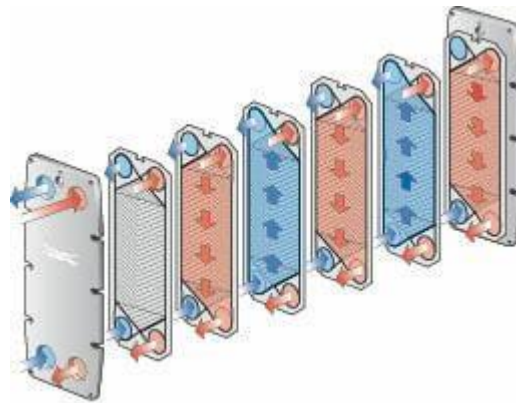


Figure II-6 échangeur à plaque [14]

II.3.2.1 Échangeurs à surface primaire :

Les échangeurs à surface primaire sont constitués de plaques corruguées, nervurées ou picotées. Le dessin du profil de plaques peut être assez varié mais il a toujours un double rôle d'intensification du transfert de chaleur et de tenue à la pression par multiplication des points de contact [19].



Figure II-7 d'échangeurs à surface primaire [19].

II.3.2.2 Échangeurs à plaques et joints



et des phénomènes d'encrassement
La surface d'échange est alors composée de plaques métalliques, équipées de joints, serrées les unes contre les autres à l'aide de tirants entre deux flasques, l'un fixe, l'autre mobile [19].

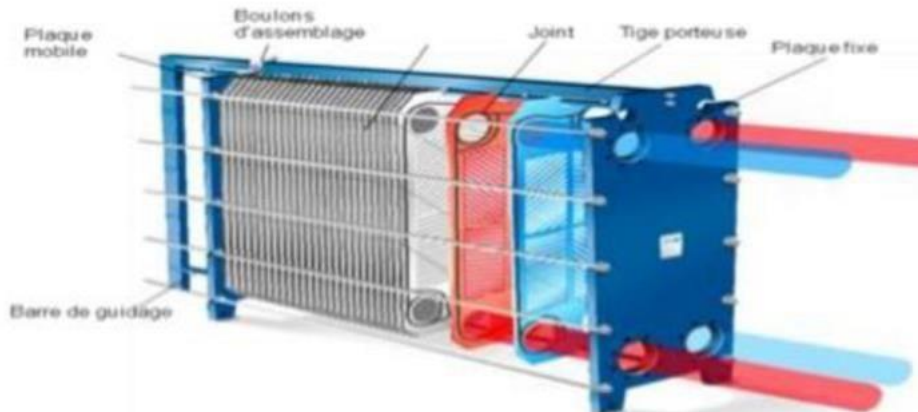


Figure II-8: échangeur a plaque et joint

II.3.2.3 Échangeurs à plaques soudées ou brasées

C'est une variante de l'échangeur plaques et joints conventionnels, car sa surface d'échange est constituée d'une série de plaques métalliques à cannelures inclinées [19].

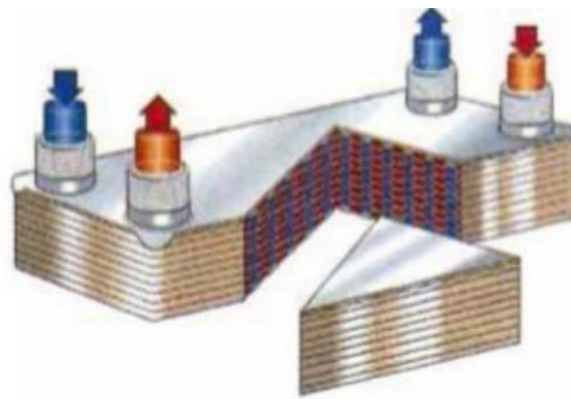


Figure II-9: échangeur a plaque brasées

II.3.3. Avantages et inconvénients des échangeurs à plaques [19] :

II.3.3.1 Avantages :

Compacité : Surface d'échange élevée par rapport à leur volume, ce qui les rend efficaces dans des espaces restreints.

Grande efficacité thermique : Grâce à la large surface de contact entre les fluides et aux écoulements en contre-courant qui maximisent le transfert de chaleur.



et des phénomènes d'encrassement

Facilité d'entretien : Les plaques sont démontables, ce qui facilite la maintenance et le nettoyage.

II.3.3.2 Inconvénients :

Limitation de la pression : Les échangeurs à plaques ne supportent pas des pressions aussi élevées que les échangeurs tubulaires.

Sensibilité à l'encrassement : La conception des plaques peut entraîner l'accumulation de dépôts .

II.3.4 Quelques exemples d'applications

Les échangeurs de chaleur sont utilisés dans de nombreux domaines pour transférer de l'énergie thermique d'un fluide à un autre sans les mélanger. Voici quelques exemples d'applications pour différents types d'échangeurs de chaleur :

II.3.4.1 Échangeur air-air

HVAC (Chauffage, Ventilation et Climatisation) : Utilisé pour récupérer la chaleur de l'air extrait des bâtiments et la transférer à l'air entrant, améliorant ainsi l'efficacité énergétique.

Industrie automobile : Utilisé dans les systèmes de refroidissement des moteurs pour transférer la chaleur de l'air chaud à l'air plus frais.

II.3.4.2 Échangeur air-eau

Systèmes de chauffage : Utilisé pour chauffer l'eau dans les chaudières en transférant la chaleur de l'air chaud à l'eau.

Refroidissement des serveurs informatiques : Utilisé pour transférer la chaleur générée par les serveurs à l'eau de refroidissement.

II.3.4.3 Échangeur eau-eau :

- **Industrie chimique et pétrochimique** : Utilisé pour récupérer la chaleur des procédés industriels et la transférer à un autre fluide pour des applications de chauffage ou de refroidissement.
- **Systèmes de chauffage domestique** : Utilisé pour transférer la chaleur de l'eau chaude produite par une chaudière à l'eau des radiateurs ou des planchers chauffants.

Ces applications montrent la polyvalence des échangeurs de chaleur dans divers secteurs industriels et domestique.

II.4 Transferts thermiques



et des phénomènes d'encrassement

II.4.1 Définition

Le transfert thermique est un phénomène fondamental en thermodynamique qui joue un rôle important dans de nombreux domaines tels que l'ingénierie, l'architecture et les sciences de matériaux. Il désigne le mouvement de chaleur d'un corps à un autre en raison de la différence de température.

Le transfert thermique fait référence au processus de déplacement de chaleur entre deux systèmes ou objets qui sont à des températures différentes [20].

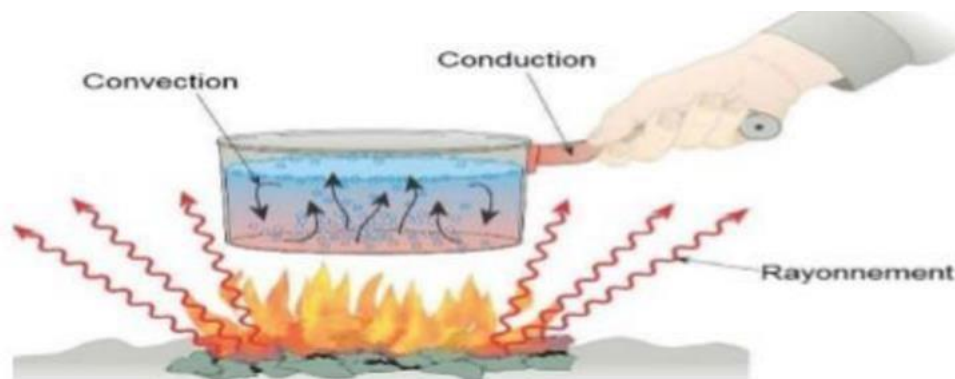


Figure II-10 : mode de transmission de la chaleur [20]

II.4.2 Mode de transfert de chaleur

II.4.2.1 Conduction

La conduction est la propagation de la chaleur de molécules à molécules (ou d'atomes à atomes ou d'ions à ions) dans un corps ou dans plusieurs corps adjacents sans qu'il y ait mouvement de ce milieu.

Le processus de transfert de chaleur par conduction s'appuie sur un milieu matériel sans mouvement ou déplacement de matière. Il est dû à des phénomènes microscopiques (agitation des atomes ou des molécules). La conduction peut être vue comme transfert d'énergie de proche en proche entre les particules les plus agitées (les particules chaudes ayant une énergie de vibration élevée) et les particules les moins agitées (les particules froides ayant une énergie de vibration moins élevée) [21].

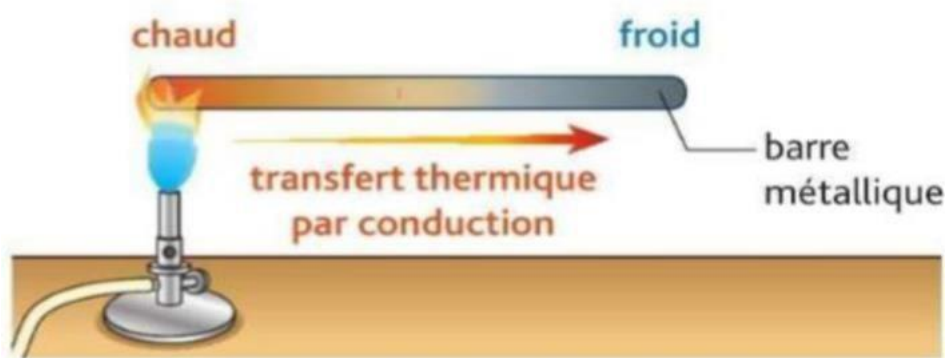


Figure II-11 : transfert de chaleur par conduction [21]

- **Equation générale :** le flux thermique par conduction est lié à la loi de Fourier :

$$\varphi = -kA \frac{dT}{dx} \text{ (21)éq II-1}$$

Avec :

k : Conductivité thermique du matériau
A : surface perpendiculaire au flux thermique (m ²)
dT/dx : le gradient de température au point x considéré ; c'est-à-dire la variation de la température par unité de longueur dans la direction x.

II.4.2.2 Convection :

La convection est un mode de transfert thermique qui repose sur les mouvements macroscopiques d'un fluide (liquide ou gaz). Ces écoulements permettent le transport de chaleur à grande échelle et jouent un rôle essentiel dans de nombreux procédés industriels. On distingue principalement deux formes de convection :

- **Convection libre (ou naturelle) :** le fluide circule uniquement sous l'effet des différences de masse volumique liées aux écarts de température. Ce phénomène est amplifié par un champ de forces extérieures, tel que la pesanteur.
- **Convection forcée :** le mouvement du fluide est généré par une action mécanique indépendante de la température, comme l'utilisation d'une pompe, d'un ventilateur ou d'un compresseur.



et des phénomènes d'encrassement

L'étude du transfert de chaleur par convection permet ainsi de quantifier les échanges thermiques entre un fluide en mouvement et une paroi solide, ce qui est indispensable pour la conception et l'optimisation des échangeurs thermiques [21].

Flux thermique de la convection : Le flux thermique par convection est régi La loi de Newton :

$$\phi = h \times A \times \Delta T \dots\dots\dots \text{éq II-2}$$

Avec :

ϕ : Le flux échangé par convection (en W).
h : Coefficient de convection (en W/m ² K).
S : Surface de la paroi en contact avec le fluide (en m ²).
ΔT : différence de température entre la paroi et le fluide (en K).

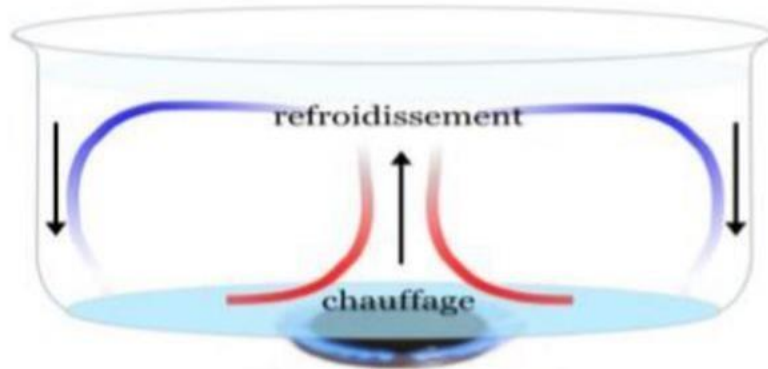


Figure II-12 : transfert de chaleur par convection [21]

II.4.2.3 Rayonnement :

Le transfert de chaleur par rayonnement est le transfert de chaleur par l'intermédiaire d'un champ électromagnétique dans un milieu vide ou semi-transparent. Le transfert de chaleur ne nécessite pas du support matériel. [3]

Le flux thermique par rayonnement est régi par la loi fondamentale de **Stephan-Boltzmann** :

$$\phi = \epsilon \times A \times \sigma \times T^4 \dots\dots\dots \text{éq II-3}$$

Avec :

ϵ : Émissivité thermique du matériau (facteur adimensionnel)



et des phénomènes d'encrassement

σ : Constante de Stefan (en $\text{w/m}^2 \cdot \text{K}^4$, évalué à $5,675 \cdot 10^{-8} \text{ w/m}^2 \cdot \text{K}^4$)
--

T : Température absolue du corps émetteur (en K).

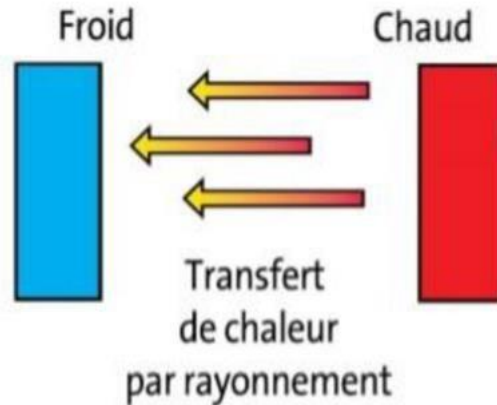


Figure II-13 : transfert de chaleur par rayonnement [21]

II.5 Principaux problèmes de l'échangeur de chaleur :

II.5.1 Encrassement :

L'encrassement est défini comme l'accumulation d'éléments solides indésirables sur une interface d'échange. L'encrassement des équipements de transfert thermique peut être défini comme le dépôt de matériaux ou de substances non désirées sur les surfaces d'échange, ce dépôt qui évolue dans le temps, peut être constitué de cristaux, de sédiments, de résidus biologiques. Des produits d'une réaction chimique ou bien encore être la combinaison de plusieurs de ces éléments, L'encrassement, qui sous sa forme la plus générale peut être défini comme l'accumulation d'éléments solides indésirables sur une interface, affecte une grande variété d'opérations industrielles. Dans le cas d'échangeurs, la présence d'un fort gradient thermique près de la surface peut perturber les mécanismes d'encrassement. [22]

La classification adoptée repose sur le **mécanisme dominant de l'encrassement**, ce qui permet de distinguer six grandes catégories :

1. **Encrassement particulaire** : dépôt de particules solides en suspension dans le fluide.
2. **Entartrage** : précipitation de sels minéraux formant des dépôts durs sur les surfaces d'échange.
3. **Corrosion** : dégradation chimique ou électrochimique des matériaux conduisant à la formation de dépôts.
4. **Encrassement biologique** : développement de micro-organismes (bactéries, algues, biofilms) sur les parois.



et des phénomènes d'encrassement

5. **Encrassement par réaction chimique** : formation de dépôts solides issus de réactions chimiques entre les composants du fluide.
6. **Encrassement par solidification** : dépôts causés par la cristallisation ou la solidification de certains constituants du fluide [22].

II.5.1.1. Encrassement particulaire :

Il s'agit du dépôt de particules solides transportées par l'écoulement des fluides industriels, provenant de différentes sources. Ces dépôts se forment lorsque les particules en suspension se déposent sur les surfaces d'échange, réduisant ainsi l'efficacité thermique et augmentant les pertes de charge. Parmi les principales origines de ces particules, on peut citer :

- **L'eau des chaudières**, souvent chargée de produits corrosifs tels que les oxydes et hydroxydes de fer.
- **Les eaux issues des tours de refroidissement**, contenant divers solides en suspension.
- **Les particules transportées par l'air**, susceptibles de se déposer sur les parois.
- **Les écoulements gazeux**, pouvant être fortement chargés en poussières.
- **Les fumées industrielles**, riches en résidus solides issus des combustions [23].

II.5.1.2. Entartrage :

Partir d'une solution liquide. Il dépend donc de la composition de l'eau industrielle. Il reflète le déplacement de l'équilibre calco-carbonique de l'eau dans le sens de production de tartre en raison de la dureté de l'eau et de l'augmentation de température. L'entartrage peut se produire dans les échangeurs refroidis à l'eau, dans les chaudières, dans les échangeurs de l'industrie agroalimentaire, dans les systèmes géothermiques. Il existe différentes méthodes de prévention de l'entartrage. [23]

II.5.1.3. Corrosion :

L'encrassement par corrosion résulte d'une réaction **chimique ou électrochimique** entre la surface de transfert de chaleur et le fluide en écoulement. Ce phénomène conduit à la formation de produits de corrosion, principalement des oxydes, qui s'accumulent et adhèrent aux parois des échangeurs thermiques.

Ces dépôts réduisent la surface utile d'échange, augmentent la résistance thermique et peuvent, à long terme, fragiliser les matériaux en favorisant la perforation ou la fissuration des parois.

Ainsi, l'encrassement par corrosion entraîne à la fois une **diminution de l'efficacité énergétique** et une **dégradation prématurée des équipements** [23].

II.5.1.4. Encrassement biologique :



et des phénomènes d'encrassement

Il est dû au développement de micro-organismes (bactéries, algues, ou champignons) qui créent un film au contact de la surface d'échange: il peut même , à l'échelle macroscopique, être caractérisé par le développement de coquillages .les actions de prévention consistent soit à déduire les micro-organismes ,soit à empêcher leur développement Les traitement correspondants utilisent des biocides et il est essentiel de maintenir la concentration du produit pendant le temps de réaction. Le biocide le plus utilisé est le chlore qui est toxique pour la plupart des micro-organismes et a une action rapide. Le choix final du traitement à adopter est en général un compromis entre les problèmes de toxicité, de pollution, de coût et de maintenance. La tendance à l'encrassement biologique est naturelle puisque les bactéries sont omniprésentes dans l'eau ; en outre, les conditions physico-chimiques rencontrées dans les échangeurs sont le plus souvent favorables à son développement. [23]

II.5.1.5. Encrassement par réaction chimique :

On rencontre ce type d'encrassement quand une réaction chimique se produit près d'une surface d'échange et que les solides produits par la réaction s'y déposent. Ce type d'encrassement est souvent lié aux réactions de polymérisation produisant la formation d'un dépôt les domaines concernés sont essentiellement l'industrie pétrochimique, l'industrie-trie agroalimentaire et les circuits de chauffage utilisant des fluides organiques. [23]

II.5.1.6. Encrassement par solidification :

Il s'agit de la solidification d'un liquide pur au contact d'une surface d'échange sous-refroidie (formation d'une couche de glace à l'intérieur des conduites forcées ou de givre) ou du dépôt d'un constituant à haut température de fusion d'un liquide au contact d'une surface de transfert de chaleur froide (dépôt d'hydrocarbures paraffinés). Une vapeur peut également se déposer sous une forme solide sans passer par l'état liquide (formation du givre). [23]

II.5.2. Effet de l'encrassement sur le fonctionnement des échangeurs :

L'encrassement des échangeurs thermiques engendre plusieurs conséquences négatives, tant sur le plan **économique** qu'**environnemental**. Parmi les principaux effets, on peut citer :

- **Réduction du coefficient de transfert thermique :** l'accumulation de dépôts agit comme une résistance supplémentaire, diminuant l'efficacité des échanges. Pour compenser, il faut augmenter la dépense énergétique afin d'atteindre les performances souhaitées.



et des phénomènes d'encrassement

- **Surconsommation énergétique** : l'encrassement provoque des écarts de température supérieurs à la normale, ce qui accroît directement la consommation d'énergie.
- **Augmentation des coûts de maintenance** : l'élimination des dépôts requiert des interventions fréquentes, souvent accompagnées de l'utilisation de produits chimiques spécifiques.
- **Pertes de production** : les arrêts, qu'ils soient planifiés pour entretien ou non planifiés suite à un encrassement excessif, entraînent des interruptions de production et donc une hausse des coûts d'exploitation.

En résumé, l'encrassement représente un **facteur majeur de baisse de performance et d'augmentation des coûts industriels**, tout en ayant des impacts environnementaux liés à la surconsommation énergétique et à l'utilisation de produits de nettoyage [23].

II.5.3. Causes d'encrassement :

Les origines de l'encrassement dans les échangeurs thermiques sont multiples. On distingue principalement :

- **Encrassement dû aux matières en suspension** : il s'agit de particules insolubles, sableuses ou argileuses, transportées par l'eau avant son introduction dans le circuit. Ces dépôts se forment particulièrement dans les zones où la vitesse d'écoulement est faible.
- **Encrassement biologique** : observé surtout dans les circuits de refroidissement en recyclage, où les conditions (aération, lumière, température, etc.) favorisent le développement d'organismes vivants tels que les algues et les champignons.
- **Encrassement dû à la précipitation des sels minéraux** : les sels dissous dans l'eau précipitent et s'accumulent sur les parois des échangeurs, réduisant l'efficacité des transferts thermiques.
- **Encrassement par dépôts solides cristallins** : la formation et la fixation de cristaux solides sur les surfaces d'échange constituent également une cause fréquente d'encrassement [24].



et des phénomènes d'encrassement

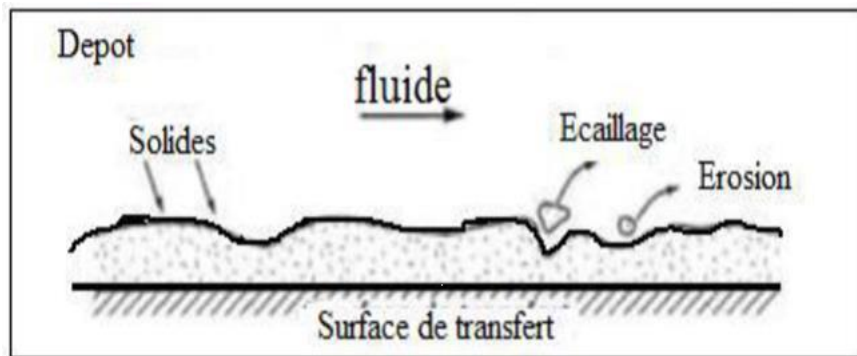


figure II-14:encrassement des tubes [24]



figureII-15:encrassement des tubes réels

II-5.3 Les phénomène vibration

Les vibrations constituent un paramètre essentiel à prendre en compte dans la conception d'un échangeur, au même titre que les transferts de chaleur ou les pertes de charge. Outre les aspects Classiques (choc, spectre de vibrations) issus du milieu extérieur, les échangeurs induisent leurs propres vibrations sous l'effet du fluide qui les parcourt. Ce paragraphe traite essentiellement des efforts dynamiques dus au fluide et à leur répercussion sur les tubes dans un échangeur de types tubes et calandres ; cet aspect vibration est peu ou pas rencontré dans les autres échangeurs.

Suivant la vitesse d'écoulement du fluide coté calandre, les tubes qui vibrent à leur fréquences propres peuvent se déplacer suffisamment pour entre en collision. Il s'ensuit un phénomène de



et des phénomènes d'encrassement fatigue pouvant aller jusqu'à la fuite ou la rupture. Il y a également des possibilités d'interaction Des tubes avec les chicanes, et au niveau des jonctions avec les plaques tubulaires.

L'essentiel du travail consiste à évaluer les paramètres intrinsèques aux tubes (fréquences propre, amortissement), les caractéristiques hydrauliques du fluide coté calandre et à analyser le couplage fluide/tubes.

II.5.4 Le colmatage [19]

II.5.4.1 Définition

Le colmatage d'un échangeur de chaleur résulte de l'accumulation de dépôts ou de particules qui obstruent les canaux internes, réduisant ainsi l'efficacité thermique et augmentant les risques de défaillance. Ce phénomène est particulièrement critique dans les systèmes industriels et de traitement thermique.

II.5.4.2 Causes principales du colmatage

L'encrassement des échangeurs thermiques peut avoir plusieurs origines, regroupées en cinq grandes catégories :

1. **Encrassement chimique** : lié à la formation de tartre ou à la précipitation de sels minéraux, généralement causée par la dureté de l'eau ou certaines réactions chimiques. Ces dépôts forment une couche isolante qui réduit la conductivité thermique.
2. **Encrassement physique** : dû à l'accumulation de boues, sédiments ou particules en suspension, fréquemment rencontrés dans les eaux industrielles ou usées. Ils provoquent un colmatage progressif des canaux d'écoulement.
3. **Encrassement biologique** : provoqué par la prolifération de micro-organismes (bactéries, algues, champignons) et la formation de biofilms adhérant aux parois internes des échangeurs.
4. **Corrosion** : conséquence des réactions chimiques ou électrochimiques entre les matériaux de l'échangeur et les fluides. Elle engendre des dépôts d'oxydes qui altèrent à la fois les surfaces d'échange et la résistance mécanique de l'équipement.
5. **Entretien insuffisant** : l'absence ou l'irrégularité des opérations de nettoyage favorise l'accumulation progressive des dépôts, menant à une obstruction partielle ou totale du système.



et des phénomènes d'encrassement

II.5.4.3 Conséquences du colmatage

Réduction du transfert thermique : Les dépôts agissent comme des isolants, diminuant l'efficacité de l'échange thermique.

Augmentation de la consommation d'énergie : Pour compenser la perte d'efficacité, le système nécessite plus d'énergie, entraînant des coûts accrus.

Risque de défaillance : Les obstructions peuvent provoquer des surchauffes ou des pressions excessives, menant à des pannes ou des arrêts imprévus.

Augmentation des coûts de maintenance : Le colmatage nécessite des interventions fréquentes, augmentant les dépenses opérationnelles.

II.5.4.3 Mesures préventives et solutions

▪ Maintenance régulière

- Réaliser des inspections visuelles fréquentes afin de détecter les premiers signes de colmatage.
- Planifier des opérations de nettoyage (chimique ou mécanique) tous les 3 à 6 mois, en fonction de l'intensité d'utilisation de l'équipement.

▪ Surveillance des paramètres de fonctionnement

- Utiliser des manomètres et thermomètres pour contrôler les variations de pression et de température, qui constituent des indicateurs précoces d'encrassement.

▪ Traitement de l'eau

- Installer des systèmes de **filtration** pour éliminer les particules en suspension.
- Employer des **adoucisseurs d'eau** afin de limiter la formation de tartre.
- Ajouter des **inhibiteurs de corrosion** pour protéger les surfaces métalliques contre les réactions chimiques.

▪ Conception adaptée des échangeurs

- Sélectionner des matériaux **résistants à la corrosion** et aux dépôts.
- Privilégier des échangeurs à **plaques** comportant des canaux optimisés pour réduire l'accumulation de particules.

▪ Formation et sensibilisation du personnel

- Former les opérateurs à identifier les signes précoces d'encrassement et à intervenir rapidement.
- Insister sur le respect strict des procédures d'entretien pour prolonger la durée de vie des équipements.



et des phénomènes d'encrassement

▪ **Techniques de nettoyage**

- **Nettoyage chimique** : recours à des solutions acides ou spécifiques pour dissoudre les dépôts minéraux.
- **Nettoyage mécanique** : utilisation de jets haute pression, brosses ou racloirs pour éliminer les particules solides.



FigureII-16:colmatage d'un échangeur à plaque

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini l'échangeur de chaleur, décrit ses principaux éléments constitutifs et expliqué son mécanisme de fonctionnement. Nous avons également présenté les différents critères de classification, qui peuvent être établis selon la nature des deux fluides, le mode de circulation, le mode de transfert de chaleur, le type de construction ou encore l'application concernée. Enfin, nous avons mis en évidence les principaux problèmes de fonctionnement rencontrés par les utilisateurs, tels que l'encrassement, la corrosion, la baisse de rendement et l'augmentation des coûts de maintenance.

A decorative frame consisting of two horizontal lines, one at the top and one at the bottom, with ornate, symmetrical floral flourishes extending from the corners. The text is centered within this frame.

**Chapitre III : Description du champ
d'OURHOUD et de la problématique de
déshydratation du glycol**



III.1.Historique de l'organisation OURHOUD

III.1.1 Sonatrach

SONATRACH (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures S.P.A) est une entreprise publique algérienne et un acteur majeur de l'industrie pétrolière. La société nationale de transport et commercialisation des hydrocarbures est une entreprise nationale par son domaine d'activité, industrie pétrolière et gazière primordial. Elle a été créée en application du décret N° 63-491 du 31/12/1963 ; Après le décret N° 66 269 du septembre 1966, la SONATRACH devient la société nationale touchant plusieurs domaine tels que la recherche la production le transport le raffinage la transformation et la commercialisation des hydrocarbures liquide et gazeux. [25]

III.1.2 Présentation de l'organisation OURHOUD

L'Organisation OURHOUD (créée en 1997, début de production 2003) est l'Opérateur délégué chargé du développement et de l'exploitation du champ OURHOUD. Les partenaires ont conçu l'Organisation OURHOUD comme un instrument doté de pouvoirs et procédures fiables approuvées par toutes les parties et l'ont dotée de moyens matériels et ont affecté du personnel de haut niveau pour assurer son efficacité. L'Organisation OURHOUD a su tirer profit de toute l'expérience acquise par SONATRACH et les partenaires (Anadarko, CEPSA, Agip, MAERSK, Burlington Ressource, Talisman) au bénéfice du projet et de la diversité culturelle. [25]

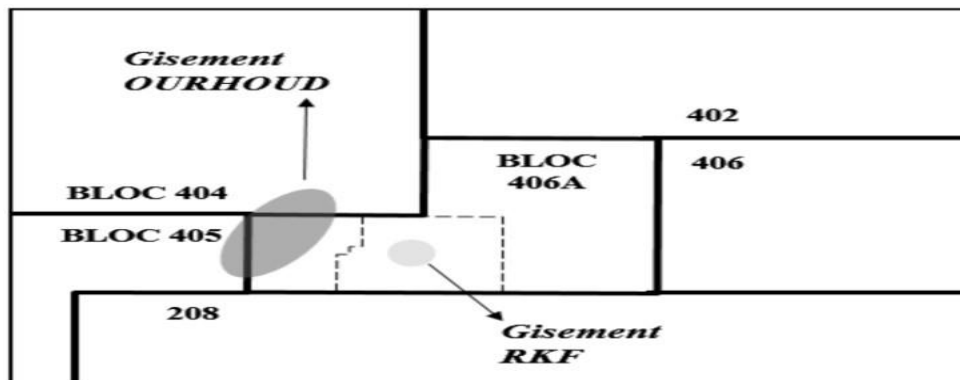
SONATRACH est associée à six compagnies étrangères dans la mesure où le gisement chevauche trois blocs. Sur le bloc 404, SONATRACH est associée à l'américaine Anadarko (qui a comme associés AGIP et MAERSK). Sur le bloc 406, la compagnie nationale est associée à l'espagnole CEPSA. Tandis que sur le bloc 405, elle est associée à Burlington Ressource (qui a comme associé Talisman). [25]



Le gisement a fait l'objet d'une Utilisation qui permet de calculer la part de pétrole qui revient à chaque compagnie. Actuellement, CEPSA a la plus grande part, Agip a remplacé LASMO. [25]



FigureIII-1: CONPAGNE ASSOCIATION OURHOUD [25]



FigureIII-2: Blocs de gisement OURHOUD

III.1.3 Localisation

OURHOUD (autrefois appelé QOUBBA) est un champ pétrolier situé dans le bassin de BERKINE (bassin de Ghadamès) à 320 km au SUD-EST de HASSI-Messaoud et 1200 km au SUD-EST d'Alger, à une centaine de km de la frontière Tunisienne et à environ 150 km de la frontière Libyenne, il est le 2ème plus grand gisement en Algérie.

Ce champ s'étend sur un périmètre d'exploitation de 263,4 km² et une superficie de 140 km², la situation géographique est illustrée dans la figure ci-dessous.



problématique de déshydratation du glycol

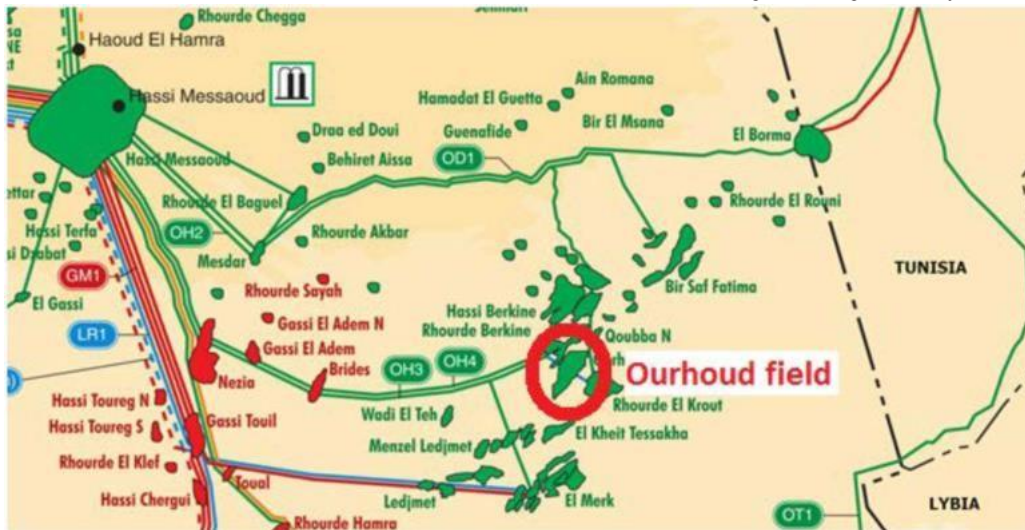


Figure III-3 : Emplacement géographique de champ OURHOUD

III.1.4 Histoire de l'organisation

La société nationale algérienne SONATRACH et la société espagnole CEPSA ainsi que les autres partenaires ont créé l'Organisation OURHOUD pour exploiter de manière optimum le gisement.

En 1997 (1er juillet) toutes ces compagnies signent un accord permettant l'exploitation conjointe de ce géant champ pétrolier. Cette exploitation conjointe d'un champ qui regroupe plusieurs blocs est connu sous le nom d'UNITISATION du champ et son objectif est de permettre un développement optimum du gisement dans son ensemble.

Dans le cadre de «OURHOUD Unit » créée pour l'exploitation d OURHOUD, CEPSA et SONATRACH sont les membres majoritaires.

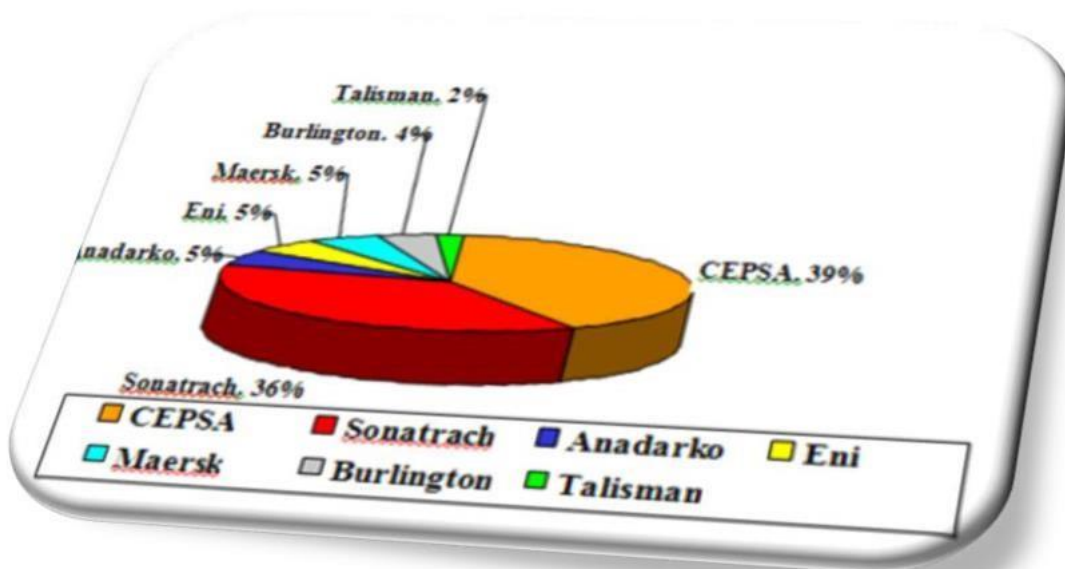




Figure III.4 Répartition des parts entre Sonatrach et ses partenaires

Quelques dates clés

- **1er juillet 1997** : Création de l'Organisation OURHOUD (opérateur délégué SONATRACH).
- **21 avril 1999** : Attribution du permis d'exploitation par le ministère.
- **19 août 1999** : Lancement de l'appel d'offres EPC.
- **25 mars 2000** : Travaux de préparation du site (plateformes, routes, puits d'eau, piste d'atterrissage) réalisés par GCB, ERGTS et ENAGEO.
- **10 août 2000** : Signature du contrat EPC avec JGC/INITEC (montage assuré par ENGTP).
- **14 août 2000** : Signature de deux contrats avec GEPCO pour la réalisation de deux bases de vie.
- **7 novembre 2002** : Ouverture du premier puits QB12.
- **21 novembre 2002** : Réalisation du FEED au niveau du CPF.
- **30 novembre 2002** : Première production de pétrole sur SPEEC (initialement prévue pour le 4 janvier 2003).
- **16 décembre 2002** : Première expédition sur OH3.

III.1.5 Description du champ :

Les installations de production, regroupées au sein de la **station centrale de traitement (Central Processing Facilities – CPF)**, sont situées à proximité du centre du champ. Le dispositif comprend également **sept (7) stations satellites** : quatre (4) au sud du CPF et trois (3) au nord, chacune collectant les fluides d'un groupe de cinq (5) à neuf (9) puits.

Composition du champ d'OURHOUD :

- 66 puits de production d'huile.
- 41 puits injecteurs de gaz (dont 08 en mode WAG).
- 36 puits injecteurs d'eau.
- 09 puits producteurs d'eau de l'Albien/Barémien.
- 09 puits producteurs d'eau du Miopliocène. □ Un centre de traitement de brut (CPF).
- Un réseau de collecte et de dessertes.
- Une base industrielle.
- Une base de vie pour le personnel OURHOUD.
- Une base de vie pour le personnel des sous-traitants.

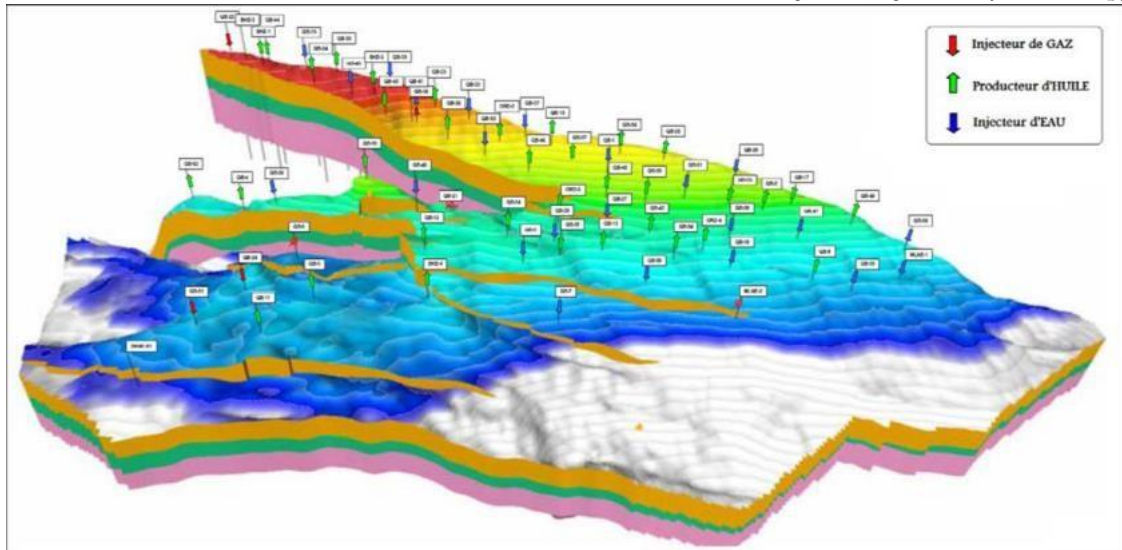


Figure III-5: Vue en 3D du gisement d'OURHOUD

Principales installations et équipements :

1. Arrivées des lignes de collecte principales (Trunk-lines) équipées de racleurs.
2. Slug-catcher pour la séparation des fluides.
3. Trains de traitement d'huile.
4. Bac Off-Spec destiné au stockage du brut non conforme aux normes.
5. Bacs de stockage du pétrole brut prêt à l'exportation.
6. Système de traitement du gaz.
7. Système de traitement des eaux pour l'injection.
8. Salle de contrôle et laboratoire.
9. Bac de stockage pour l'eau d'incendie.
10. Base industrielle.
11. Base de vie OURHOUD.
12. Département Hygiène, Sécurité et Environnement (HSE).
13. Central Processing Facilities (CPF).



problématique de déshydratation du glycol

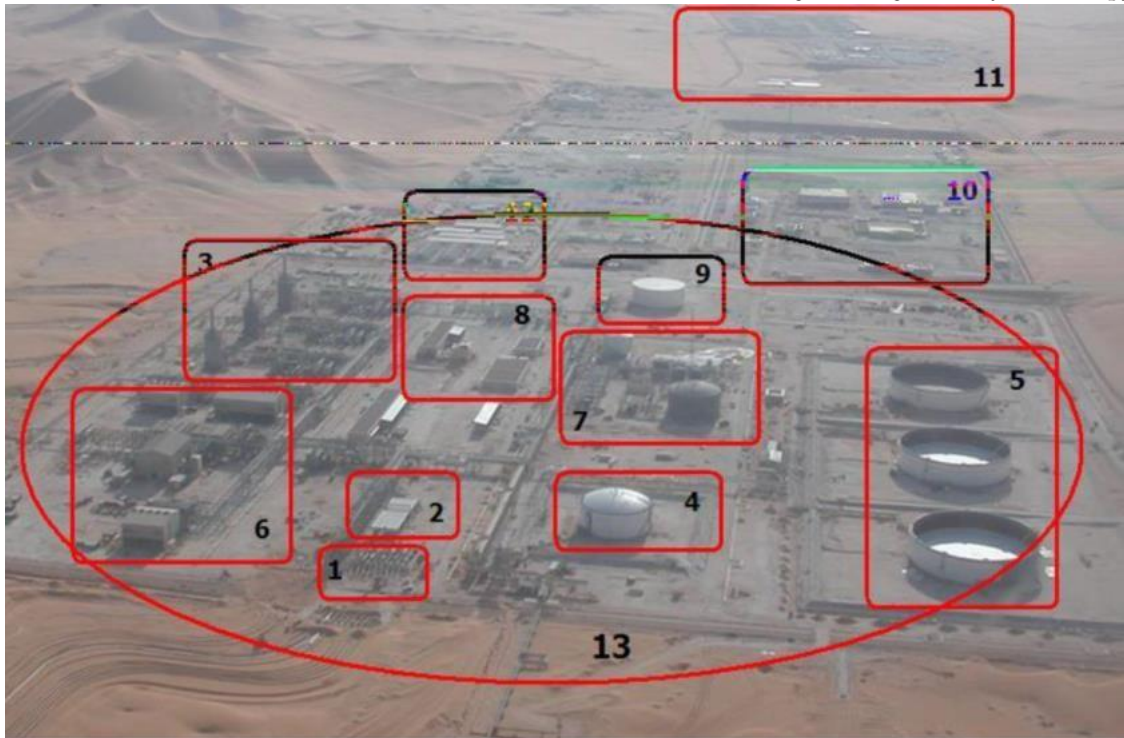


Figure III-6: Différentes unités du champ OURHOUD. (25)

III.2 L'unité de Traitement à OURHOUD

III.2.1 Procédures d'exploitation du champ

Au niveau du CPF (CENTRAL PROCESSING FACILITIES), le procédé de traitement enveloppe sept (7) stations satellites, quatre (4) au sud de CPF et trois (3) au nord, chacune d'elles collectant les fluides d'un groupe de cinq à neuf puits.

Les lignes de collecte transportent les effluents des puits venant des puits de production vers les sept satellites, ou les fluides d'un groupe de puits (4 à 6 puits) seront collectés au niveau de chaque une des stations satellites. Des installations de test (Débitmètres multiphasiques) sont disposées à chaque station satellite. Des lignes principales de collecte transportent les effluents des puits de chaque station satellite vers la station CPF. Des lignes principales et des lignes de collecte sont également disposées pour l'eau de dilution, l'eau d'injection le gaz d'injection et le gaz lift pour les envoyer vers les puits (puits de réinjection pour le gaz et l'eau de réinjection, et puits de production pour le gaz lift et l'eau de dilution.

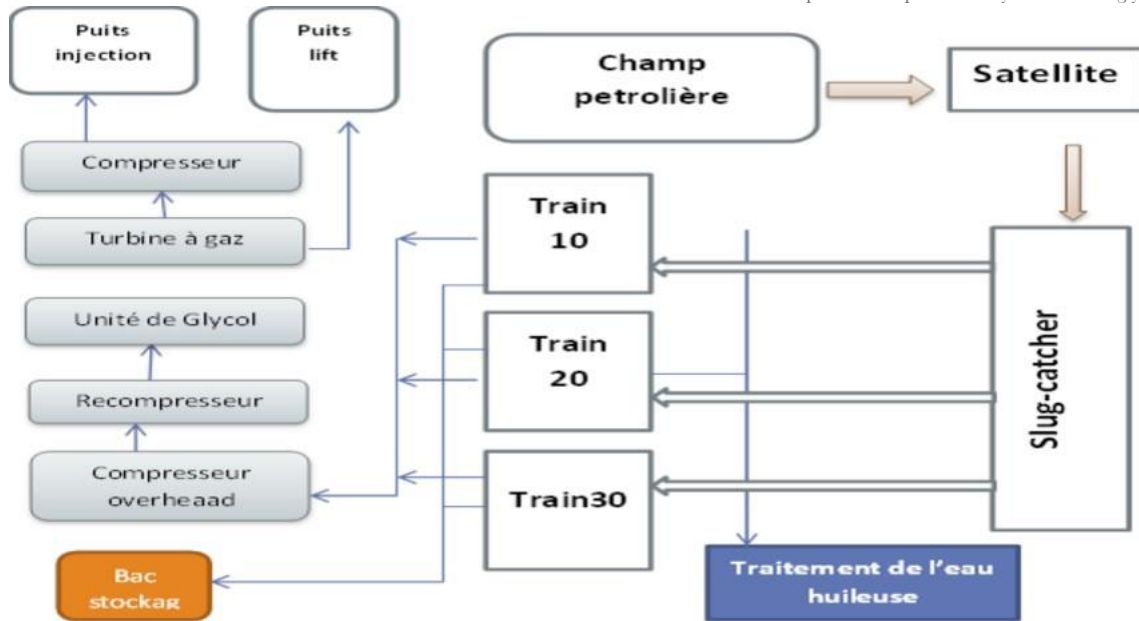


Figure III-7: Schéma de l'unité de traitement

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF à travers 7 satellites, le contenu de ces derniers est réuni au niveau du slug catcher. [25]

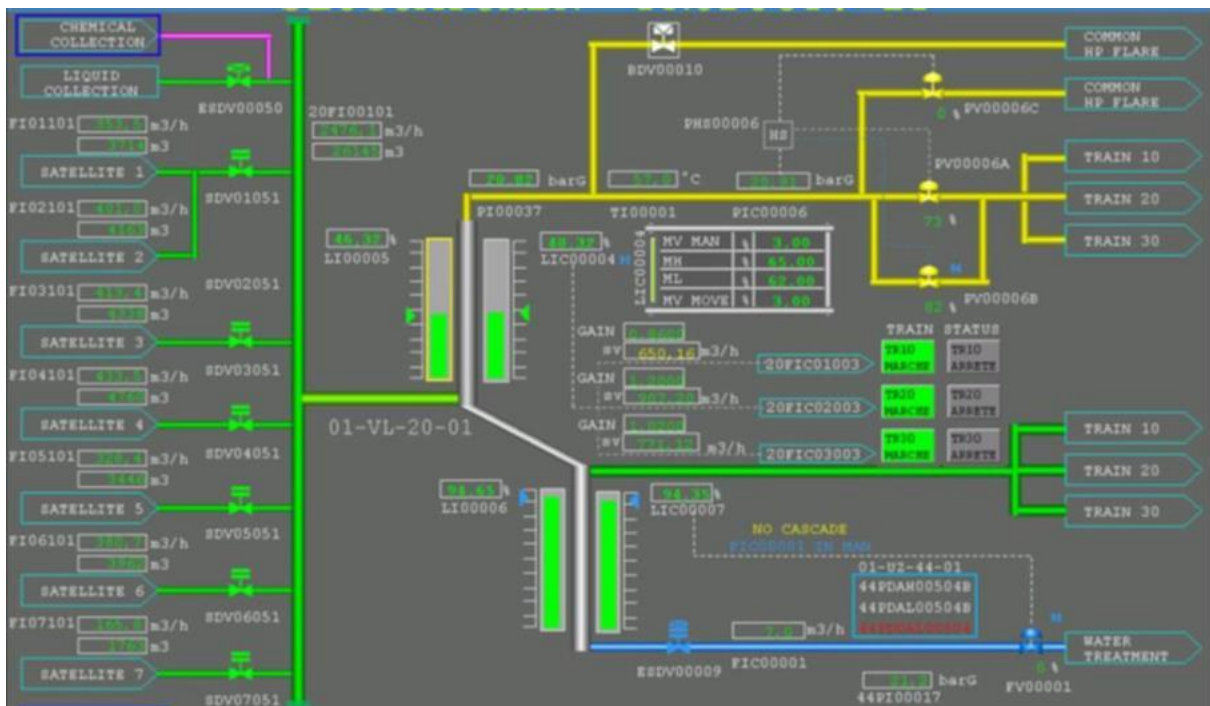


Figure III-8: Unité de slug catcher [25]

Après cette étape le brut passe par trois trains qui fonctionnent de même façon chaque trains sont composés de :

- 03 Batterie des échangeurs (d'entrée)- 02 en service- 01 start-up.
- 02 Ballons séparateurs.
- 02 Echangeur d'inter-étage 01 en service- 01 en standby.



- 02 Dessaleurs.
- 01 Echangeurs de l'eau dilution.
- Une colonne de stabilisation.
- Un four.
- 10 Batteries d'AéROS.

III.2.1.1 Le 1er séparateur :

Les séparateurs du 1er étage sont des séparateurs tri-phasiques et séparent le gaz, l'huile et l'eau. L'huile de chaque séparateur du 1er étage est réchauffée dans un échangeur inter-tage et alimente sous contrôle de niveau le séparateur du 2ème étage du train. Le gaz sous contrôle de pression est dirigé vers le système de ré-compression et l'eau séparée de l'huile par un système de contrôle interface qui alimente le système de traitement des eaux de production. [25]

III.1.2.2 Le 2eme séparateur

C'est aussi un séparateur tri-phasique opérant à 12 bars et 80°C, qui sépare le gaz, l'huile et l'eau. Cependant la fonction principale de ce séparateur est de fournir un temps de séjour adéquat pour faciliter la séparation d'huile et d'eau dans le cas d'une émulsion importante. L'eau est envoyée vers l'unité de traitement des eaux. Le gaz est dirigé vers le système de ré-compression et l'huile vers le 1er et le 2ème dessaleur qui sont en série.

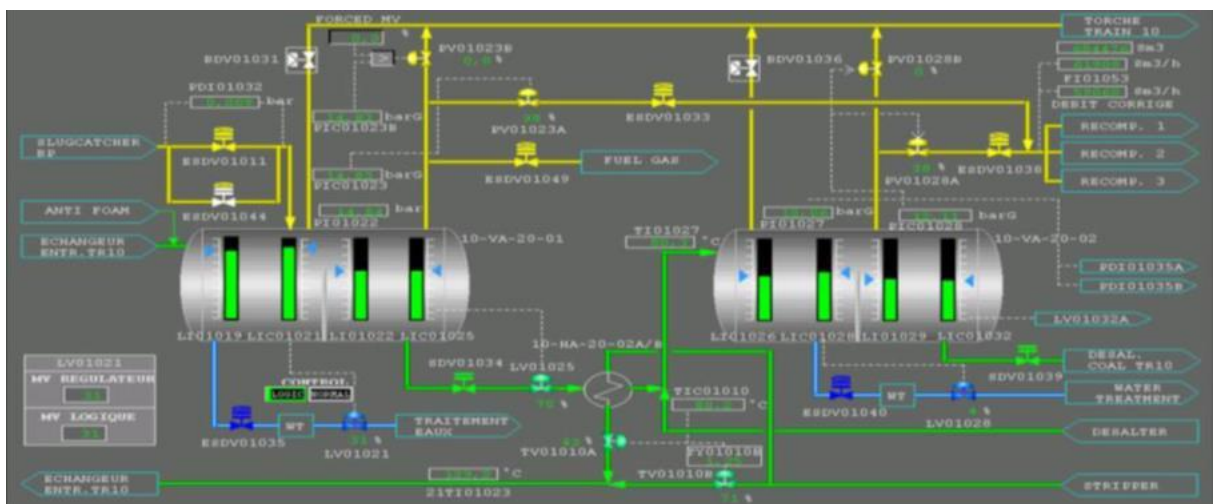


Figure III-9: Unité des séparateurs[25]

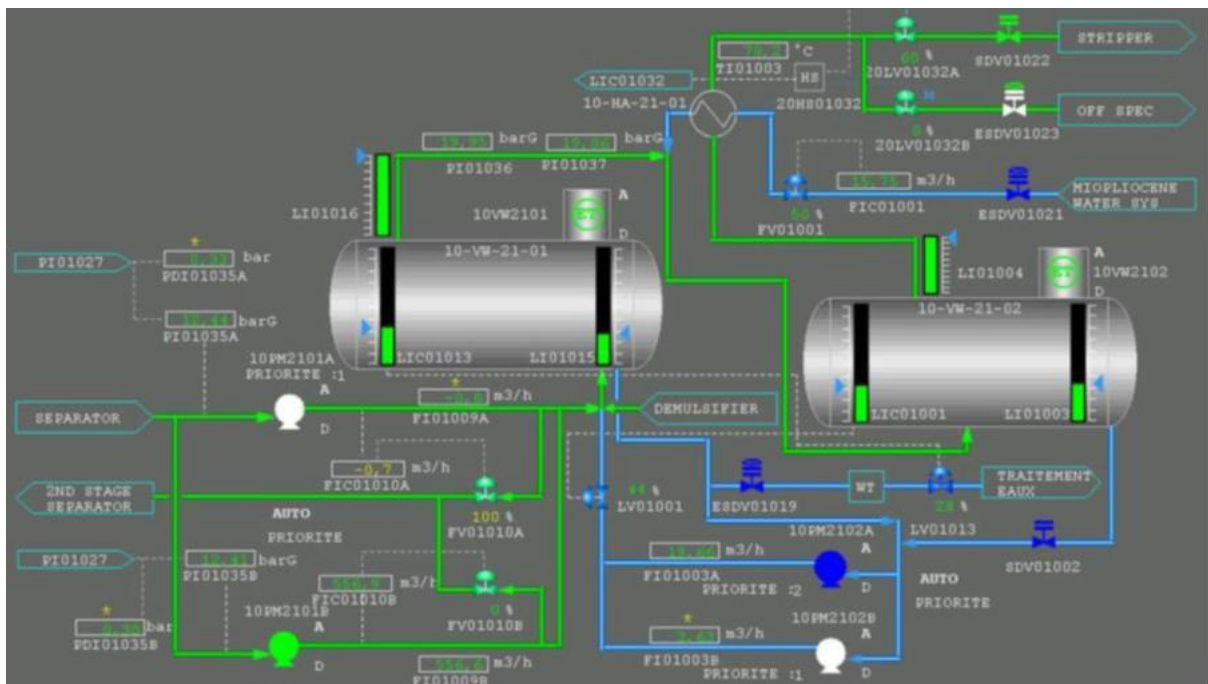
III.2.1.3 Dessalage :

Pratiquement, tous les pétroles bruts contiennent des quantités importantes de sel et des impuretés étrangères qui doivent être éliminées pour réduire la corrosion et protéger les installations de traitement.



problématique de déshydratation du glycol

Les dessaleurs opérants à 80°C et 19-20bars, comprennent deux coalesceurs électrostatiques en série. L'eau de dilution Moi-pliocène est injectée dans le 2ème dessaleur et est passée à travers des vannes mélangeuses. L'huile ainsi mélangée, est envoyée vers le 2ème dessaleur et passe à travers des vannes mélangeuses, afin de diluer le sel contenu dans l'huile. Cette eau est ensuite séparée par l'action d'un champ électrostatique et pompée dans le 2ème dessaleur où elle agit comme lavage préliminaire et dilue le sel contenu dans l'huile. Ensuite l'huile sera refroidie par l'échangeur de chaleur et sa pression sera diminuée grâce à une vanne jusqu'à 6 bars, pour être prête à entrer dans la colonne. [25]



FigureIII-10: Unité des dessaleurs[25]

Note: L'eau de dilution aussi il est passé par un échangeur pour qu'il soit chauffé. Le brut est envoyé vers la colonne de stabilisation (stripper).

III.2.1.4 La colonne de stabilisation :

Est une colonne verticale de 18 plateaux (9étage théoriques). Elle travaille à une pression de tête de 6.5 bars avec une température de fond maximum de 190°C. La pression opératoire a été optimisée pour minimiser les pertes d'huile et réduire en même temps la puissance nécessaire pour la composition et l'apport calorifique.

Le réchauffement du brute jusqu'à 158°C (température du fond de la colonne) pour diminuer sa teneur en gaz et obtenir la TVR (tension de vapeur Reid) inférieur a 9 La colonne est travaillée à l'aide d'un four



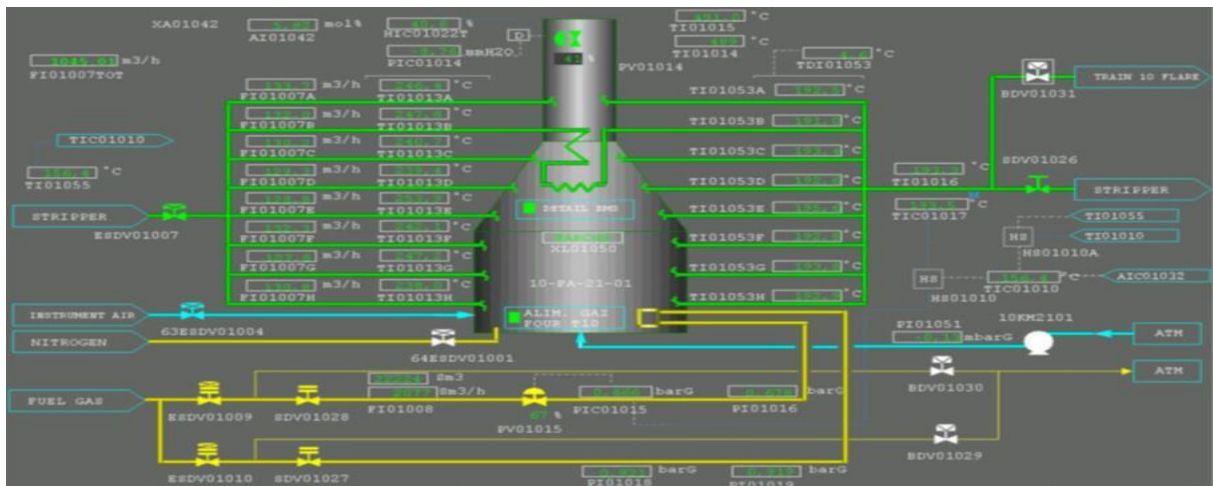
problématique de déshydratation du glycol

L'huile venant du dessalage arrive au plateau supérieur de la colonne. En descendant, la fraction de composants légers est extraite par les vapeurs générées par le rebouilleur. Le liquide du plateau inférieur retourne au rebouilleur. L'énergie thermique nécessaire est fournie par la combustion de fuel-gaz dans le four. [25]

L'huile stabilisée sortant du fond de la colonne sert à réchauffer les liquides entrant dans les étages de séparation, puis est refroidie par une batterie d'aéros-réfrigérant avant d'être envoyée dans les installations de stockage et d'exportation. Si le traitement est insuffisant, ces huiles seront dirigées vers le stockage hors spécification (bac off-SPEC 90).

III.2.1.5 Le four :

Il joue le rôle d'un rebouilleur (Inter-stage HEATER), à la sortie de la colonne de stabilisation, une partie du brut est envoyée vers un four pour l'utiliser ensuite comme moyen pour réchauffer la colonne de stabilisation. Le pétrole brut ainsi traité, ramené aux Spécifications de transport et de commercialisation (BSW, TVR, salinité) est envoyé vers les bacs de stockage (on-SPEC 300):



FigureIII-11: four [25]

III.3 Traitement du gaz :

Les gaz associés provenant des étages de séparation et des colonnes de stabilisation des trains. Suscités sont repris par une série de compresseurs de gaz afin de ramener leur pression à 270300 bars.

Il y a deux trains (un en opération, un en secours) deux compresseurs de tête de colonne de stabilisation.il fait monter la pression de 6 bar en tête de colonne jusqu'à 12 bar.

Ils sont suivis par quatre trains de Re-compresseurs (deux en opération, un en secours, un en cours de réalisation). Ceux-là alimentent un seul système de déshydratation qui utilise du



problématique de déshydratation du glycol

TriEthylène Glycol (TEG) pour déshydrater le gaz de système, le gaz est comprimé dans trois trains. Appelés Compresseurs Boosters (entraînés par des turbomoteurs) pour produire le Gaz Lift.

Le dernier étage de compression permettant d'atteindre la pression de réinjection est assuré par deux trains de compresseurs injection gaz (un en opération, un en secours), il font monter la pression de 200 jusqu'à 300.

Des moteurs électriques ont été choisis pour assurer l'entraînement des compresseurs de tête de la colonne de stabilisation ainsi que les Re-compresseurs et les compresseurs d'injection gaz.

Pour éviter le passage de liquide dans les compresseurs, le gaz traverse d'abord un ballon aspirateur qui élimine, par décantation, les traces liquides éventuellement présentes. Le refoulement de chaque compresseur est ensuite refroidi par un aéro-réfrigérant. L'unité de compression se compose de cinq parties disposées en série afin d'augmenter progressivement la pression, chaque partie intégrant de deux à quatre compresseurs identiques permettant d'accroître le débit de compression. Ces parties comprennent : le compresseur des têtes de colonne de stabilisation, les re-compresseurs, l'unité de déshydratation et régénération de glycol, les deux turbocompresseurs (compresseur booster et compresseur gaz lift) ainsi que le compresseur d'injection de gaz. [25]

III.3.1 Compresseur des têtes de colonnes de stabilisation (Over- Head):

Le compresseur de tête de la colonne de stabilisation (OVER HEAD) est conçu pour comprimer les gaz de têtes des trois colonnes de stabilisation et deuxième séparateur. Le compresseur Over-Head en marche prend sa pression d'aspiration de la pression de tête de la colonne de Stabilisation à 6 bars et comprime le gaz jusqu'à 12bars. Cela permet au gaz d'avoir une pression suffisamment haute pour être mélangé avec le gaz venant des séparateurs de premier et deuxième étages dans un collecteur. [25]



problématique de déshydratation du glycol

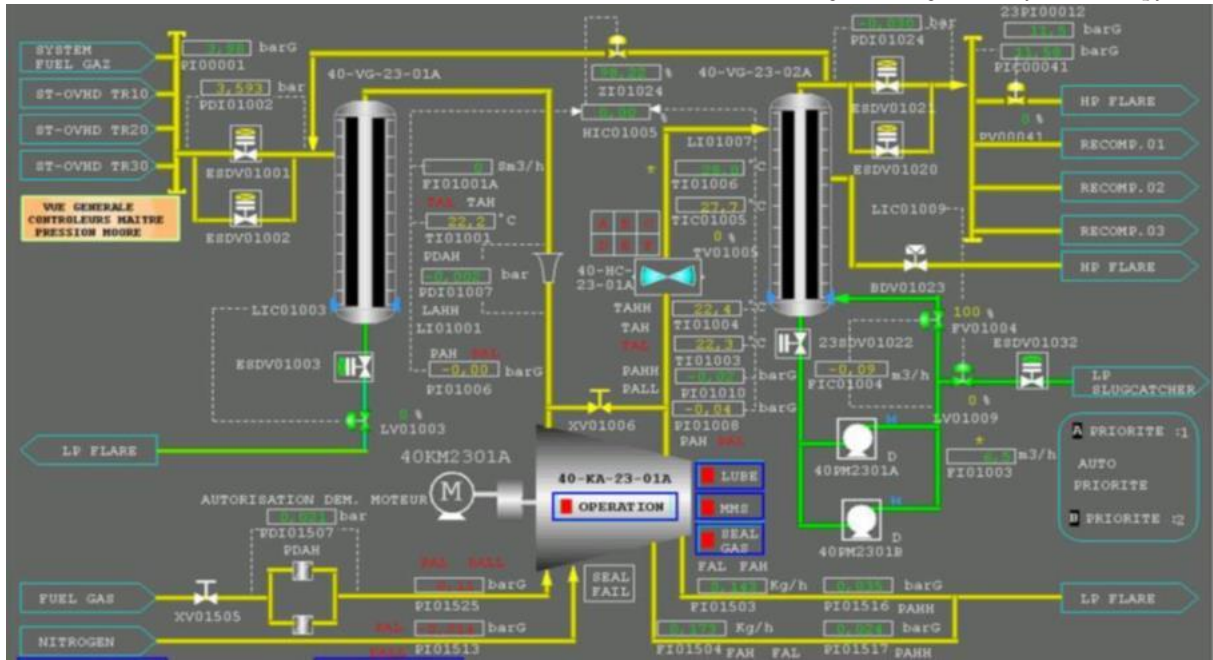


Figure III-13: le Compression[25]

III.3.2 Ré-compression :

Les gaz des séparateurs du premier sont combinés et mélangés avec les gaz des têtes des colonnes de stabilisation et deuxième séparateur comprimés et refroidis. Le flux est dirigé vers le système de ré-compression qui comprend quatre compresseurs. Ces derniers sont entraînés par des moteurs électriques.

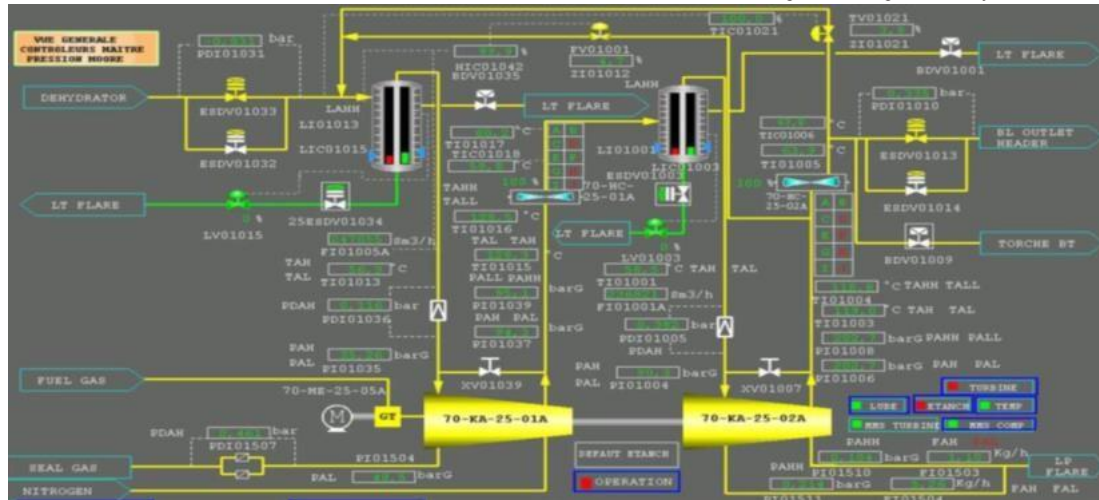
La pression d'aspiration est de 12 bars afin de récupérer le gaz des têtes de colonnes de stabilisation et le gaz des séparateurs. Le compresseur est conçu pour comprimer ces gaz à une pression de 38 bars. [25]

III.3.3 Déshydratation et régénération de glycol :

Les vapeurs de ballon (scrubber) situé au refoulement du RE-compresseur et mélanger avec les gaz qui vient du ballon de séparateur de SLOGCATCHER sont dirigées vers le ballon tampon de déshydratation ou les condensats liquides sont éliminés. Ce liquide est envoyé vers le slug catcher de production BP sous control de niveau de fond du ballon. Tout le gaz sortant du ballon tampon de déshydratation, est séché dans la déshydratation.



problématique de déshydratation du glycol



FigureIII-15: Unité de booster[25]

III.3.5 Compresseur d'injection de gaz :

Comporte deux trains de compression entraînés par des moteurs électriques. Un train est en service, l'autre en secours. La pression d'aspiration est de 200bar et la pression de refoulement est de 300bars. [25]

III.3.6 Unite de Régénération de Glycol :

La solution de glycol saturé est récupérée dans le bas du déshydrateur et passe à travers une vanne de contrôle vers le condenseur de reflux (01-HA-24-01) installé en tête de colonne de distillation, pour y être réchauffée par les vapeurs d'eau montantes dans la colonne de distillation (01-CC-24-01) et pour refroidir ces vapeurs d'eau par la même occasion du fait de l'échange thermique. Puis le glycol saturé est envoyé vers le ballon de détente (01-24-VD-02) à une pression de 5 bar. Les hydrocarbures libérés en phase vapeur, sont séparés et envoyés à la torche sous contrôle de pression. Les hydrocarbures liquides sont accumulés dans un compartiment spécial qui est vidé manuellement quand cela est nécessaire.

La solution de TEG saturée quitte le ballon de détente 01-VD-24-02 puis passe à travers le filtre à cartouches (01-DB-24-01A/B : un en opération, un en attente) ou les particules solides sont capturées, et à travers le filtre à charbon (01-AB-24-03 :10% seulement du volume de TEG saturé passe à travers le filtre) où les produits dégradés du TEG sont absorbés. Le remplacement des éléments de filtration (cartouches) est fonction de l'expérience du site. Après avoir quitté les filtres, la solution de TEG saturé est préchauffée à 140-160°C dans l'échangeur TEG régénéré / TEG saturé (01-HB-24-01).

La solution chaude de TEG saturée entre dans la colonne de distillation (01-CC-24-01). coule dans le rebouilleur (01-FA-24-01) à travers 2 couches de garnissage structuré, et entre en contact avec les vapeurs chaudes montantes riches en eau du rebouilleur. La solution du TEG



problématique de déshydratation du glycol

saturée est alors chauffée à 204°C à la pression atmosphérique dans le rebouilleur. L'eau vaporisée monte en tête de colonne (vers la torche) et le TEG saturé est reconcentré à 99.1% wt.

Le condenseur de reflux (01-HA-24-01) installé en tête de la colonne de distillation fournit un retour partiel dans la colonne pour minimiser les pertes de glycol. La vapeur d'eau et le gaz d'hydrocarbures montants du rebouilleur sont envoyés à l'atmosphère par la torche.

La solution de TEG coule par déversement du rebouilleur à travers la colonne de stripping (01CE-24-01), le TEG entre alors en contact avec le gaz de stripping qui se charge en eau résiduelle existante dans le glycol. Le glycol saturé est alors RE-concentré à 99.95% wt. Le TEG chaud et régénéré coule vers le réservoir tampon (01-VD-24-01) à travers l'échangeur glycol régénéré

/ glycol saturé (01-HB-24-01) où il est refroidi de 200°C à 100°C par l'échange thermique avec la solution de TEG saturée.

Avant d'atteindre le déshydrateur (60-CA-24-01), la solution de TEG régénérée passe au travers un filtre à cartouches (01-DB-24-02) pour piéger les particules solides qui pourraient rester dans le glycol, puis à travers l'aéro-réfrigérant (01-HC-24-01) où le TEG est refroidi par l'air ambiant (55°C maxi) à 10°C au-dessus de la température du gaz humide (entrée du déshydrateur). La solution refroidie de glycol régénéré est finalement réinjectée, en haut du garnissage structuré, dans le déshydrateur (60-CA-24-01). [26]



III.4 Traitement d'eau

L'eau huileuse issue du *slug catcher* et des séparateurs des trois trains est dirigée vers un dégazeur, où une séparation par densité permet de récupérer le maximum d'huile qui retourne ensuite au *slug catcher*. L'eau dégazée subit ensuite deux étapes successives de filtration : d'abord à travers des filtres à charbon pour éliminer les traces d'huile résiduelles, puis au moyen de filtres à cartouche destinés à retenir les matières solides en suspension telles que le sable. Après cette double étape de déshuilage et de clarification, l'eau est stockée dans un bac de stockage où sont ajoutés divers additifs de traitement, notamment des inhibiteurs de corrosion, des agents désoxygénants, des anti-tartres ainsi que des biocides. À ce stade, l'eau est prête à être mélangée avec l'eau de l'Albien/Barrémien déjà traitée, avant d'être injectée dans le réservoir.

III.5 Air instruments

L'air atmosphérique, indispensable pour l'alimentation des signaux pneumatiques, est comprimé jusqu'à une pression de 8 bars à l'aide de deux compresseurs montés en série. Une partie de cet air comprimé est directement utilisée comme air de service, tandis que l'autre est dirigée vers un sécheur afin d'éliminer la vapeur d'eau contenue, celle-ci pouvant provoquer des problèmes de givrage au sein des installations.

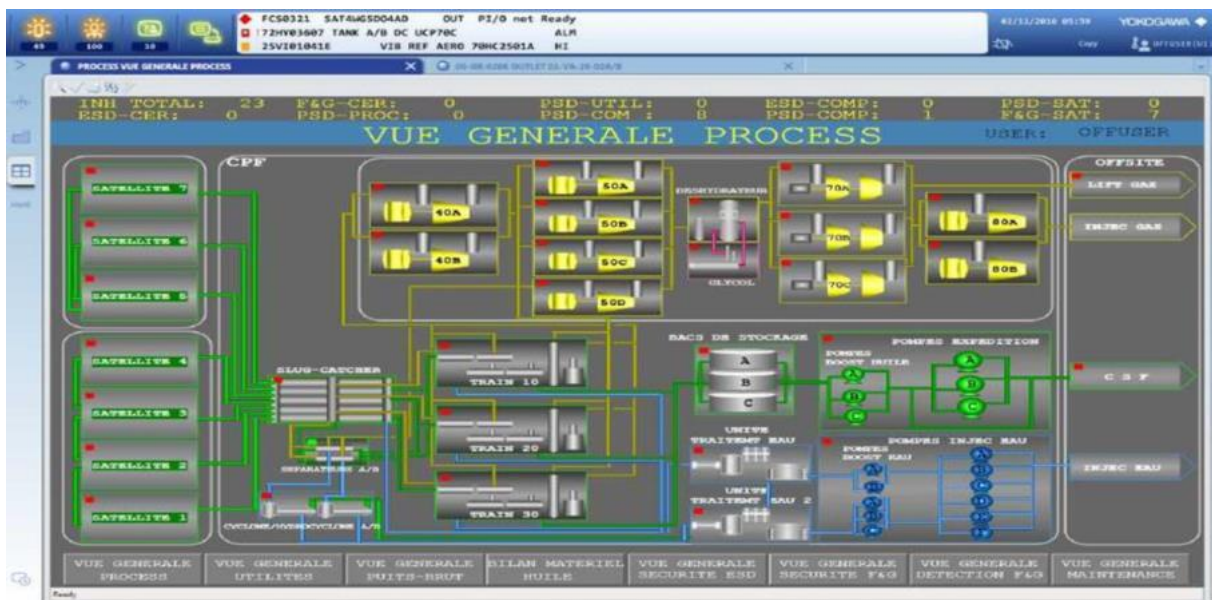


Figure III-17: Vue générale de CPF(25)

III.6 Problématiques

Afin de prévenir la formation d'hydrates dans les conduites de gaz — des structures solides générées par la combinaison de l'eau et des hydrocarbures dans certaines conditions de pression



problématique de déshydratation du glycol

et de température — il est indispensable d'éliminer les fractions condensables (eau + hydrocarbures) présentes dans le gaz. Ce traitement est réalisé grâce au glycol, injecté dans le flux gazeux pour absorber l'humidité. Une fois saturé, le glycol est récupéré en bas du déshydrateur puis envoyé vers l'unité de régénération, où il est chauffé dans un réchauffeur (rebouilleur) afin de séparer l'eau absorbée. L'unité de régénération est composée principalement d'un ballon de flash, de filtres, d'un réchauffeur (rebouilleur), d'une colonne de stripping, d'un échangeur à plaques et d'un bac de stockage. Lors d'un incident de fonctionnement, les opérateurs ont constaté une augmentation anormale du niveau dans le réchauffeur accompagnée d'une diminution du niveau dans le bac de stockage, traduisant un déséquilibre entre les débits d'entrée et de sortie, lié soit à une hausse du débit entrant, soit à une réduction du débit sortant [27].

III.7 Solutions et Préposition

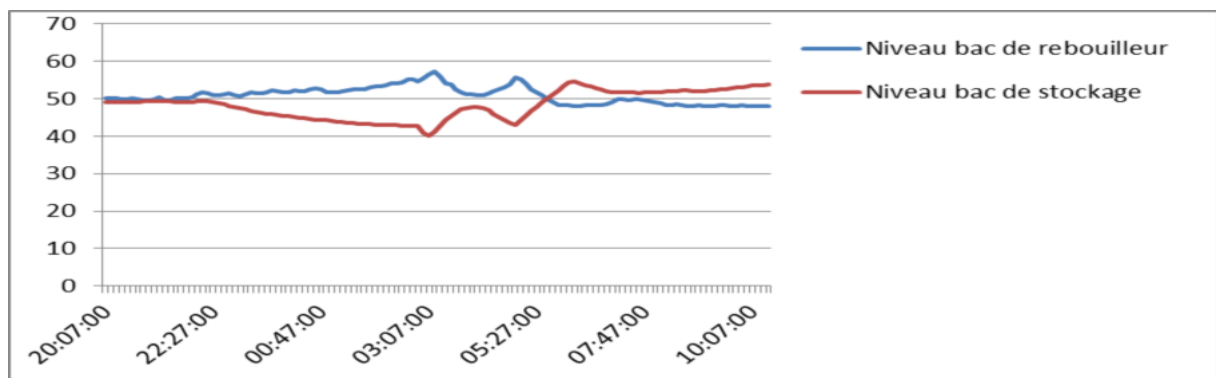
Pour cette situation l'analyse préliminaire des cause qui prouvent augmentées le niveau de rebouilleur de régénération de glycol a conduit à deux cas :

- 1- **Le premier** est l'augmentation de débit entrant du rebouilleur.
- 2- **Et l'autre** est la diminution de débit sortant à la même capacité.

III.7.1 1er-CAS :

L'augmentation du débit entrant dans le réchauffeur a été envisagée comme cause potentielle de l'incident. Trois hypothèses principales ont été analysées :

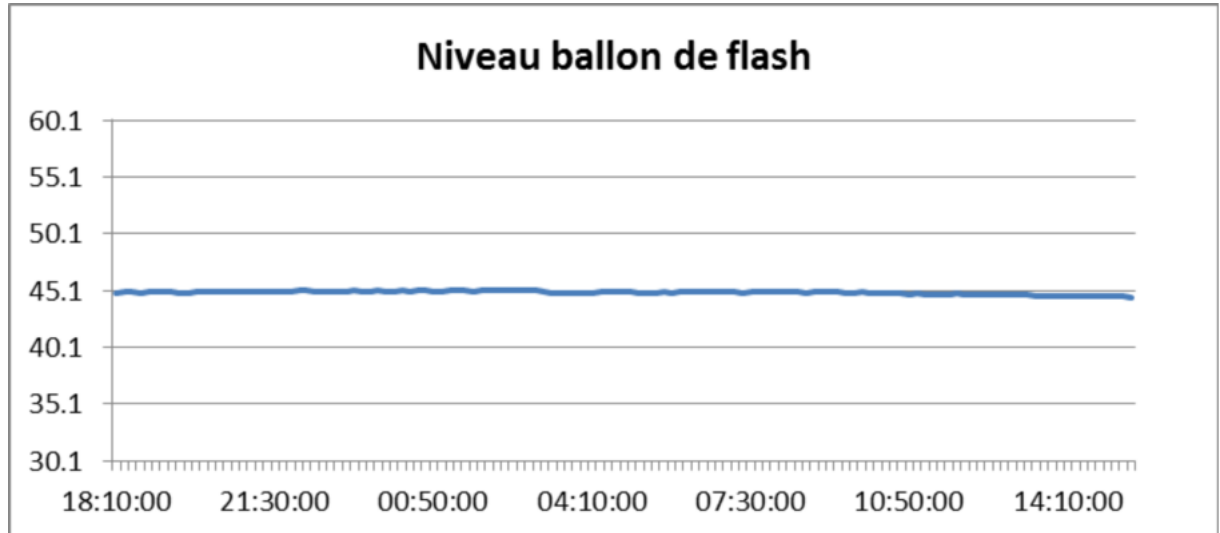
1. **Défaillance du transmetteur de niveau** : cette possibilité a été écartée, car la diminution du niveau dans le bac de stockage confirme que le problème est réel et ne provient pas d'une fausse lecture instrumentale.



FigureIII-18 : Niveaux des bacs (rebouilleur/Stockage) (25)



2. **Augmentation de la pression dans le ballon de flash** : cette hypothèse a également été rejetée, puisque le niveau du ballon de flash est demeuré stable durant tout l'incident, ce qui exclut une surpression.



FigureIII-19: Niveaux de ballon de flash(25)

3. **Blocage de la vanne d'entrée du réchauffeur en position ouverte** : cette cause a elle aussi été écartée pour la même raison, à savoir la stabilité du niveau dans le ballon de flash. [27]

III.7.2 Le 2eme-Cas :

La **diminution du débit sortant du réchauffeur** a également été envisagée comme cause potentielle. Deux hypothèses principales ont été considérées :

- **Fermeture partielle d'une vanne manuelle** située entre le réchauffeur et le bac de stockage.
- **Encrassement des surfaces d'échange thermique** de l'échangeur à plaques.

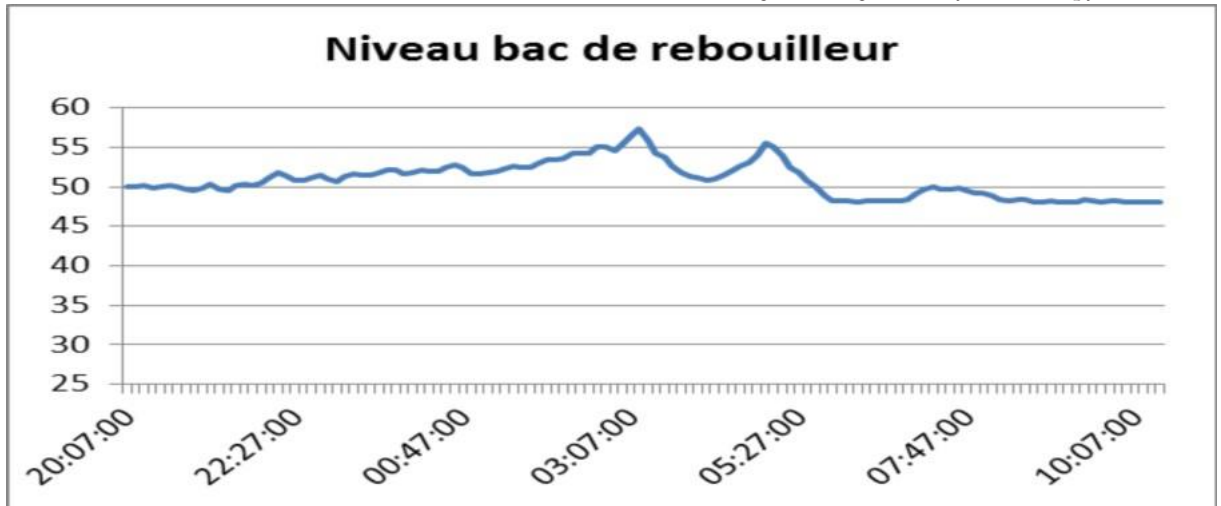


Figure III-20: Niveaux bac de rebouilleur(25)

Cependant, l'évolution progressive du niveau du réchauffeur sur une durée d'environ huit heures permet d'écarter la première hypothèse, car une fermeture partielle de vanne aurait entraîné une variation plus rapide et plus marquée.

En conclusion, l'**encrassement des plaques de l'échangeur glycol riche/pauvre** est retenu comme la cause la plus probable de l'incident, ce qui a conduit à l'augmentation du niveau de glycol dans le réchauffeur. [25]



figure III.21 L'état d'échangeur a plaque(25)



problématique de déshydratation du glycol

▪ **L'état de l'échangeur à plaques au moment de l'inspection :**

L'inspection a révélé un encrassement important des surfaces d'échange, caractérisé par des dépôts solides réduisant l'efficacité thermique. Cet encrassement a entraîné une diminution du transfert de chaleur entre le glycol riche et le glycol pauvre, confirmant l'origine du déséquilibre observé dans le réchauffeur.

▪ **L'état du garnissage de la colonne :**

Le contrôle de la colonne de stripping a montré que le garnissage présentait des signes de saturation partielle et de dépôts résiduels. Ces dépôts ont contribué à la perte d'efficacité de la séparation, favorisant l'accumulation d'humidité dans le glycol et accentuant les contraintes sur l'unité de régénération.



FigureIII-22: L'état du garnissage de la colonne(25)

III.8 Identification du problème

Plusieurs critères ont été proposés concernant la nature et les causes de la formation des dépôts responsables du colmatage de l'échangeur. Parmi les hypothèses avancées, il a été constaté la présence d'une quantité de condensats lourds (C5+) dans le ballon de flash. Une partie de ces condensats est correctement récupérée dans le compartiment dédié, mais une autre fraction semble être absorbée par la solution de glycol riche, puis entraînée vers le réchauffeur.

Dans le réchauffeur, soumis à une température d'environ **196 °C**, ces condensats peuvent se décomposer et former des dépôts solides de type **coke** ou **paraffine**. Cette température est très proche de la limite de décomposition thermique du triéthylène glycol (TEG), estimée à environ **204 °C**, ce qui accroît les risques de dégradation du solvant.



problématique de déshydratation du glycol

Ainsi, ce phénomène explique non seulement l'encrassement observé dans l'échangeur, mais également la **consommation accrue de glycol**, liée à sa décomposition partielle sous l'effet des hautes températures et de la présence d'hydrocarbures lourds.

III.9 Problèmes dus aux hydrocarbures liquides

La présence d'hydrocarbures liquides, communément appelés **condensats** ou *gazoline naturelle*, représente un défi majeur dans le traitement du gaz naturel. Ces condensats apparaissent lorsque le gaz, contenant des hydrocarbures lourds (C5+), est refroidi par détente ou par échange thermique. Leur formation est accentuée par la présence de molécules plus lourdes (C17 à C40), souvent issues de fuites d'huile de compresseurs, qui augmentent considérablement le volume total des condensats [3].

Dans les systèmes de traitement du gaz, la présence de ces condensats engendre plusieurs problèmes opérationnels :

- **Encrassement et colmatage** des équipements critiques (filtres, échangeurs de chaleur), réduisant leur rendement et augmentant les coûts de maintenance.
- **Dégradation thermique** des hydrocarbures lourds à haute température, notamment dans le rebouilleur de l'unité de régénération du glycol, conduisant à la formation de dépôts solides (coke, paraffine). Ces dépôts favorisent l'augmentation des pertes de charge et accélèrent la détérioration des surfaces d'échange.

Pour limiter ces risques, les exploitants imposent des **spécifications strictes sur le point de rosée hydrocarbures** du gaz, afin de réduire au maximum la formation de condensats avant et pendant le traitement [28].

III.10 Echangeur à Plaque

L'échangeur à plaques est un type d'échangeur de chaleur qui connaît un usage Croissant dans l'industrie. Il est composé d'un grand nombre de plaques disposées en forme de millefeuilles et séparées les unes des autres d'un petit espace (quelques millimètres) où circulent les fluides. Le périmètre des plaques est bordé d'un joint qui permet par compression de la structure d'éviter les fuites.

Les plaques ne sont pas plates, mais possèdent une surface ondulée selon un schéma bien précis afin de créer un flux turbulent synonyme d'un meilleur transfert.

La surface d'échange est constituée d'un empilement de plaques carrées embouties avec des ondulations à 450 et soudées. L'ensemble est inséré dans un coffrage, dont les panneaux sont



des couvercles démontable permettant l'accès aux canaux pour nettoyage et opérations de maintenance. [28]

Les plaques ne sont pas plates, mais possèdent une surface ondulée selon un schéma bien précis afin de créer un flux turbulent synonyme d'un meilleur transfert de chaleur, mais permet également de canaliser les fluides se déplaçant à la surface vers les coins de la plaque.

Le fluide se déplace, par exemple, du coin inférieur gauche vers le coin supérieur droit de la plaque, où un orifice lié à un tuyau lui permet de passer de l'autre côté de la plaque et de sauter une couche de la mille-feuille (un espace entre 2 plaques) avant de s'écouler à nouveau le long de la plaque suivante. Ainsi chaque fluide ne circule parallèlement à une plaque que tous les 2 espaces.

L'avantage de ce type d'échangeur est sa simplicité qui en fait un échangeur peu coûteux et facilement adaptable par ajout/retrait de plaques afin d'augmenter/réduire la surface d'échange en fonction des besoins (Attention) :

1-La surface ne peut être augmentée de manière infinie à cause de la perte de charge). La surface en contact avec l'extérieur est réduite au minimum, ce qui permet de limiter les pertes thermiques et l'étroitesse de l'espace où circulent les fluides ainsi que le profil des plaques assurent un flux turbulent qui permet un excellent transfert de chaleur.

Toutefois ces derniers paramètres entraînent une importante perte de charge qui limite le nombre de passage des fluides entre les plaques. Cette perte de charge ne peut être compensée par une pression d'entrée des fluides élevée (<2.5 MPa) car une trop grande pression causerait des fuites au travers des joints placés entre les plaques. La différence de températures entre les deux fluides ne doit pas être trop grande également pour éviter une déformation des plaques par dilatation/contraction de ces dernières qui empêcherait les joints entre les plaques d'être parfaitement étanches. La turbulence permet de réduire l'encrassement de la surface d'échange de 10-25 % par rapport à un échangeur à faisceau tubulaire. Comparativement à un échangeur à faisceau tubulaire la surface d'échange est inférieure de 50 % pour le même transfert de chaleur. [28]



FigureIII-23: Vue générale Echangeur a plaque

A decorative frame consisting of two horizontal lines and two vertical flourishes on the left and right sides, enclosing the chapter title.

Chapitre IV : Partie pratique essais, résultats et recommandations



IV.1 Introduction

Après avoir présenté en détail les procédés du traitement du pétrole et du gaz, ainsi que défini la problématique des dépôts, comme illustré dans **la Figure 35**. Notre approche s'oriente vers la mise en œuvre d'un procédé de nettoyage visant à rétablir le bon fonctionnement de l'échangeur. Cette solution permet de combiner un coût réduit avec une efficacité élevée. Deux types de nettoyage ont été étudiés ; mécanique et chimique. [27]

IV.2 Nettoyage mécanique

Ce procédé repose sur l'utilisation de la main humaine telle que la brosse et de l'eau afin d'éliminer les dépôts organiques. Toutefois, cette méthode s'avère difficile à mettre en œuvre, car elle nécessite le démontage des plaques de l'échangeur, ce qui augmente le risque de détérioration de l'équipement. [27]

IV.3 Nettoyage chimique

Le nettoyage chimique constitue une alternative efficace et rapide, car il permet de réaliser l'opération sans avoir à ouvrir l'échangeur, souvent situé dans un espace restreint. Pour cela, il est essentiel de sélectionner un solvant approprié, garantissant une intervention à la fois performante, économique, et sans effet néfaste sur le matériel. La question centrale reste donc le choix d'un solvant à la fois efficace et rentable pour un nettoyage en profondeur de l'échangeur. Parmi les solvants envisagés figurent le hexane, le toluène et le reformate. L'identification du solvant optimal constitue l'objectif principal de cette étude. [27]

IV.4 Introduction sur les solvants

Les solvants représentent une large gamme de substances chimiques caractérisées principalement par un fort pouvoir de dissolution, associé à une volatilité généralement élevée.

Ces propriétés en font des agents indispensables non seulement dans l'industrie chimique, mais aussi dans de nombreux autres secteurs industriels. En raison de leur volatilité, les vapeurs de solvants peuvent se retrouver à des concentrations variables sur de nombreux postes de travail, entraînant une exposition fréquente des travailleurs, majoritairement par voie respiratoire, mais parfois également par contact cutané. Le nombre de personnes exposées à ces substances est en constante augmentation, notamment dans les secteurs de l'industrie et de la construction. [28]

IV.4.1 Toluène

Le toluène, également appelé méthylbenzène ou phénylméthane est un hydrocarbure aromatique. Il est couramment utilisé en tant que réactif ou solvant, notamment dans le milieu industriel. Il dissout un



grand nombre d'huiles, graisses, ou résines (naturelles ou de synthèse). Dans les conditions normales, c'est un liquide transparent à l'odeur caractéristique, rappelant celle du dissolvant pour peinture ou celle du benzène apparenté. [29]

IV.4.2 Reformat

Les essences spéciales pour solvants

Cette fraction pétrolière est constituée principalement d'**hydrocarbures comportant entre 5 et 10 atomes de carbone**, avec une proportion notable de composés cycliques. Ces derniers présentent généralement des **températures d'ébullition et des densités plus élevées** que leurs homologues linéaires ou ramifiés.

Produite spécifiquement pour répondre à des besoins particuliers, cette fraction est souvent qualifiée d'**essence lourde** et sert de base à la fabrication de solvants. Parmi les produits les plus connus, on peut citer:

- Le **white spirit**, dont l'intervalle d'ébullition se situe entre **135 °C et 205 °C**,
- L'**éther de pétrole** ou *essence B*, caractérisé par un intervalle d'ébullition plus restreint, compris entre **60 °C et 80 °C**.

La production de cette fraction n'est pas systématique ni réalisée en grandes quantités : elle dépend fortement des besoins industriels et commerciaux. De plus, elle est fréquemment soumise à des procédés de **craquage** pour générer d'autres coupes plus demandées.

Il est important de noter que la terminologie reste parfois variable selon les régions et les pratiques industrielles : certains pétroliers utilisent le terme **naphta** pour désigner l'essence non reformée des catégories précédentes, ou encore la fraction la plus lourde, ce qui peut prêter à confusion.

IV.4.3 Hexane

L'hexane est un solvant aliphatique très volatil, issu de la distillation du pétrole.

C'est un liquide incolore, inflammable, d'odeur légèrement désagréable, utilisé notamment comme solvant d'extraction, dans l'industrie chimique et agroalimentaire (extraction des huiles végétales), et comme agent de nettoyage dans certains procédés industriels.

Il existe en réalité un mélange d'isomères (n-hexane, isohexanes...) sous le nom générique d'hexane.

Le n-hexane est le plus toxique de ces isomères :

Il peut entraîner des atteintes neurologiques périphériques en cas d'exposition chronique.

Les limites d'exposition professionnelle sont donc strictes.

IV.5 Principe de l'étude



Afin d'évaluer l'efficacité de certains solvants dans le nettoyage des dépôts, une sélection a été effectuée en se basant sur leur disponibilité ainsi que sur leurs propriétés physico-chimiques, notamment leur capacité à dissoudre les matières organiques.

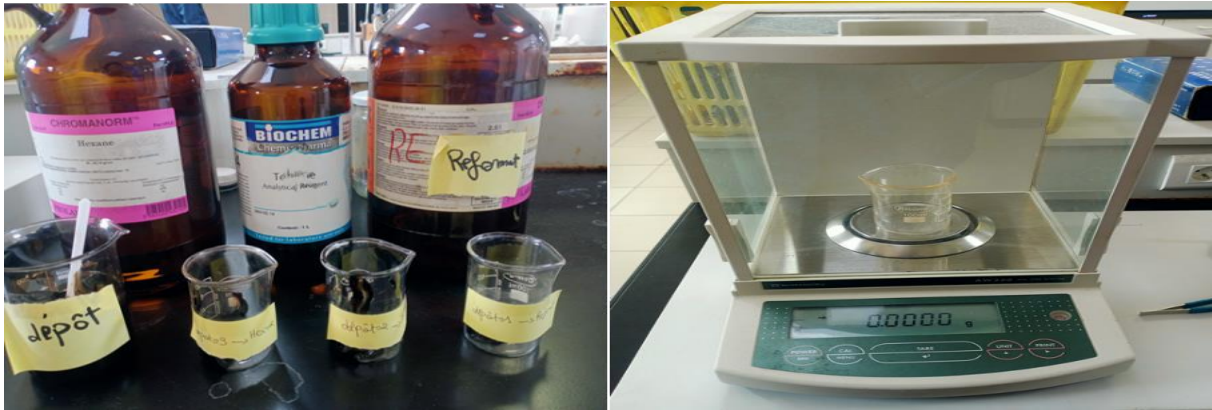
Un échantillon de dépôt a été prélevé dans le but de réaliser une analyse comparative. L'objectif principal est d'identifier le solvant le plus efficace pour la dissolution rapide du dépôt. Pour cela, trois solvants ont été choisis : le hexane, le toluène et le reformat. Le volume de solvant a été maintenu constant, tandis que la masse du dépôt a été variée afin de mesurer le temps nécessaire à la dissolution. [26]



FigureIV-1: Les trois solvants (reformat–toluène – hexane) utilisés

IV.6 Méthode utilisée pour l'étude

- On prend une masse de dépôt (3g ,2.5g, 2g, 1.5g).
- On prend un volume de 40ml de solvant (hexane-toluène-reformat) avec une pipette.
- on vers le solvant sur le dépôt.
- on laisse le mélange jusqu'à la dissolution complète du dépôt dans le solvant.
- on mesure le temps de dissolution obtenue.



FigureIV-2: Méthode utilisée pour l'étude

IV.7 RESULTATS ET DISCUSSIONS

IV.7.1 Introduction

Après avoir obtenu les résultats des analyses, nous avons pu identifier le solvant le plus efficace pour réduire le temps de dissolution des dépôts sur l'acier. A partir de ces résultats, nous avons déduits les conditions optimales ainsi que les étapes à suivre pour un nettoyage efficace.



Figure IV-3: L'état du dépôt avant et après

IV.8 Méthode de test

IV.8.1 Le 1er-cas :

M= 3g de dépôt

V= 40ml de chaque solvant

Tableau IV-1 Dissociation de 3g de dépôt par 40mL de solvants (HEXANE, TOLUENE, REFORMAT)

Produit chimique	TOLUENE	HEXANE	REFORMAT
Temps de dissolution (min)	7min50s	9min35s	4min15s



IV.8.2 Le 2eme-CAS :

M=2.5g de dépôt

V=40ml de chaque solvant

Tableau IV -2 Dissociation de 2.5g de dépôt par 40mL de solvants (HEXANE, TOLUENE, REFORMAT)

Produit chimique	TOLUENE	HEXANE	REFORMAT
Temps de dissolution (min)	3min56s	6min36s	2min15s

IV.8.3 Le 3eme-cas :

M=2g de dépôt

V=40ml de chaque solvant

Tableau IV -3 Dissociation de 2g de dépôt par 40mL de solvants (HEXANE, TOLUENE, ROFORMAT)

Produit chimique	TOLUENE	HEXANE	REFORMAT
Temps de dissolution (min)	2min11s	3min10s	2min08s

IV.8.4 Le 4eme-CAS :

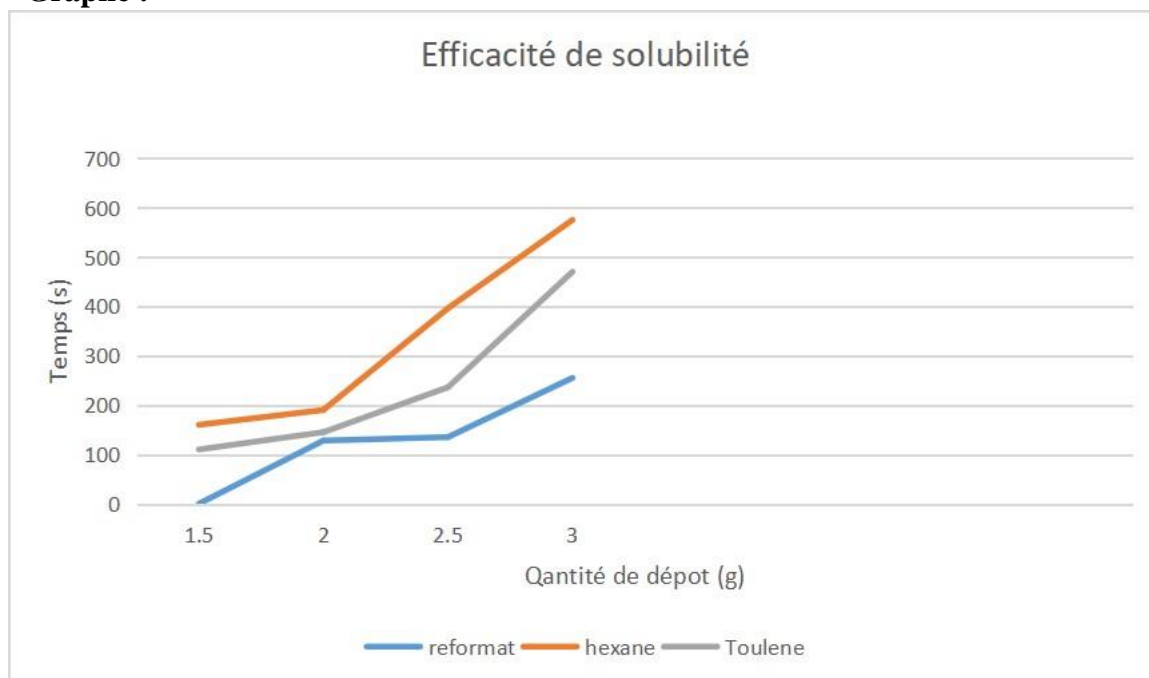
M=1.5g de dépôt

V=40ml de chaque solvant

Tableau IV-4 Dissociation de 1.5g de dépôt par 40ml de solvants (HEXANE, TOLUENE, REFORMAT)

Produit chimique	TOLUENE	HEXANE	REFORMAT
Temps de dissolution (min)	1min50s	2min40s	58s

Graphes :



IV.8.5 Mélange (HEXANE-REFORMAT) :



M= 1g de dépôt

V= variable en (ml)

Tableau IV-5 Dissociation de dépôt par mélange de solvants (HEXANE + REFORMAT)

HEXANE	REFORMAT	TEMPS
V (ml)	V (ml)	TEMPS (min)
5	5	1min44s
7	3	3min47s
3	7	1min55s

IV.8.6 Mélange (HEXANE-TOLUENE) :

M= 1g de dépôt

V= variable en (ml)

Tableau IV-6 Dissociation de dépôt par mélange de solvants (HEXANE+ TOLUENE)

HEXANE	TOLUENE	TEMPS
V (ml)	V (ml)	TEMPS (min)
5	5	4min15s
7	3	3min48s
3	7	4min34s

IV.8.7 Mélange (Toluène-Reformat) :

M= 1g de dépôt

V= variable en (ml)

Tableau IV-7 Dissociation de dépôt par mélange de solvants (TOLUENE +REFORMAT)

TOLUENE	REFORMAT	TEMPS
V (ml)	V (ml)	TEMPS (min)
5	5	2min29s
7	3	2min33s
3	7	1min27s

IV.9 Conclusion

D'après les résultats obtenus, il ressort que le **Reformat** constitue le solvant le plus efficace pour le nettoyage des échangeurs. Il se distingue par un **temps de dissolution des dépôts plus court** et un **coût de revient réduit**, en raison notamment de sa disponibilité directe au sein des unités de la société.



IV.10 Opération de Nettoyage

L'objectif principal de cette opération est de nettoyer l'échangeur thermique afin d'éliminer les dépôts susceptibles de provoquer son colmatage. Pour ce faire, il est nécessaire de suivre rigoureusement les étapes d'arrêt et de redémarrage de l'unité. [30]

IV.11 Consigne Avant L'arrêt De Glycol

Avant d'engager l'arrêt de l'unité, il est impératif de respecter les étapes suivantes :

1. **S'assurer du fonctionnement de la chaudière** afin de maintenir la disponibilité de la chaleur nécessaire.
2. **Préparer l'arrêt du compresseur d'injection** en vérifiant l'ensemble des paramètres opérationnels.
3. **Arrêter le compresseur d'injection** conformément aux procédures de sécurité.
4. **Réduire progressivement le débit de gaz traité** en ajustant la production des puits pour éviter tout déséquilibre.
5. **Évacuer l'excédent de gaz par la torche**, si nécessaire, afin de garantir une dépressurisation sécurisée du système.

IV.12 Arrêt Du L'unité Du Glycol

L'arrêt de l'unité doit être effectué selon les étapes suivantes :

1. **Arrêter le réchauffeur (Reboiler)** à partir de la salle de contrôle.
2. **Réduire progressivement la température** jusqu'à environ **100 °C**, puis procéder à l'arrêt de l'aéro-réfrigérant du glycol.
3. **Isoler l'unité** en fermant les vannes d'entrée et de sortie du glycol pauvre et du glycol riche reliant le déshydrateur à l'unité de régénération.
4. **Fermer les vannes de basse pression (LV – Low Pressure Valves)** pour sécuriser l'ensemble du circuit.

IV.13 Preparation du L'échangeur Pour le Nettoyage Chimique

IV.13.1 Isolation du l'échangeur

Avant de procéder au nettoyage chimique, il est nécessaire d'isoler l'échangeur thermique selon les étapes suivantes :

1. Fermer les vannes d'entrée du glycol pauvre et riche : V1, V2, V3, V4.
2. Ouvrir les vannes de purge vers le drain : V7 et V8.
3. Ouvrir la vanne V5 et purger par la vanne V8 jusqu'à la vidange complète.



4. Ouvrir la vanne V6 et purger par la vanne V7 jusqu'à la fin de la purge.

IV.13.2 Platinage et démontage de la manchette

Démonter les manchettes d'entrée et de sortie de la circulation du glycol côté pauvre (B1 et B2).

Réaliser le platinage de la ligne de circulation du glycol côté riche.

(Le platinage consiste à isoler la ligne à l'aide de brides pleines pour empêcher tout passage de fluide.)

IV.13.3 Procédure De Nettoyage

1. Vérifier que toutes les vannes de purge sont bien fermées.
2. Remplir l'échangeur avec le solvant chimique (reformat) à l'aide d'une pompe de circulation par le point F9, jusqu'à l'apparition du produit par le point F10.
3. Faire circuler le produit dans l'échangeur jusqu'à ce que tous les dépôts soient éliminés et que l'échangeur retrouve un état propre.
4. Une fois le nettoyage confirmé, vidanger le contenu de l'échangeur par le drain via la vanne F9.

IV.14 Procédé aux lavages par l'eau osmose

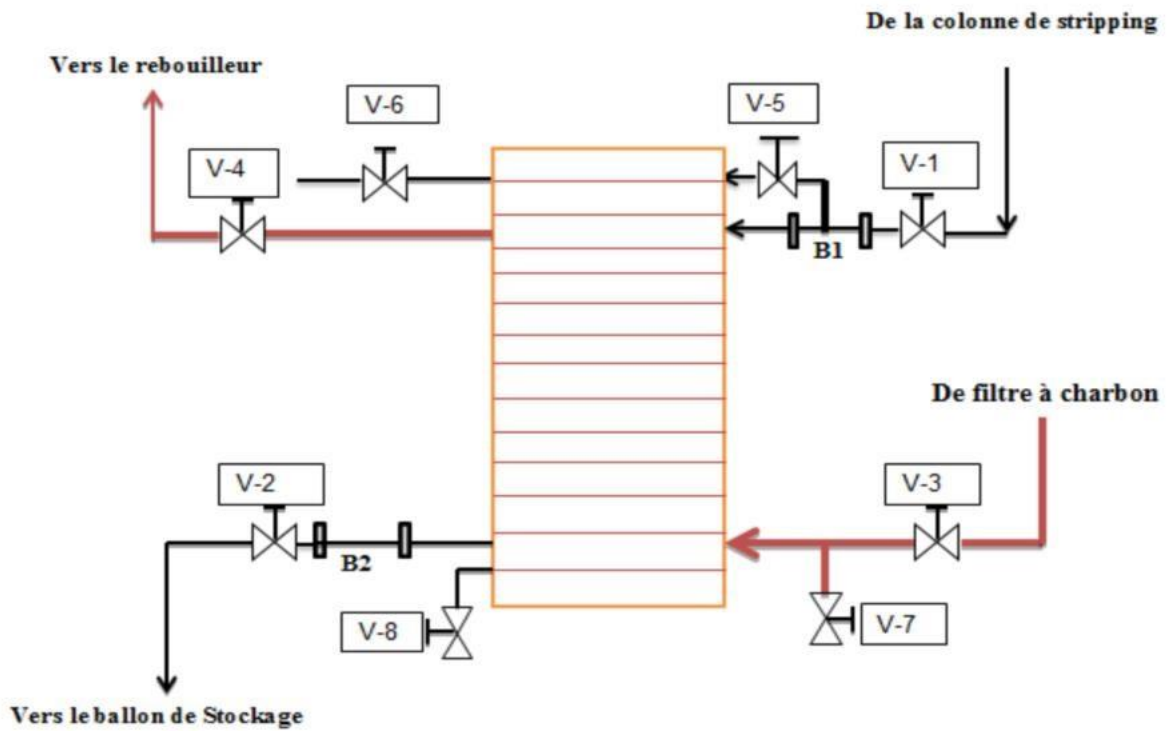
Après le nettoyage chimique, on procède à un rinçage à l'eau osmose afin d'éliminer les résidus de produit chimique et les impuretés restantes. Cette étape vise à rendre l'échangeur apte à une remise en service en toute sécurité. [10]

IV.15 Montage et déplatinage Du Circuit

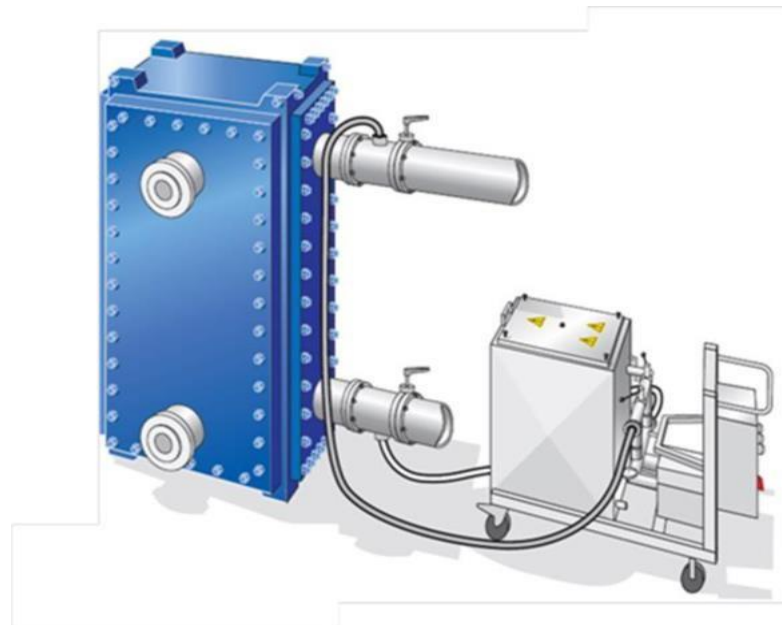
Une fois le nettoyage terminé, les manchettes sont remises en place.

Le circuit est ensuite purgé à l'aide d'un gaz inerte afin de diminuer la concentration d'oxygène et d'éviter toute réaction indésirable.

Après inertage, on procède au déplatinage du circuit et à la fermeture complète de toutes les vannes de purge.



FigureIV-5: Schéma de l'échangeur a plaque 1-HB-24-01B



FigureIV-6: Schéma de lavage de l'échangeur a plaque(31)



Conclusion Générale

Conclusion Générale

L'exploitation de l'unité de déshydratation du gaz naturel par le triéthylène glycol (TEG) au champ OURHOUD (SONATRACH) a mis en évidence des perturbations notables des paramètres de fonctionnement, en particulier une baisse de pression et de débit de gaz traité, directement liées au recul de la production.

Cette diminution de pression au niveau du ballon de séparation favorise l'entraînement d'hydrocarbures condensables vers l'unité de déshydratation, puis vers le système de régénération du glycol. Exposés à de fortes températures dans le réchauffeur (reboiler), ces hydrocarbures lourds subissent des réactions de craquage conduisant à la formation de coke, responsable de l'encrassement des échangeurs, de la réduction de l'efficacité thermique et de la décomposition partielle du TEG.

Ces phénomènes se traduisent par une consommation accrue de glycol et une baisse du rendement global du procédé de déshydratation.

Pour répondre à cette problématique, une étude comparative de solvants a été réalisée afin d'identifier une solution de nettoyage efficace des dépôts.

Les résultats obtenus ont démontré que le réformât constitue le solvant le plus adapté, combinant une bonne capacité de dissolution des dépôts, une faible agressivité chimique, une disponibilité locale et un coût compétitif, ce qui en fait une option pertinente pour améliorer la fiabilité et la performance de l'unité.



liste des références bibliographiques



Références Bibliographiques

- [1] ROJEY A., DURAND B., JAFFRET C., JULLIAN S., VALAIS M., *Le gaz naturel : production, traitement, transport*, Éditions Technip, Paris, 1994, pp. 3-20 ; 71-117 ; 253-299.
- [2] ROJEY A., *Gaz naturel : de la production aux marchés*, Éditions Technip, Paris, 2013, pp. 6-116.
- [3] WANG X., ECONOMIDES M., *Advanced Natural Gas Engineering*, Elsevier, 2013, pp. 8-22.
- [4] MOKHATAB S., POE W.A., MAK J.Y., *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices*, Gulf Professional Publishing, 2018, pp. 1-14.
- [5] SNC-LAVALIN, *GNL101 : Initiation au Gaz Naturel Liquéfié*, 2016, p. 11.
- [6] TOTAL DIRECT ÉNERGIE, « Gaz naturel », [En ligne]. Disponible sur : <https://total.direct-energie.com>, consulté le 13/06/2025 à 17h33.
- [7] GAZNATUREL.BE, « Informations générales sur le gaz naturel », [En ligne]. Disponible sur : <https://www.gaznaturel.be>, consulté le 07/06/2025 à 18h15.
- [8] ÉCONOMIE D'ÉNERGIE, « Gaz et énergie », [En ligne]. Disponible sur : <http://www.economiedenergie.fr>, consulté le 07/06/2025 à 11h35.



- [9] CONNAISSANCE DES ÉNERGIES, « Dossiers et informations sur le gaz », [En ligne]. Disponible sur : <https://www.connaissancedesenergies.org>, consulté le 13/06/2025 à 19h00.
- [10] SELECTRA, « Stockage de gaz naturel en France », [En ligne]. Disponible sur : <http://comparateur.selectra.info/infos-pratiques/stockage-gaz-naturelfrance.html>, consulté le 07/06/2025 à 12h45.
- [11] CHAOUCH N., « Chapitre 5 : Traitement du gaz naturel », *ResearchGate*, [En ligne]. Disponible sur : www.researchgate.net, consulté le 18/06/2025 à 20h15.
- [12] CHOUGRANI M., SITAYEB B., *Étude du phénomène d'encrassement de l'échangeur EDM/MEA de la section de décarbonatation du complexe GL1/Z*, Mémoire d'ingénieur en GNL, École des ingénieurs de Boumerdès, octobre 2010.
- [13] BELHADIN, *Étude thermique d'un échangeur de chaleur à faisceau tubulaire et calandre (eau de mer/ammoniac)*, Mémoire Master Énergétique, Université d'Annaba, 2019.
- [14] ABDELLI A., *Étude et simulation sous MATLAB d'un échangeur thermique à faisceau tubulaire et calandre*, Mémoire Master, Université Badji Mokhtar,



Annaba, 2019.

[15] GOOGLE, « Échangeur de chaleur à contre-courant », [En ligne]. Disponible sur : <https://www.google.com>, consulté le 07/03/2023.

[16] JABKHIRO H., *Essai de dimensionnement d'un échangeur de chaleur tubulaire au sein de LCM AICHA*, Projet de fin d'études, 2015.

[17] GHODBANE Y., BOUHASSOUN M., *Caractérisation thermo-hydraulique d'un mini-échangeur de chaleur doté de parois ondulées*, Mémoire Master, Université Aboubakr Belkaïd, Tlemcen, 2021.

[18] SHAH R.K., SEKULIĆ D.P., *Fundamentals of Heat Exchanger Design*, John Wiley & Sons, New York, 2003.

[19] BONTEMPS A., GARRIGUE A., GOUBIER C., HUETZ J., MARVILLET C., MERCIER P., VIDIL R., « Description des échangeurs », *Techniques de l'ingénieur*, Réf. B2341.

[20] ZABOUBI M., *Calcul thermique d'un échangeur de chaleur à faisceaux et calandre E102A/B en vue d'améliorer ses performances*, Mémoire d'ingénieur, Université de Béjaïa, 29 juin 2020.

[21] NOUIOUA N.E., GHERASSI M.D., *Étude de la convection thermique*, Mémoire Master, Université de Tébessa, 2022.



- [22] DUFFAU C., GRILLOT J., NAVARRO J.-M., VIDIL R., *L'encrassement dans les échangeurs : description, prévention, remèdes*, Éditions Techniques et Documentation Lavoisier, Paris, 1991.
- [23] EL KHALIFI O., *Étude du bilan thermique des échangeurs de chaleur et optimisation de la consommation énergétique*, Mémoire Master, 2015.
- [24] SAIM R., TALEB N., *Calcul technologique de modification d'un désurchauffeur de propane*, Mémoire d'ingénieur, Université de Tlemcen, 1996. [25] KHALED S., *Extinction et allumage de la torche*, Sonatrach, juin 2017.
- [26] LAMARI Y., SIDER K., *Optimisation du temps de dissolution du dépôt du glycol dans un échangeur de chaleur à plaques par plan d'expérience*, Mémoire Master, Université Houari Boumediene, juillet 2019.
- [27] BAKRI I., KHELLAF N., *Rapport sur l'augmentation de niveau du rebouilleur régénération de glycol*, Champ Ourhoud, Sonatrach, mai 2018.
- [28] SHAH R.K., MUELLER A.C., « Heat Exchange », *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley-VCH, juin 2000. DOI : 10.1002/14356007.b03_02.



[29] WIKIPÉDIA, « Xylène », [En ligne]. Disponible sur :

<https://fr.wikipedia.org/wiki/Xyl%C3%A8ne>, consulté le 05/07/2025. [30]

WIKIPÉDIA, « Toluène », [En ligne]. Disponible sur :

<https://fr.wikipedia.org/wiki/Tolu%C3%A8ne>, consulté le 05/07/2025.

[31] CHARLIER C., *Chimie industrielle organique*, Éditions Masson, Paris, 1998.