

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية
Université de Ghardaïa

N° d'enregistrement



كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم هندسة الطرائق

Département de Génie des procédés

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme

Master

Domaine: Sciences et Technologies

Filière: Génie des procédés

Spécialité: Génie chimique

Thème

**ETUDE EXPERIMENTALE SUR LES DEPOTS
ORGANIQUE DANS UN ECHANGEUR DE CHALEUR A
PLAQUES AU CHAMP D'OURHOUD**

Présenté par : BENSAHA LOTFI

Devant le jury composé de:

Dr. Farid TOUAITI	MCB	Univ. Ghardaïa	Encadrant
Dr. Zine elabidine BENARIMA	MCB	Univ. Ghardaïa	Examinateur
Dr. Amine FIHAKHIR	MCB	Univ. Ghardaïa	Examinateur

Année universitaire 2021-2022

Dédicace

Je dédie ce travail,

À mon cher père,

À ma chère mère,

À mon cher frère,

À mes chères sœurs,

A tous mes proches et mes amis...



Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier notre DIEU "Allah", Notre créateur pour nous avoir donné la force pour Accomplir ce travail.

Je souhaite également remercier le chef du département Génie des Procédés à la faculté des Sciences et Technologies à l'université de Ghardaïa.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à Dr TOUAITI Farid pour avoir accepté de m'encadrer dans cette étude. Je le remercie pour son implication, son soutien et ses encouragements tout au long de ce travail.



Merci aux professeurs de l'université pour m'avoir transmis leur savoir et leur passion tout au long de ces trois années.

Je souhaite également remercier le chef département Mohamed-Laid BENKHIRA et le chef service exploitation xp Abdellatif Bougoffa ainsi les chef de service laboratoire Mohamed Seghir MOURES, Boumediene Moulkhaloua

Merci aux ingénieurs exploitation Idriss BAKRI et Abdelmadjid Ghachi et Marouan LAGHOUEG lyas ainssi les ingnieur laboratoire Mohamed Kahoul et Hichem Hamitou , Farouq BENZINA, M'hamed MELIANI, Mohamed Zerrouk, Rafik Ghachi

J'adresse des remerciements au Abdelhamid Hazine, Abdelfettah Benhabrou et Khaled Soufi, Ahmed DAHROUR, Athmane Tabbiche et tous mes amis de travail service exploitation.

Je remercie ma famille pour leur soutien.



Liste des abréviations

- (HSE) : hygiène et sécurité environnement
- cpf : central processing facilities (Centre de traitement et installation)
- WAG : water and gas (l'eau et gaz)
- on-spec : stockage du brut non conforme
- off-spec : stockage du brut conforme
- TEG : n-tri éthylène glycol
- BP : basse pression
- Wt : weight (poids)
- Xyl : Xylène
- Tolu : toluène
- Refor : Reformat

RESUME:

La présence du condensat dans le gaz durant la procédé de déshydratation pose un grand problème aux niveaux d'unité de la régénération du glycol qui est enrichi de ce condensat. Cette quantité qui a été mélangée avec le glycol riche dans le ballon déshydrateur conduit à la formation du coke et des paraffines ainsi que des asphaltes quand elle est introduite dans le rebouilleur et subit une augmentation de température à environ (195°C). Les paraffines s'écoulent avec le glycol pauvre à travers la colonne de stripping vers l'échangeur à plaque où il se dégrade pour former une masse noire de coke qui bouche et colmate les conduits de l'échangeur. Ce problème perturbe le processus de régénération de glycol car il handicape l'échangeur qui est responsable de préchauffer cet élément avant de l'introduire au rebouilleur. Mon étude présentée dans cette mémoire consiste à trouver une méthode pour éliminer ce problème d'une façon économique. Mon stratégie a abouti à développer un circuit qui utilise des solvants disponibles comme le xylène, toluène ou le reformat pour nettoyer l'échangeur et améliorer le rendement du processus de régénération de l'éthylène glycol.

Mots clés : Déshydratation , rebouilleur, l'échangeur à plaque, solvants , régénération, l'éthylène glycol, xylène, toluène, reformat .

ABSTRACT :

The presence of condensate in the gas during the dehydration process rises a big problem at the glycol regeneration unit of the glycol which is enriched with this condensate. This quantity which was mixed with the rich glycol in the dehydrator flask leads to the formation of coke and paraffins thus asphalts when it is introduced into the reboiler and undergoes a temperature increase to reach (195°C). The paraffin flows with the lean glycol through the stripping column to the plate heat exchanger where it degrades to form a black mass of coke which clogs and clogs the heat exchanger pipes. This problem disrupts the glycol regeneration process because it handicaps the exchanger which is responsible for preheating this element before introducing it to the reboilers. My study presented in this thesis consists in finding a method to eliminate this problem from an economic point of view. My strategy led to the development of a circuit that uses available solvents such as xylene, toluene or reformat to clean the exchanger and improve the efficiency of the ethylene glycol regeneration process.

Keywords: Dehydration, reboil, plate heat exchanger, solvents, regeneration, ethylene glycol, xylene, toluene, reformat.

ملخص :

يشكل وجود المكثفات في الغاز أثناء عملية التجفيف مشكلة كبيرة على مستويات الوحدة لتجديد الجليكول المخصب بهذا المكثف. هذه الكمية التي تم خلطها مع الجليكول الغني في ورق المجفف تؤدي إلى تكوين فحم الكوك والبارافينات وبالتالي الإسفلت عند إدخالها في مرجل إعادة الغلاية وتخضع لزيادة درجة الحرارة لإرسالها (195 درجة مئوية). يتدفق البارافين مع الجليكول الهزيل عبر عمود التجريد إلى المبادل الحراري للوحة حيث يتحلل مكوناً كتلة سوداء من فحم الكوك تسد وتسد أنابيب المبادل الحراري. تعطل هذه المشكلة عملية تجديد الجليكول لأنها تعيق المبادل المسؤول عن التسخين المسبق لهذا العنصر قبل تقديمه إلى الغلايات. تتمثل دراستي المقدمة في هذه الأطروحة في إيجاد طريقة للتخلص من هذه المشكلة من وجهة نظر اقتصادية. أدت استراتيجيتي إلى تطوير دائرة تستخدم المذيبات المتاحة كالكزيران، طوليين و الرفورما لتنظيف المبادل وتحسين أداء عملية تجديد الإيثيلين جلايكول.

الكلمات المفتاحية: تجفيف ، إعادة غلي ، مبادل حراري لوجي ، مذيبات ، تجديد ، إيثيلين جلايكول ، زيلين ، تولوين ، الرفورما.

Liste des Tableaux

N° Tab	Titre du tableau	P
Tableau II-1	Caractéristiques physique de certain agent de d'hydratation	25
Tableau IV-1	Dissociation de 1g de dépôt par 10mg des solvants (Xyl, toul, Refor)	44
Tableau IV-2	Dissociation de 0.5g de dépôt par 10mg des solvants (Xyl, toul, Refor)	45
Tableau IV-3	Dissociation de 0.25g de dépôt par 10mg des solvants (Xyl, toul, Refor)	45
Tableau IV-4	Dissociation de 0.125g de dépôt par 10mg des solvants (Xyl, toul,Refor)	45
Tableau IV-5	Dissociation de dépôt par mélange des solvants (Xyl +Refor)	46
Tableau IV-6	Dissociation de dépôt par mélange des solvants (Xyl+ toul)	47
Tableau IV-7	Dissociation de dépôt par mélange des solvants (toul +Refor)	47

Liste des Figures

N° Fig	Titre de figure	P
Figure I-1	Compagne Association <i>OURHOUD</i>	05
Figure I-2	Taux de participation des partenaires <i>OURHOUD</i>	05
Figure I-3	Situation géographique d'Ourhoud	06
Figure I-4	Différentes unités du champ Ourhoud	07
Figure I-5	Schéma de l'unité de traitement	08
Figure I-6	Unité de slug catcher	09
Figure I-7	Unité des séparateurs	10
Figure I-8	Unité des dessaleurs	11
Figure I-9	Le Four	12
Figure I-10	Le Compression	14
Figure I-11	Unité de déshydratation du gaz	15
Figure I-12	Unité de booster	16
Figure I-13	Vue générale de process CPF	18
Figure I-14	Vue de slug catcher	18
Figure I-15	Unité de la séparation du brut	20
Figure I-16	Unité du traitement du brut	21
Figure II-1	Schéma de fonctionnement de TEG pour capter les molécules d'eau.	25
Figure II-2	Unité de déshydratation du glycol	26
Figure II-3	Schéma d'unité de régénération du glycol	28
Figure II-4	Unité de régénération du glycol	29
Figure II-5	Niveaux des bacs (rebouilleur/Stockage)	30
Figure II-6	Niveaux de ballon de flash	30
Figure II-7	Niveaux bac de rebouilleur	31
Figure II-8	L'état d'échangeur a plaque	32
Figure II-9	L'état du garnissage de la colonne	32
Figure II-10	Courbe de l'évaluation du niveau de condensat	33
Figure II-11	Echangeur a plaque	35
Figure II-12	Vue générale Echangeur a plaque	37
Figure III-1	Les trois solvants (reformat- toluène - xylène) utilisés	42
Figure IV-1	l'état du dépôt avant et après	44

Figure IV-2	Courbe de l'efficacité de solubilité	46
Figure IV-3	Appareil de calcul de la densité	48
Figure IV-4	Schéma de l'échangeur a plaque	50
Figure IV-5	Schéma de lavage de l'échangeur a plaque	50
Figure IV-6	Unité de régénération du glycol avec modification.	51

Sommaire

Titre	P
Dédicace	I
Remerciement	II
Liste des abréviations	III
Résumé	IV
Liste des Tableaux	VI
Liste des Figures	VII
Sommaire	IX
Introduction générale	01
CHAPITRE I : LE CHAMP D'OURHOUD	
I. 1.Historique de l'organisation Orhoud	04
I.1.1-Sonatrach	04
I.1.2-Présentation de l'organisation Ourhoud	04
I-1.3 -Localisation	05
I-1.4 -Description du champ	06
I-1.5- Le champ d'OURHOUD comporte	07
I.2-L'unité de Traitement à Ourhoud	08
I-2.1-Procédures d'exploitation du champ	08
I-2-1-1 -Le 1er séparateur	09
I-2-1-2 -Le 2eme séparateur	10
I-2-1-3- Dessalage	10
I-2-1-4 La colonne de stabilisation	11
I-2-1-5- Le four	12
I-3 Traitement du gaz	12
I-3-1- Compresseur des têtes de colonnes de stabilisation (Over- Head)	13
I-3-2- Ré-compression	14
I-3-3 -Déshydrateur et régénération de glycol	14
I-3-4 - La turbine (Les deux turbocompresseurs)	15
I-3-5 -Compresseur d'injection de gaz	16
I-3-6 - Unite de Régénération de Glycol	16
I-4- Le project IWH (Increase Water Handling)	16

I-4-1 Liste de modification inclus dans le projet IWH	17
I-4-2- Description des modifications plus relevant du projet	18
Conclusion	21
CHAPITRE II : PARTIE THEORIQUE	
II-La déshydratation	23
II-1-Introduction	23
II-2- Problèmes dus à l'eau	23
II-3- La déshydratation du gaz	25
II-4- Régénération de Glycol	26
II-5 -Problématiques	29
II-6- Solutions et Préposition	29
II-6-1-1 ^{er} - CAS	30
II-6-2-2 ^{eme} Cas	31
II-7- Identification du problème	32
II-8-Problèmes dus aux hydrocarbures liquides	33
II-9- Echangeur à Plaque	35
Conclusion	38
CHAPITRE III : MATERIELS ET METHODES	
III-1 Introduction	40
III-2 -Nettoyage mécanique	40
III-3 -Nettoyage chimique	40
III-4-Introduction sur les solvants	40
III-4-1- Xylène	40
III-4-2 -Toluene	41
III-4-3-Reformat	41
III-5 -Principe de l'étude	41
III-6-Méthode utilisez pour l'étude	42
Conclusion	42
CHAPITRE IV : RESULTATS ET DISCUSSIONS	
IV-1- Introduction	44
IV-2- Méthode de test	44
IV-2 -1-1 ^{er} -cas	44
IV-2 -2-2 ^{eme} cas	44

IV-2 -3-3 ^{eme} -cas	45
IV-2 -4-4 ^{eme} -cas	45
IV-2-5- Mélange (Xylène-Reformat)	46
IV-2-6- Mélange (Xylene-Toluene)	46
IV-2-7-Mélange (Toluène-Reformat)	47
IV-3-Conclusion	47
IV-4-Calcul de la densité	48
IV-5- Opération de Nettoyage	48
IV-6-Consigne Avant L'arrêt De Glycol	48
IV-7-Arret du L'unité Du Glycol	48
IV-8-Preparation du L'échangeur Pour le Nettoyage Chimique	48
IV-8 -1- Isolation du l'échangeur	48
IV-8 -2- Platinage et démontage de la manchette	49
IV-8 -3- Procédure De Nettoyage	49
IV-9 -Procédé aux lavage par l'eau osmose	49
IV-10 -Montage et Déplatinage Du Circuit	49
IV-11-Recommandation	51
Conclusion	51
Conclusion générale	53
Bibliographie	55

**INTRODUCTION
GENERALE**

Introduction Générale

Le pétrole est la matière première de la civilisation moderne, c'est la première source d'énergie mondiale grâce à ces propriétés physiques et chimiques principalement la quantité d'énergie par rapport au volume ainsi que le rendement et la rentabilité économiques qu'il offre, la facilité de sa commercialisation, sa production et son transport, l'abondance des réserves naturelles et les dérivés qu'on peut extraire, il remplace le charbon utilisé depuis très longtemps qui était moins pratique.

L'économie du 19ème siècle s'est édifiée sur le charbon qui a fourni l'énergie pour l'industrie naissante. Cependant au cours de la première moitié du 20ème siècle, une nouvelle source d'énergie plus concentrée, plus maniable et plus souple que le charbon est apparue pour donner des formes nouvelles au mouvement irréversible de mécanisation du monde : c'est le pétrole.

Le pétrole est en fait présent dans la nature depuis toujours. Déjà les textes bibliques en parlent sous le nom de "bitume". Il sert longtemps à rendre étanche la coque des bateaux. Le mot pétrole vient du latin « Petra oléum » ; Petra signifie la pierre et oléum l'huile, autrement dit « l'huile de pierre ». C'est un liquide noir, quelque fois à reflets verdâtres et généralement plus léger que l'eau, il est plus au moins fluide suivant son origine, et son odeur caractéristique est habituellement forte.

Depuis l'Antiquité, il est repéré au Moyen-Orient et dans d'autres parties du monde quand il suinte à la surface du sol. Mais personne ne se doute, jusqu'en 1859, qu'il deviendra une source d'énergie capable d'engendrer une véritable révolution industrielle et de faire entrer l'humanité dans les temps modernes.

De nos jours, tous ce qu'on voit comme matériel mécanique, fonctionne avec de l'énergie fossile libérée par la réaction de combustion du carburant qui est extraie du pétrole, l'exemple le plus général est le moteur à combustion interne ou à explosion qui fait marcher chaque véhicule automobile, si soit disant il y a une baisse de la production de pétrole, son prix augmente et par conséquent le prix du carburant augmentera automatiquement et ce sont des pays entiers qui vont être paralysés, c'est ce qui s'est passé aux USA en fin 2007, même les prix des produits alimentaires augmenteront ; ou un autre exemple, l'industrie de fabrication comme la sidérurgie ou la menuiserie ; pour mouler une pièce, on doit chauffer le métal dans un four qui marche avec du gaz et pour couper du bois, on utilise des machines.[1]

INTRODUCTION GENERAL

Le gaz naturel dans le monde Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous-produit du pétrole; il était brûlé à la torche sur de nombreux gisements. Il a commencé à être utilisé aux Etats-Unis, dans l'industrie d'abord, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé.

Son développement a ensuite été très rapide, grâce à l'abondance de ses réserves, à leur répartition sensiblement plus équilibrée que celle des réserves pétrolières et à son excellente qualité pour le consommateur final.

Mais le coût de son transport pèse de plus en plus lourd. Jusqu'à ces dernières années, les grandes zones productrices coïncidaient avec les grandes zones consommatrices. Ce n'est plus le cas aujourd'hui: les pays industrialisés occidentaux ne disposent que de 11% des réserves prouvées de gaz 'naturel alors qu'ils représentent 49% de la consommation mondiale.

Au plan local, ce phénomène se répète; c'est notamment le cas en Amérique du Nord avec les découvertes des zones arctiques, dans l'ex-URSS où l'essentiel des ressources se situe maintenant en Sibérie, en Europe de l'Ouest avec l'importance prise par la mer du Nord...Le transport du gaz sur des distances de plus en plus longues et dans des conditions de plus en plus sévères devient une nécessité impérieuse pour assurer son développement.[2]

L'eau contenue dans les gaz naturels sous forme de vapeur, En vue de prévenir la formation d'hydrates lesquels peuvent colmater complètement une conduite de gaz. Pour cette effet au CHAMP OURHOUD le glycol (saturé en eau + quantité du condensat). et récupérés du fond de déshydrateur est envoyés directement a une unité de régénération du glycol ou il va entrer dans le rebouilleur pour séparés l'eau de glycol par la chaleur fourni de rebouilleur, Dernièrement l'unité a subi une perturbation qui due à la formation du coke qui colmate l'échangeur par la suite. .l'étude consiste à éliminer ces impureté par un solvant (Nettoyage chimique).

Pour cela cette étude et réalisé par 4 chapitre une introduction générale sur le gaz. le 1 chapitre sur la situation géographique et différente unité du traitement dans le champ d'Ourhoud le 2 chapitre une partie théorique sur la déshydratation et l'échangeur a plaque avec l'identification du problème, le 3 chapitre matériels et méthodes ou j'ai fait une introduction sur les solvants et le principe de l'étude ainsi la méthode utilisez , le 4 chapitre et sur les résultat et discussions des test et la méthode de nettoyage par le solvant sélectionné en fin de cette mémoire une conclusion générale.

CHAPITRE I

LE CHAMP D'OURHOUD

I. 1. Historique de l'organisation Orhoud**I.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. [1]

I.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. [1]

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). [1]

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. [1]



Figure I-1 : CONPAGNE ASSOCIATION OURHOUD [1]

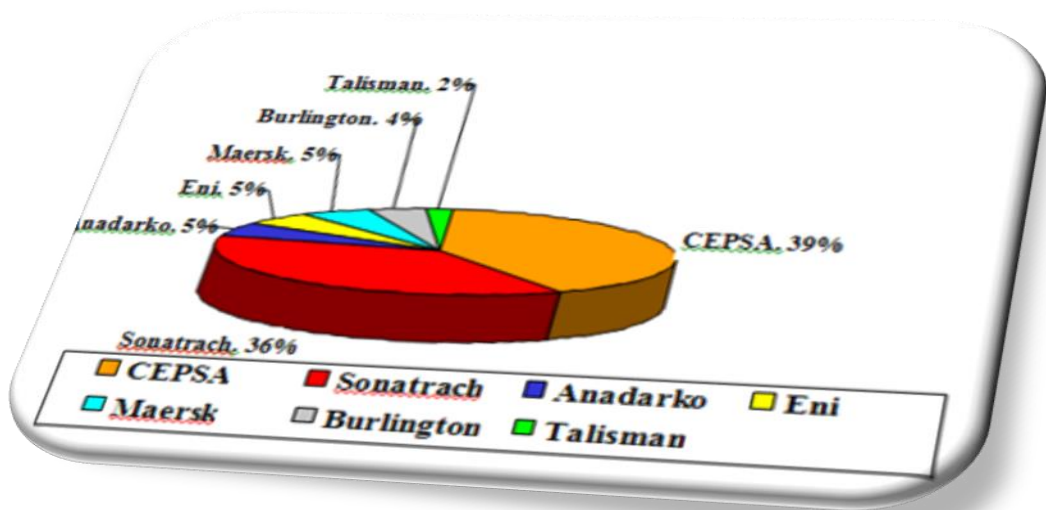


Figure I-2 : Taux de participation des partenaires OURHOUD

I-1.3 -Localisation :

Le champ de pétrole OURHOUD (autrefois appelé QOUBBA), situe au sud du champ d' ANADARKO à HASSI BERKIN , fut découvert en juillet de l'année 1994.

Il est le deuxième plus grand gisement en Algérie et chevauche les blocs 404, 405, 406.

Le champ devrait être unitise en 2005, mais en février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière a ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec SONATRACH . [1]

Le gisement OURHOUD est situé dans le bassin de BERKIN 320km au sud-est de HASSI MESSAOUD , 1200 km au sud-est d' Alger.

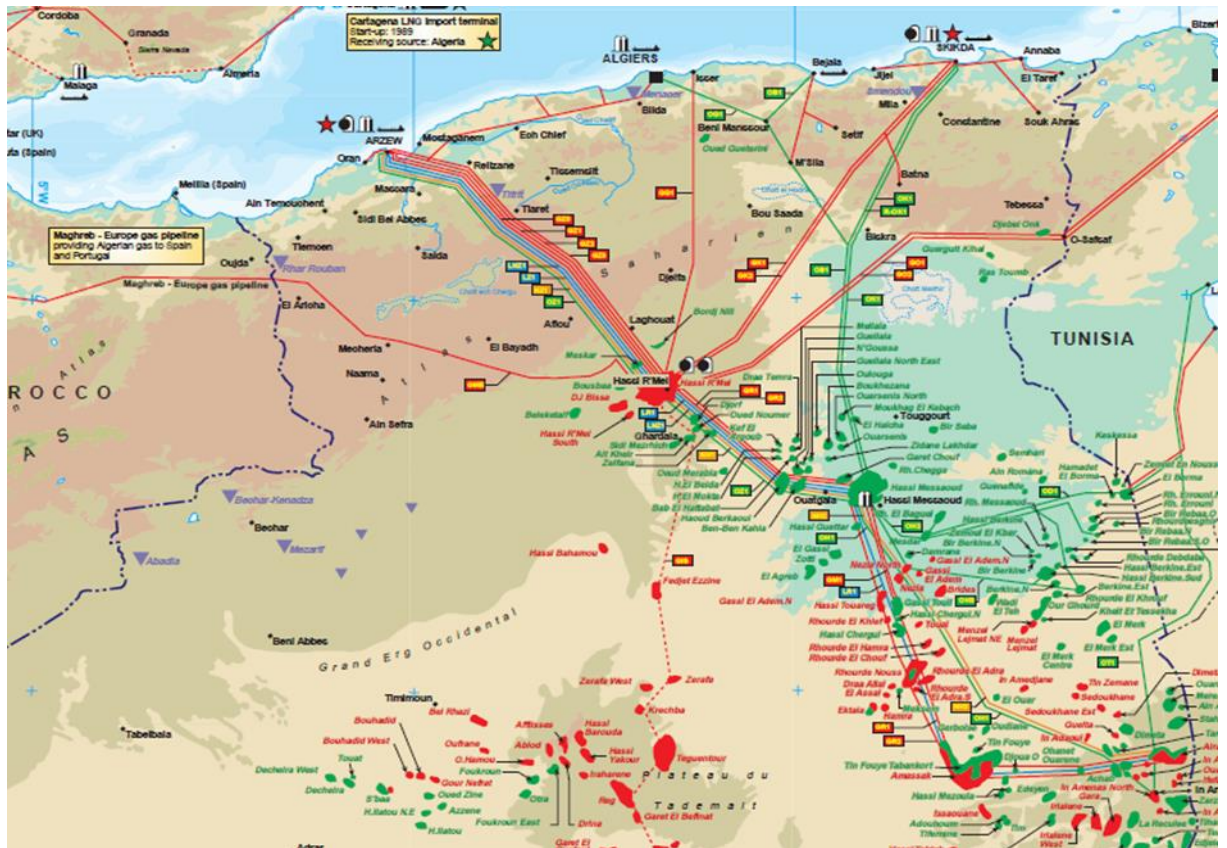


Figure I- 3 : Situation géographique d'Ourhoud

Les explorations au champ d'OURHOUD ont commencé en Mai 1992 suite à la signature de l'accord entre SONATRACH et CEPESA qui permet l'exploration de bloc 406 dans le bassin de BERKIN.

En Juillet 1994 le gisement d'OURHOUD était découvert qui s'étend sur deux autres blocs : le 405 et 404.

I-1.4 -Description du champ :

Les installations regroupant la station de production (central processing facilities) sont situées près du centre du champ.

Il y a 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 -5- à neuf puits.

I-1.5- Le champ d'OURHOUD comporte :

- 66 puits de production d'huile.
- 41 puits injecteurs de gaz (08 en WAG).
- 36 puits injecteurs d'eau.
- 09 puits producteurs d'eau de l'ALBIEN/BAREMIEM.
- 09 puits producteurs d'eau du MIOPLIOCENE.
- Un centre de traitement de brut (CPF ou Central Processing Facilites).
- Un réseau de collecte et dessertes.
- Une base industrielle.
- Une base de vie pour le personnel OURHOUD.
- Une base de vie pour le personnel de sous-traitant.

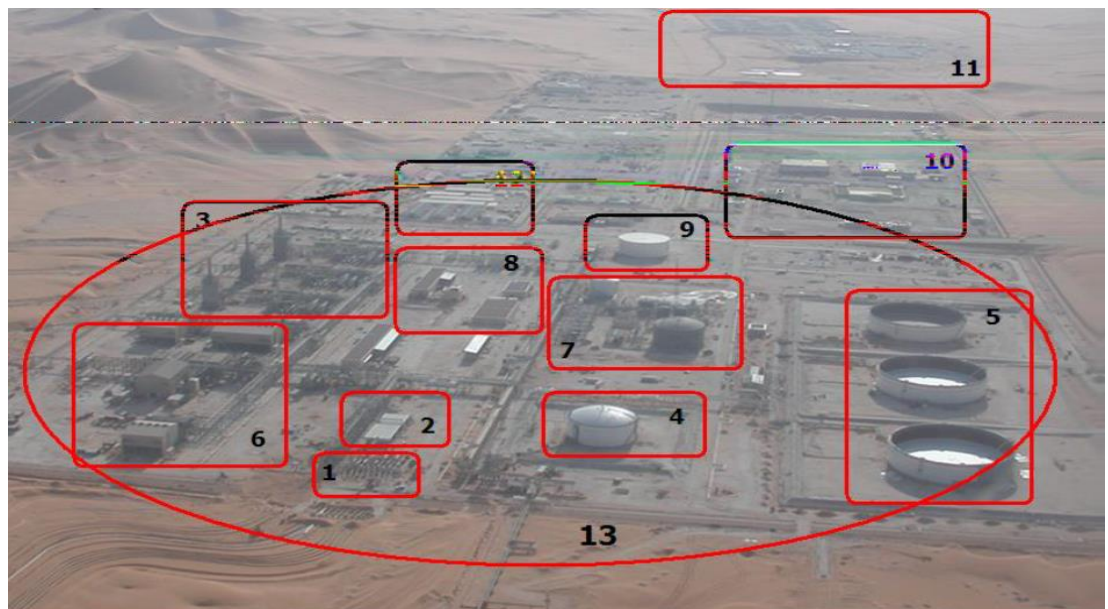


Figure I-4 : Différentes unités du champ Ourhoud.

1. Arrivées des lignes de collecte principales (trunk- line) où il y a des gars des racleurs.
2. Slug- catcher.
3. Trains de traitement d'huile.
4. Bac off- spec pour le stockage du brut non conforme aux normes.
5. Bacs de stockage du pétrole brut qui est prêt pour l'exportation.
6. Système de traitement de gaz.
7. Système de traitement des eaux pour l'injection.
8. Salle de control et laboratoire.
9. Bac de stockage pour l'eau d'incendie. [1]

- 10. Base industrielle.
- 11. Base de vie Ourhoud.
- 12. Département hygiène et sécurité environnement (HSE).
- 13. Cenral processing facilities (CPF)

I.2.L'unité de Traitement à Ourhoud

I-2.1-Procédures d'exploitation du champ :

Au niveau du CPF (Cenral 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).

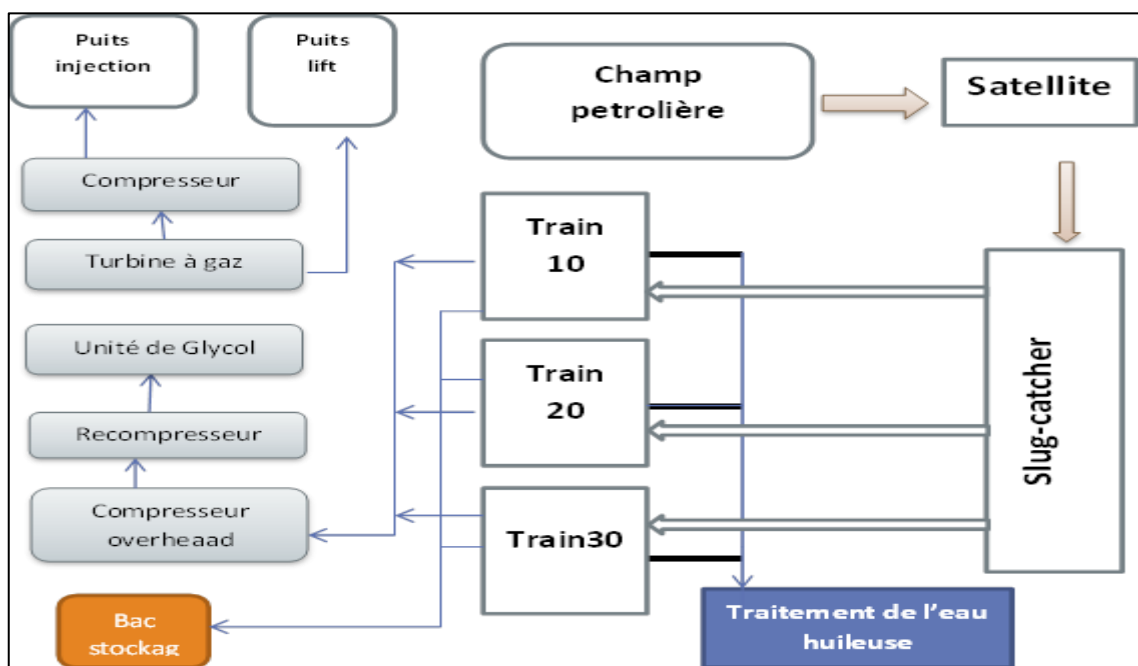


Figure I-5 : Schéma de l'unité de traitement

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. [1]

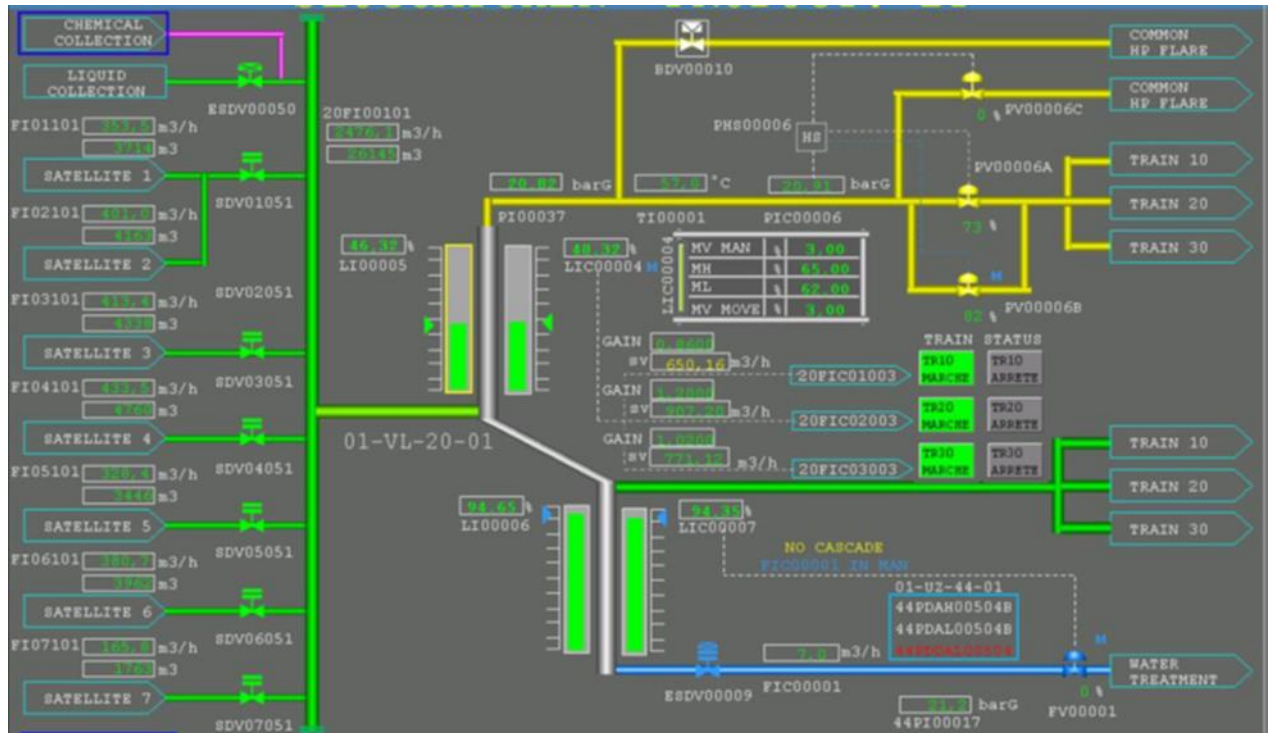


Figure I- 6 : Unité de slug catcher

Après cette étape le brut passe par trois trains qui fonctionnent de même façon chaque train est composé 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.

I-2-1-1 -Le 1^{er} 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. [1]

I-1-2-2 -Le 2^{ème} séparateur :

C'est aussi un séparateur tri-phasiques 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 récompression et l'huile vers le 1er et le 2ème dessaleur qui sont en série.

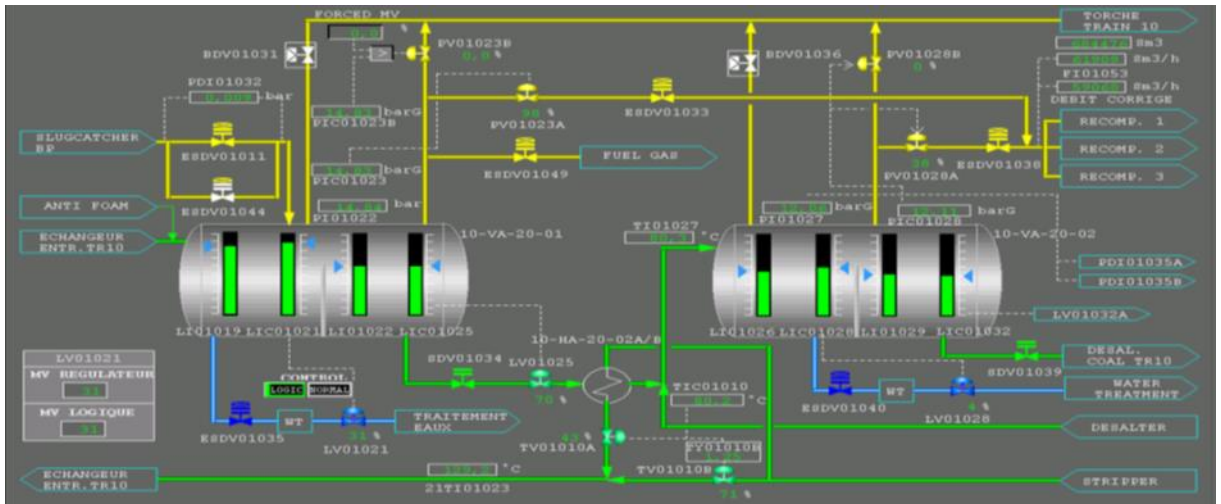


Figure I-7 : Unité des séparateurs [1]

I-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.

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 contenue 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. [1]

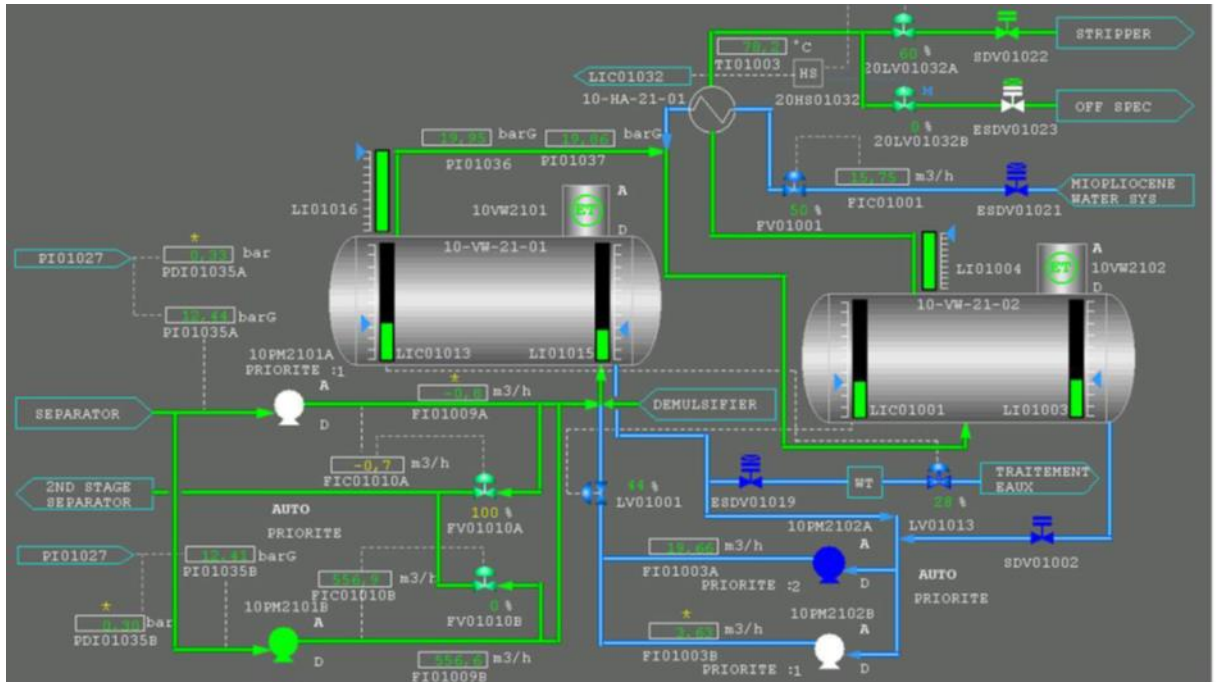


Figure I-8 : Unité des dessaleurs

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).

I-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 calorique.

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

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. [1]

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).

I-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):

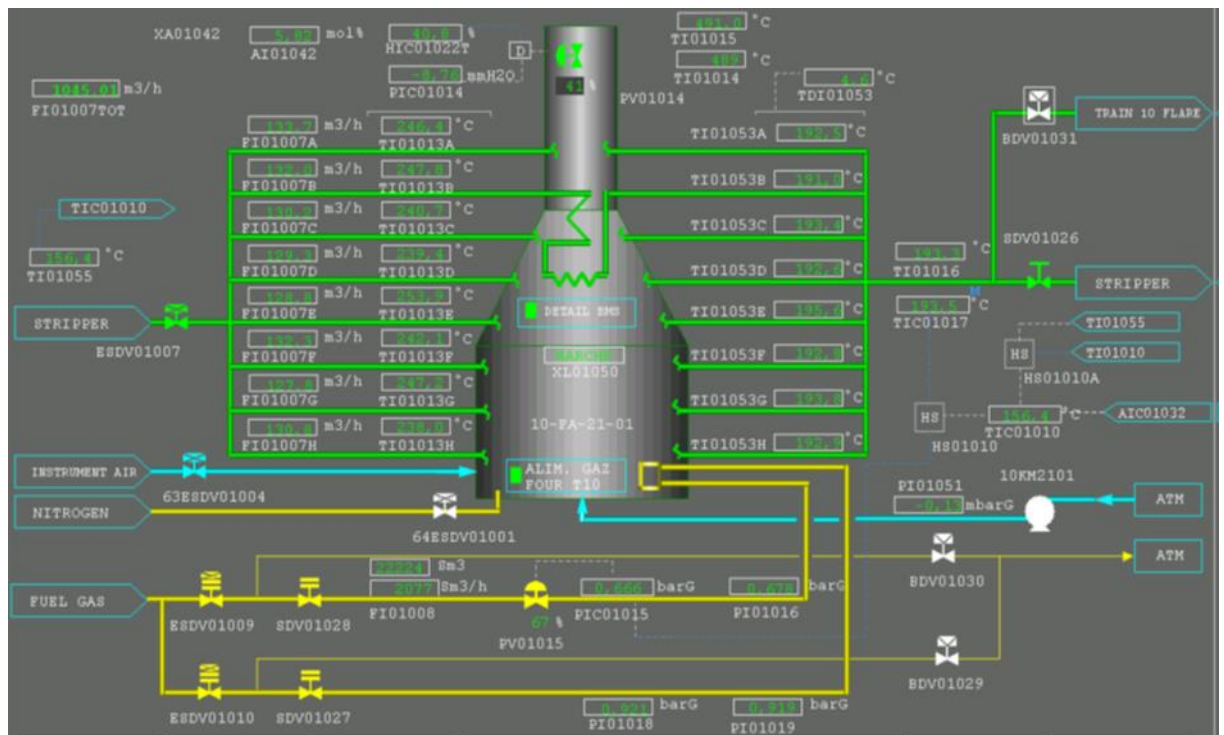


Figure I-9 : four [1]

I-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 270-300 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 Tri-Ethylène Glycol (TEG) pour déshydrater le gaz de système, le gaz est comprimé dans trois trains. Appelés Compresseurs Boosters (entraînés pas 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 que du liquide passe dans les compresseurs le gaz passe par un ballon aspirateur qui éliminera les traces du liquide qu'il contient par décantation avant de passer dans chaque compresseur, et le refoulement de chaque compresseur est refroidi par un aéros-réfrigérant.

Donc l'unité de compression est composée de 5 parties rassemblées en série pour augmenter la pression, et chaque partie est composée de 2 à 4 compresseurs du même genre pour augmenter le débit de la compression:

- Compresseur des têtes de colonnes de stabilisation.
- Re-compresseur.
- Déshydrateur et régénération de glycol.
- Les deux turbocompresseurs (Compresseur Booster et compresseur gaz lift).
- Compresseur d'injection de gaz. [1]

I-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. [1]

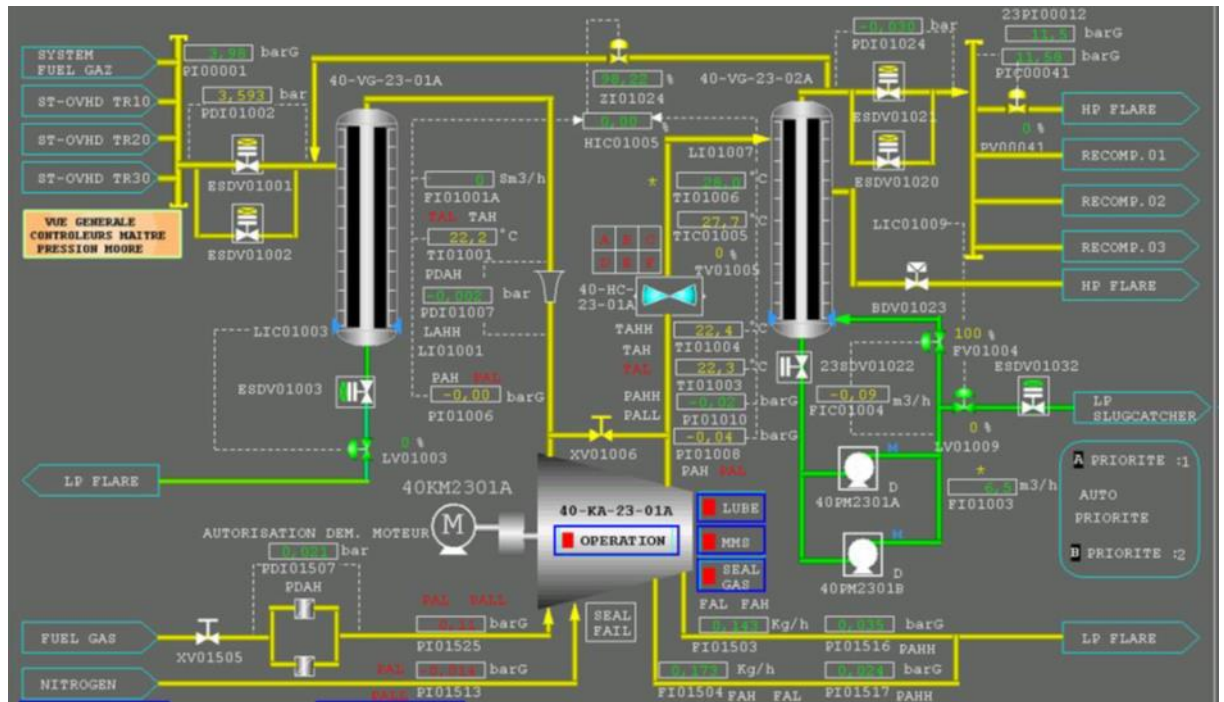


Figure I-10 : le Compression

I-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. [1]

I-3-3 Déshydrateur 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 slugcatcher, sont dirigées vers le ballon tampon de déshydratation où les condensats liquides sont éliminés. Ce liquide est envoyé vers le slug catcher de production BP sous contrôle de niveau de fond du ballon. Tout le gaz sortant du ballon tampon de déshydratation, est séché dans le déshydrateur.

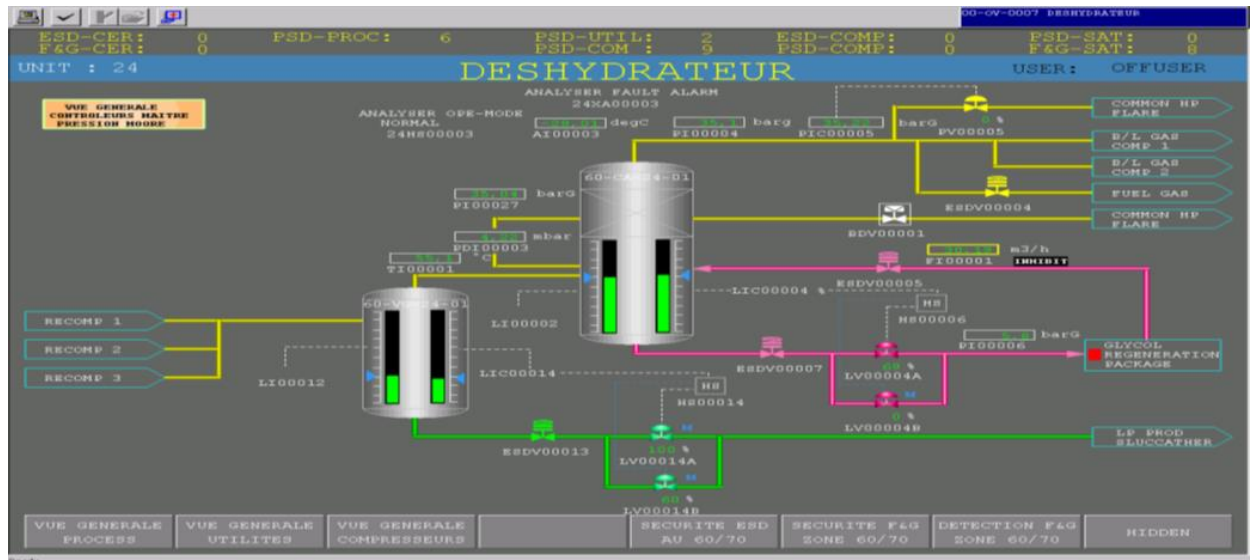


Figure I-11 : Unité de déshydratation du gaz [1]

Le gaz s'élève à travers la section à garnissage de la colonne et le glycol régénéré alimente le sommet de ce garnissage. Le glycol absorbe l'eau en s'écoulant du haut en bas à contre-courant du gaz. Le glycol riche est soutiré au fond de la colonne. Le gaz est séché pour éviter toute formation d'hydrate dans le gaz lift et le système de gaz d'injection et par conséquent, Éviter la corrosion dans les réseaux et les systèmes de distribution de gaz lift et de gaz d'injection. [1]

I-3-4 - La turbine (Les deux turbocompresseurs):

Ils incluent trois trains de compression entraînés par une turbine à gaz, avec un arbre commun pour chacun des trois compresseurs Booster et gaz lift.

Deux train est en service et l'autre en secours. La pression d'aspiration dans le premier train (le compresseur Booster) est de 38.5 bars, ce qui autorise une perte de charge de 0.5 bar dans le dés hydrateur, les ballons et lignes associés. La pression de refoulement est de 99 bars. Et dans le deuxième train (le compresseurs gaz lift), La pression d'aspiration est de 97 bars, et la pression de refoulement est de 200 bars. [1]

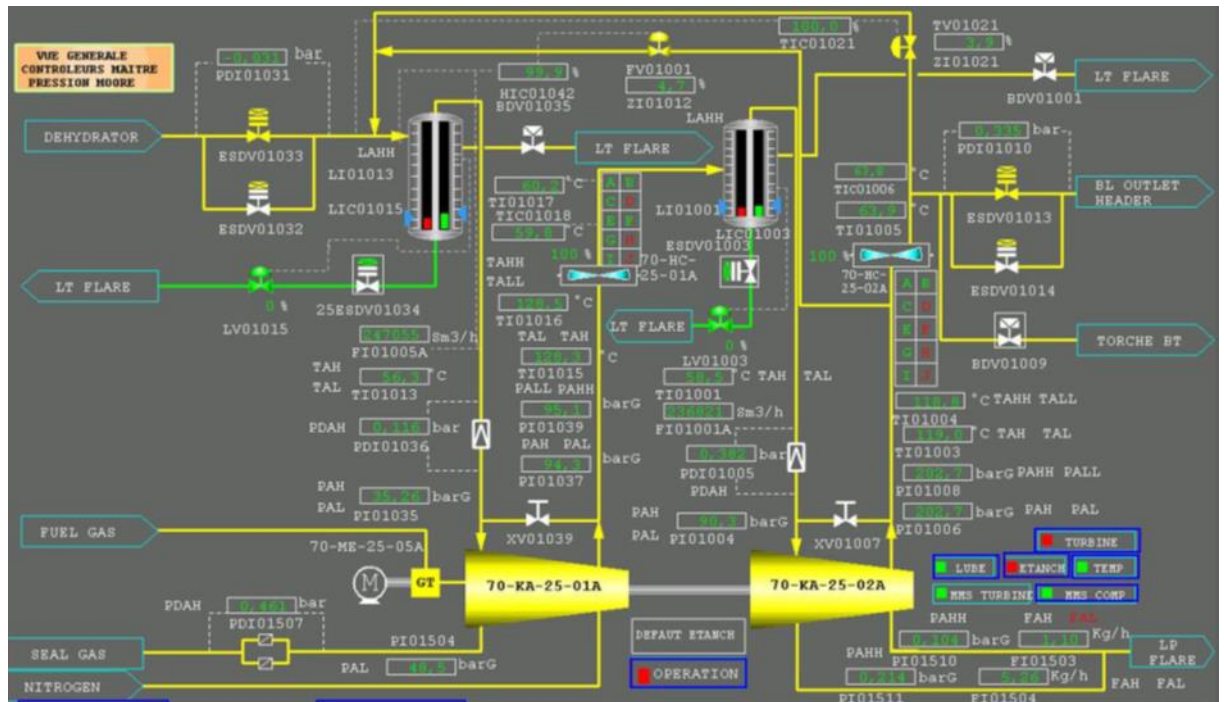


Figure I-12 : Unité de booster

I-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. [1]

I-3-6-Unité de Régénération de Glycol

Cette unité est utilisée pour régénérer le glycol utilisé pour la déshydratation du gaz. Cette unité est décrite en détails dans le chapitre prochain.

I-4- Le projet IWH (Increase Water Handling):

Le lancement d'un nouveau projet (IWH) a pour but de :

1. Augmenter la capacité de traitement d'eau avec l'installation d'une nouvelle unité de traitement d'eau (OWTH N°2).
- 2.- Augmenter la capacité de compression de gaz, avec l'installation d'un nouveau compresseur (Re-compresseur D), et une nouvelle Booster gaz lift compresseur entraînée par une turbine (BGLC).

Cette augmentation de la capacité de traitement d'eau et de compression de gaz, nous permet de augmenter la production d'huile du champ. [1]

I-4-1 Liste de modification inclus dans le projet IWH

Les modifications dans le cadre de projet IWH :

1. Nouvelle trunk-line pour le satellite 2.
 2. Modification de l'actuel slug-catcher.
 3. Deux nouveaux séparateurs.
 4. Nouvelle unité de traitement d'eau huileuse.
 5. Nouveau package de traitement de boue.
 6. Installation des lits de séchages additionnels.
 7. Nouveau Bacs de stockage d'eau.
 8. Modifications des flare -tips (têtes des torches) HP, LT et ATM.
 9. Installation de deux nouvelles pompes de back-wash.
 10. Modifications des lignes pour pouvoir envoyer du gaz du 2^o séparateur des trains vers l'overhead compresseur.
 11. Changement des throttle vanne des Re-compresseur. :50-23-FV-01012/ 02012 /03012.
 12. Nouveau Re-compresseur et ses auxiliaires: 50-KA-23-01D.
 13. Nouvelle BGL à turbine et ses auxiliaires: 70-KA-25-01C.
 14. Modification du système électrique, Instrumentation (ICS) et protection Fire & Gas.(1)
- Figure **I.13 (Vue générale de process CPF)** présent un Vue générale de process CPF après des modifications IWH (02 nouveaux séparateur- 01 nouveau re-compresseur - 01 nouveau turbine - Nouvelle unité de traitement d'eau huileuse.

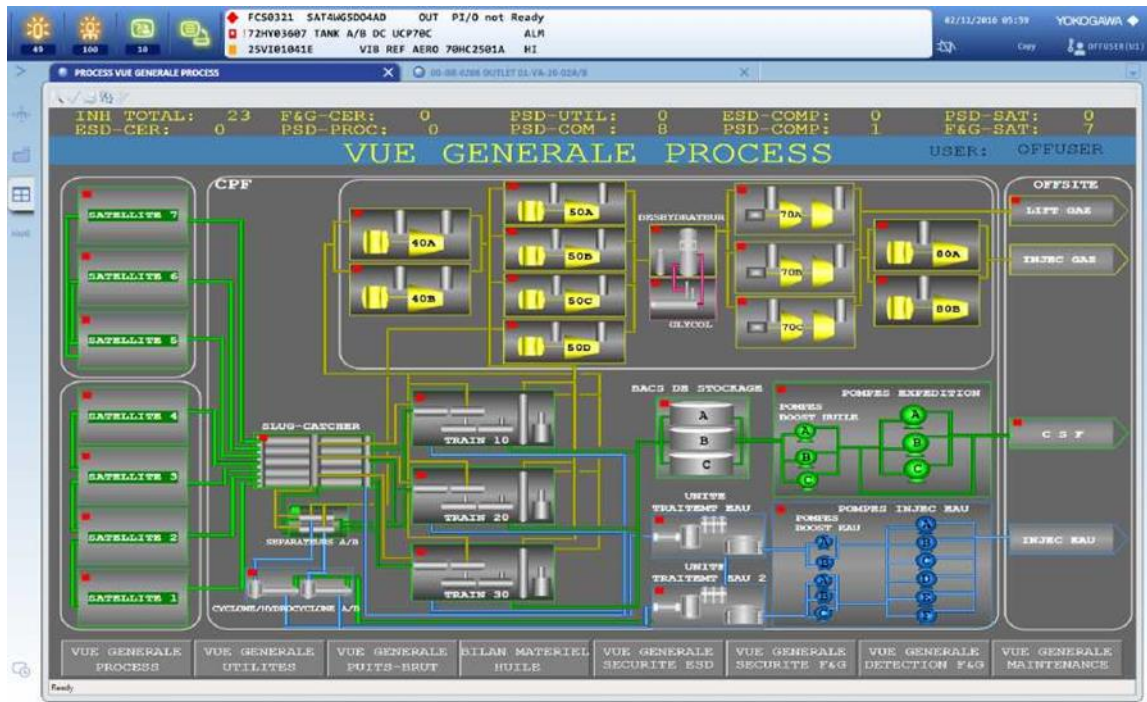


Figure I- 13 : Vue générale de process CPF

I-4-2- Description des modifications plus relevant du projet :

❖ Au niveau de slug-catcher et l'zone 01 :

La modification inclus dans le slug-catcher dans le cadre de projet IWH :

- Nouvelle trunk-line pour le satellite 02 : qui a été effectivement connecté avec le satellite 01
- Modification de l'actuel slug-catcher : coté gaz et coté huile pour connecté les nouveaux séparateur

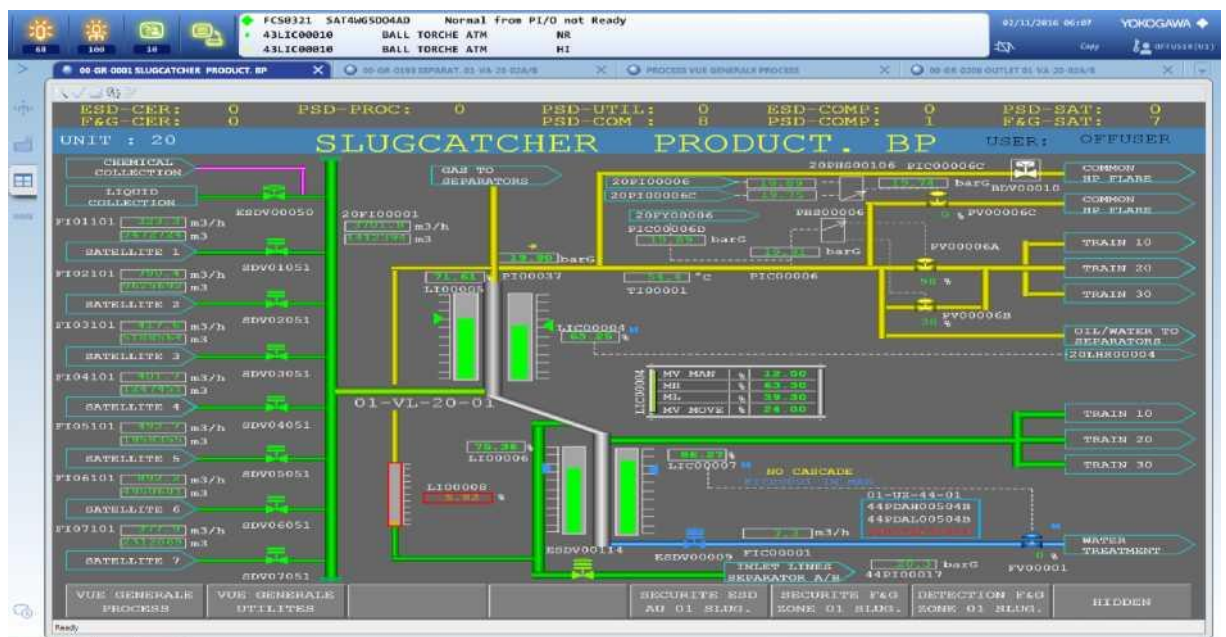


Figure I-14 : Vue de slug catcher [1]

L'huile sortant de slug-catcher est acheminé vers les 02 nouveaux séparateurs ; Contrairement à ce qu'elle était autrefois l'huile acheminé directement vers les trains ; dans les séparateurs l'huile est séparée à 03 phases : huile - eau -gaz.

L'huile acheminée vers les trains à partir des ancien system (FV03) et l'eau vers les 02 nouveaux package axial (PACKAGE PURLES) et puis vers Nouvelle unité de traitement d'eau huileuse OWTS N°2.

Le gaz sortant à partir de slug-catcher est divisé sur deux lignes:

- La première ligne acheminée vers le 1^{ère} séparateur de 03 trains pour maintenir la pression à 15 bars et puis vers ré-compression.
- La deuxième ligne acheminée vers les 02 nouveaux séparateurs pour maintenir la pression à 19,5 bars et puis vers ré-compression.

Après ces modifications la quantité de gaz traité a était augment ; Nous allons donc relever les normes de sécurité par : installer 02 ESDV à l'entrée l'huile de chaque séparateur et installe 02 PSV en service de chaque un. BDV 0006F travailler avec slug-catcher on cas augmentation de pression. [1]

❖ **Les deux nouveaux séparateurs 01-VA-20-02A/B :**

1. Le gaz qui va être envoyé de slug-catcher vers les trains existants va être environ 5,5 MM Sm³/j, et les quantités de gaz envoyé de Slug-Catcher vers les nouveaux séparateurs seront environ 4,8 MMSM³/h. Le total de gaz traité va être environ 10,3 MM Sm³/h.
2. Le gaz sortant des nouveaux séparateurs partira vers les Re-compresseurs.
3. La pression d'opération des séparateurs sera environ 19.5 bar. La pression de design des séparateurs est de 22,5 bars.
4. La partie d'huile sortant des nouveaux séparateurs partir a vers les trains.
5. La partie d'eau sortant des nouveaux séparateurs partira vers la nouvelle unité de traitement d'eau OWTS N°2 (24600 Sm³/j).
6. La partie d'eau sortant de trains et de slug-catcher partira vers l'ancienne unité de traitement d'eau. (17133 Sm³/j). [1]

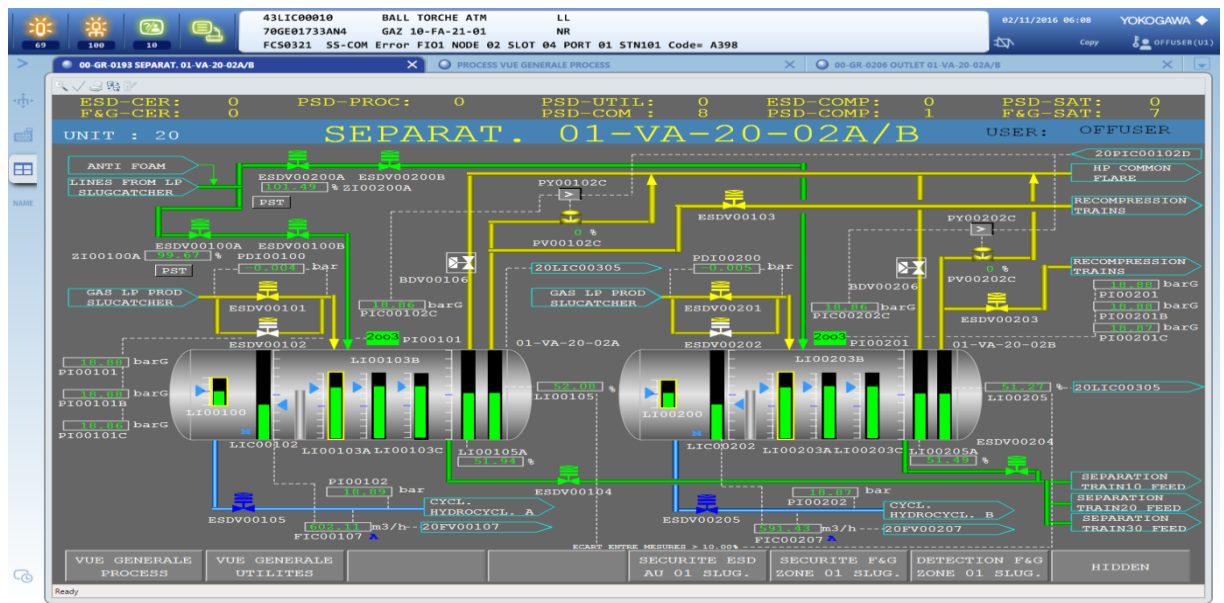


Figure I-15 : Unité de la séparation du brut [1]

❖ Au niveau des trains 10-20-30 :

La modification inclus dans les trains 10-20-30 dans le cadre de projet IWH :

- Le gaz de 2eme séparateur de chaque trains ont réalité est acheminé vers la ré-compression (la zone 50) mais après l’augmentation de traitement de gaz on a envoyé vers la compression OVER-HEAD (la zone 40) pour but charger et diminue le recyclage (anti-serge) de ce compresseur.
- Pour achèvement cette modification installer au niveau de cette ligne une PV vanne de pression pour diminuer la pression jusqu’à 06 bar et connecté avec la ligne du gaz de tête de colonne. Pour la mesure de sécurité est installée 02 PSV pour protégé la ligne vers compresseur OVER-HEAD. [1]

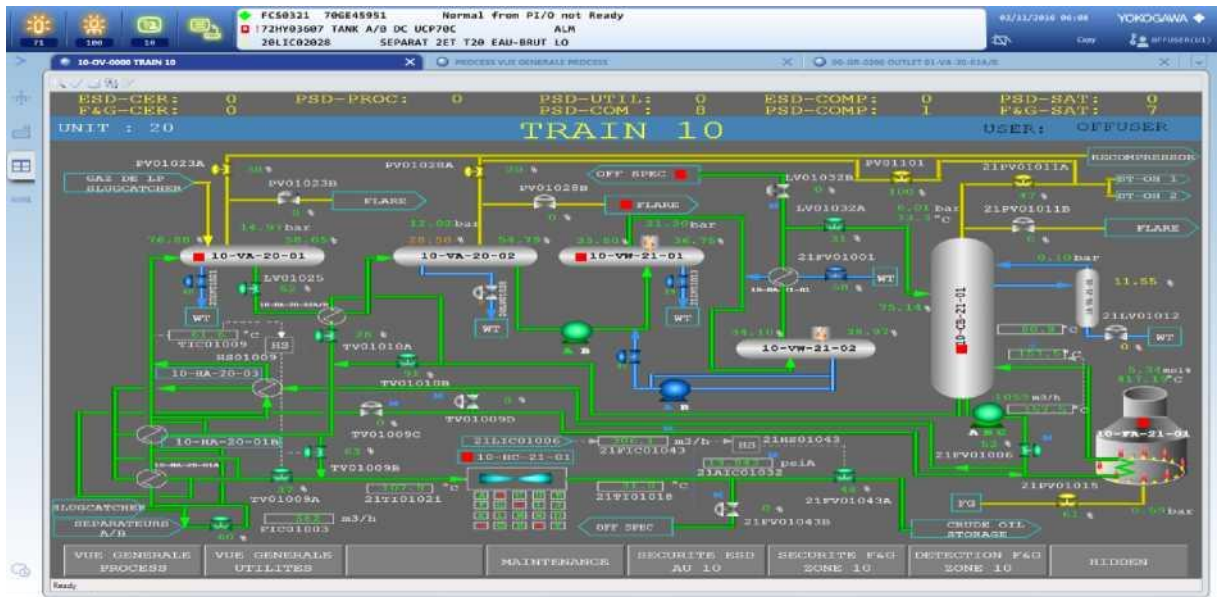


Figure I-16 : Unité du traitement du brut

Conclusion

Après avoir faire une circulation sur les différente unités de traitement du brut et la compressions avec la déshydratation et la régénération du gaz ainsi la réinjection j'ai constaté que le champ d'ourhoud et l'un des meilleurs champs de sonatrach.

CHAPITRE II

PARTIE THEORIQUE

LA DESHYDRATATION DU GAZ

AUX CHAMP D'OURHOUD

II- La déshydratation :**II-1- Introduction :**

D'une façon général le gaz naturel est brûlé pour produire de la chaleur. Seuls les constituants de ces gaz qui participent à la combustion présentent un intérêt. Les autres sont soit économiquement indésirables dans la mesure où ils augmentent inutilement le volume du gaz transporté, soit nuisibles dans la mesure où ils sont la cause de problèmes de transport du gaz par pipeline, de problèmes de livraison dans les réseaux de distribution ou de combustion au niveau des appareils d'utilisation. Comme ces constituants indésirables ou nuisibles ne peuvent pas être entièrement éliminés, leur teneur doit être abaissée à une valeur inférieure à un seuil de tolérance. In addition, des textes administratifs réglementent leur teneur dans les gaz transportés ou distribués à la consommation car certains de ces constituants ont une influence sur la sécurité à la fois des consommateurs, de l'environnement et des installations.

La section qui suit présente l'ensemble des problèmes de transport et de consommation dus à la présence de certains constituants dans les gaz naturels. Il précise et justifie les seuils de tolérance retenus par les règlements et les spécifications. Une distinction particulière doit cependant être faite entre spécifications de transport et spécifications de consommation, ces dernières étant plus contraignantes que les premières. [3]

II-2- Problèmes dus à l'eau :

L'eau contenue dans les gaz naturels sous forme de vapeur a deux origines. La première est due à la présence d'eau libre dans tous les réservoirs naturels d'hydrocarbures : aux conditions de pression et de température des réservoirs, le gaz naturel est toujours saturé en eau. La seconde provient généralement d'une pollution accidentelle. Elle correspond à la vaporisation de l'eau résiduelle qui n'a pas été éliminée après, par exemple, un test hydrostatique effectué lors de la mise en service d'une nouvelle conduite. L'eau contenue sous forme de vapeur dans un gaz ne pose pas de problème tant que sa teneur reste à une valeur inférieure à celle de la saturation. Dans le cas contraire, de l'eau libre risque de se former entraînant des problèmes de corrosion et d'interruption de débit de gaz par formation de bouchons d'hydrates dans l'installation de transport. [3]

Avec le gaz carbonique présent dans le gaz, l'eau libre forme de l'acide carbonique, dont l'agressivité envers tous les aciers est bien connue. Dans certaines conditions, cet acide

carbonique peut produire un percement de la conduite dans des délais très rapides : quelques mois, voire quelques semaines.

L'hydrogène sulfuré contenu dans le gaz n'a pas d'action par lui-même sur les équipements. Il devient par contre très corrosif en présence d'eau libre, avec laquelle il forme l'acide sulfhydrique. Le sulfure de carbone, produit par le séchage de gaz acides par tamis moléculaire, s'hydrolyse avec l'eau libre pour former de l'hydrogène sulfuré et par la suite de l'acide sulfhydrique .

Les hydrates ont l'aspect de cristaux de glace. ils s'accrochent à certaines parties de la paroi interne de la conduite et forment très rapidement par accumulation un bouchon qui obture la conduite, interrompant ainsi le transport du gaz. Les hydrates apparaissent dans une installation aux conditions habituelles de transport aux endroits où une chute singulière de température se produit : détendeurs, duses, traversées de rivière. De façon générale les hydrates risquent d'apparaître dans un gaz à pression élevée, en présence d'eau libre, lorsque la valeur de sa température chute en-dessous de 25°C.

Au niveau d'une station de comptage, l'eau libre s'accumule dans les prises de mesure, le porte orifice, les boîtiers des appareils. Elle gêne le fonctionnement des équipements et entraîne de ce fait des erreurs de mesure. Aux basses températures, elle givre. Elle bloque alors le fonctionnement de certains équipements tels que les clapets.

Due au l'ensemble de ces problèmes, il est important de limiter la teneur en eau d'un gaz afin de s'assurer que de l'eau libre ou des hydrates ne se forment pas aux conditions de pression et de température de son transport par conduite ou de son comptage. C'est pourquoi cette teneur maximum en eau est toujours précisée dans toute spécification de transport et de distribution du gaz. Très souvent, elle est exprimée en point de rosée eau. [3]

En Europe de l'Ouest (France, Allemagne, Royaume Uni, Norvège, Pays-Bas, Belgique) la teneur maximum en eau admise pour le transport et la distribution du gaz naturel est toujours voisine de 50 mg/m³ (n) (à ± 5 mg/m³ (n) près) . Cette valeur a été retenue par Gaz de France. Elle correspond à un point de rosée eau de - 12° C à 69 bar abs ou de - 10° C à 80 bar.

II-3- La déshydratation du gaz:

Le traitement de gaz pour éliminer les hydrates est dit déshydratation. Cette opération est généralement exécuter par l’adsorption malgré que d’autre procéder comme l’absorption, le procèdes à membrane et réfrigération peut être utilisé aussi. Dans l’absorption, l’eau est éliminé par des liquides come les glycols qui ont une grand affinité a l’eau. Le tableau 1 présenté des caractéristiques physiques de certains produits utilisés dans la déshydratation de gaz.

Tableau II-1. : Caractéristiques physique de certain agent de d’hydratation

	MEG	DEG	TEG	TREG
FORMULE	C ₂ H ₆ O ₂	C ₄ H ₁₀ O ₃	C ₆ H ₁₄ O ₄	C ₈ H ₁₈ O ₅
POIDS MOLECULAIRE	62.07	106.12	150.17	194.23
Température d’ébullition	197.1	245.3	288	329.7
Pression de Vapeur	12.24	0.27	0.05	0.007
Densité	1110	1115	1122	1122
Viscosité à 25	17.71	30.21	36.73	42.71
Température de régénération maximale	163	177	204	224
Température de dégradation	-	240	240	240

Dans une colonne d’absorption, le gaz hydrater est injecté en bas tandis que l’éthylène glycol est injecté à la tête de colonne (system de contre-courant). Le glycol sec peut alors capte l’eau qui existe dans le gaz effectivement come indique la figure II.1.

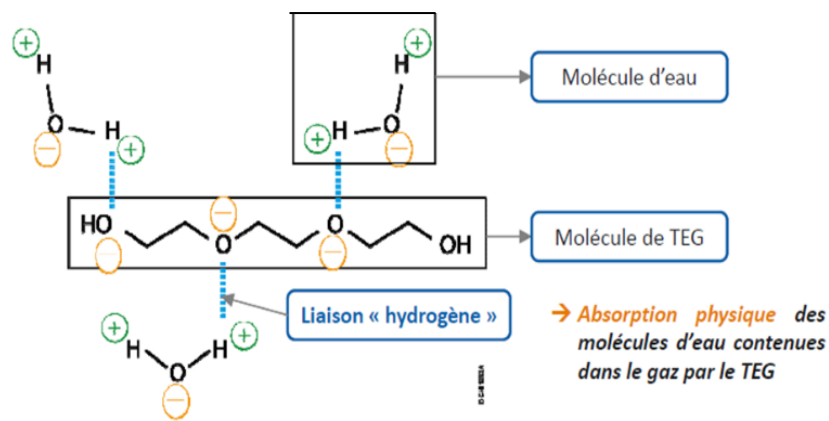


Figure II-1 : Schéma de fonctionnement de TEG pour capter les molécules d’eau

Il est estimé que par cette méthode le teneur de l'eau peut être réduit a 10 ppm de volume total de gaz .Le procéder de déshydratation est présenter Dans la figure II-2.

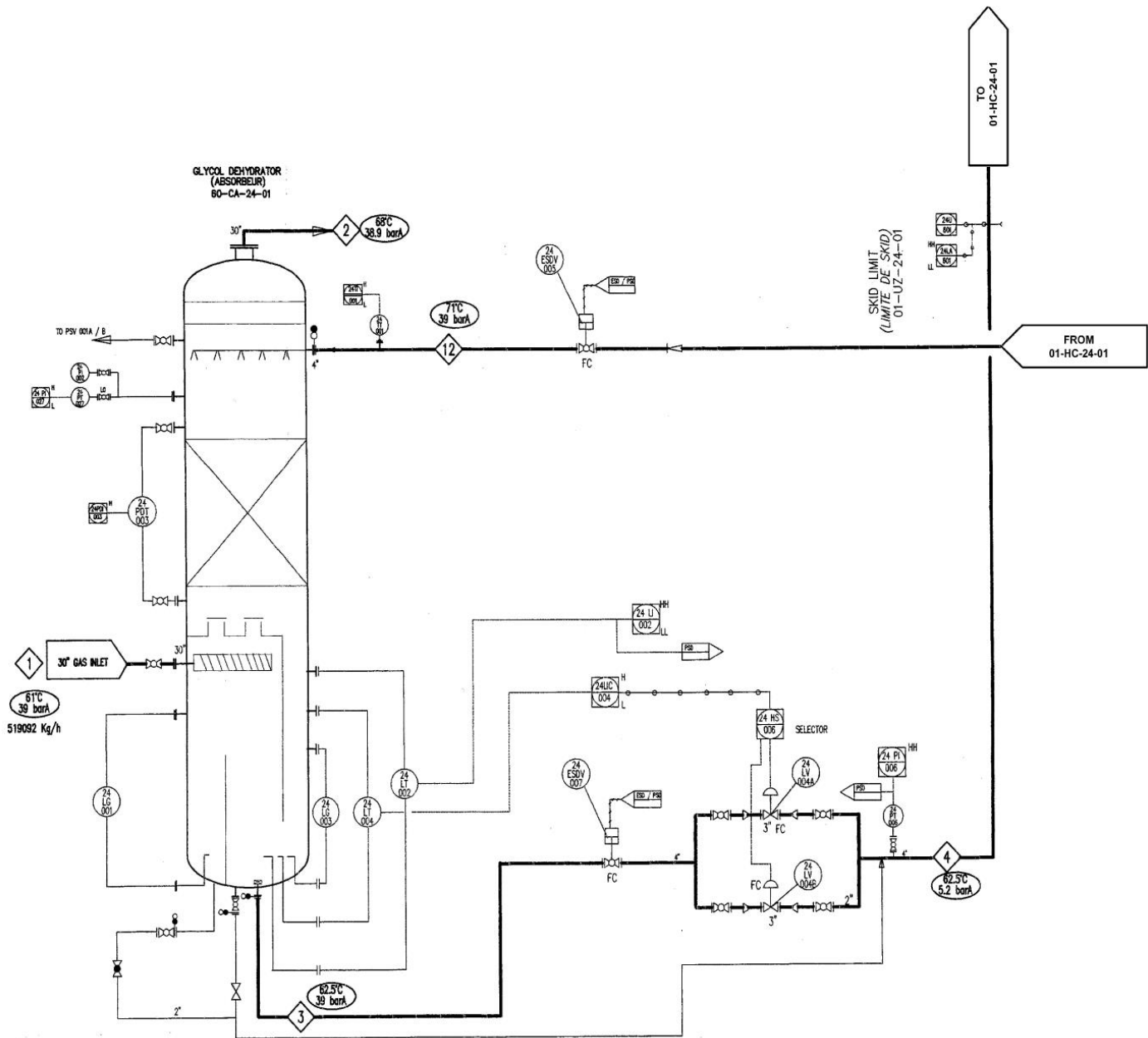


Figure II-2 : Unité de déshydratation du glycol [4]

Le gaz déshydrates est récupéré a la tête de colonne tandis que le glycol mélanger avec l'eau (dit saturée) quitte le colonne en bas.

II-4- 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) où 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 de TEG 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 (01-CE-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). [4]

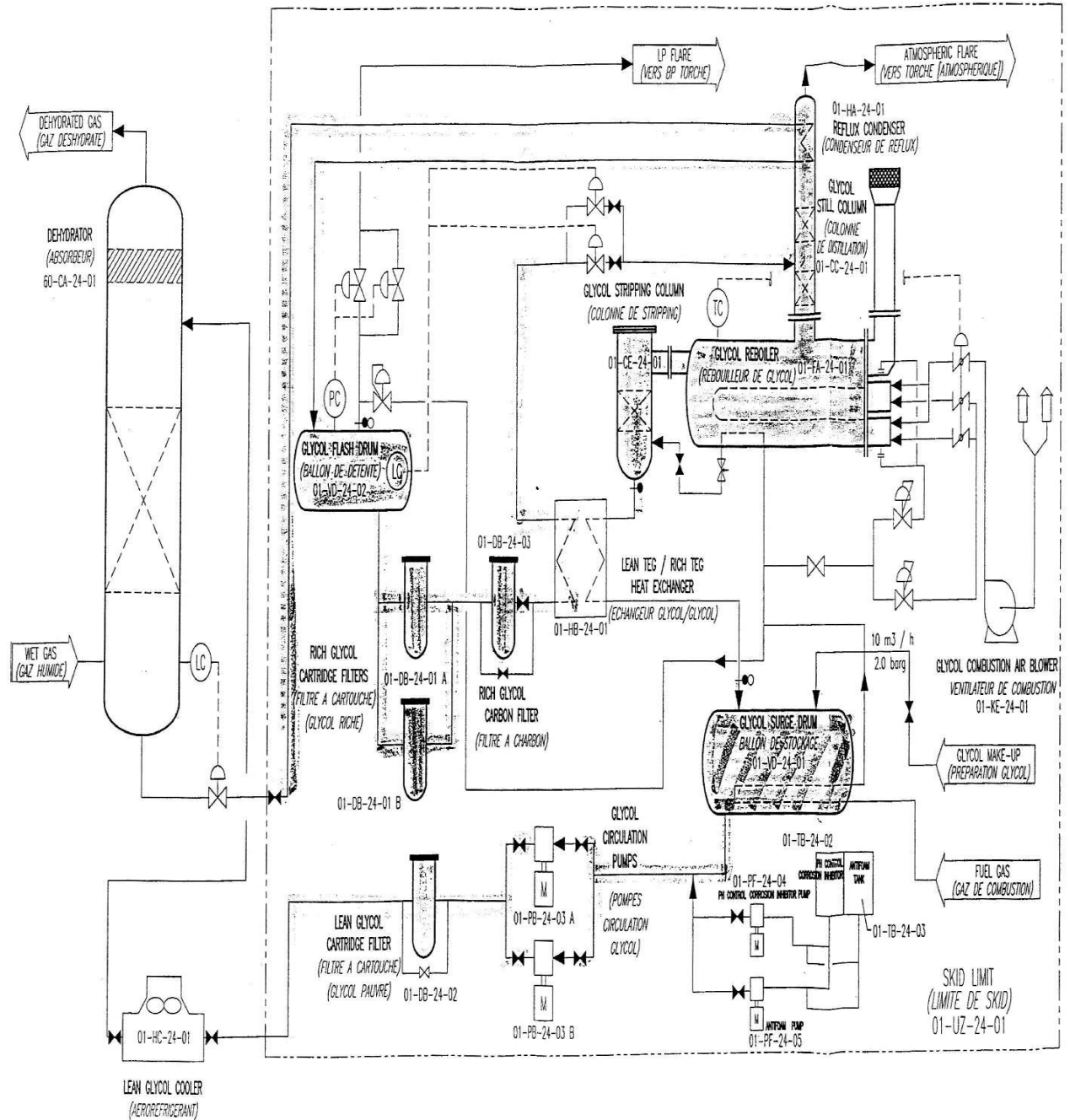


Figure II-3 : Schéma d'unité de régénération du glycol [4]

II-5 -Problématiques :

En vue de prévenir la formation d'hydrates (apparition d'une fraction liquide) lesquels peuvent colmater complètement une conduite de gaz, il est nécessaire que les fractions condensables (eau +hydrocarbures) soient retirées du gaz.

Pour cette effet le glycol (saturé) et récupérés du fond de déshydrateur est envoyés directement a une unité de régénération du glycol ou il va entrer dans le rebouilleur pour séparés l'eau de glycol par la chaleur fourni de rebouilleur.

L'unité contient un ballon de flash et des filtres, d'un rebouilleur et colonne de stripping et un échangeur à plaque plus un bac de stockage.

Dernièrement l'unité a subi une perturbation qui a conduit à une augmentation de niveau de rebouilleur et diminution de niveau de bac de Stockage .par conséquent on c'est que une capacité avec une entrée et une sortie le niveau augmente implique que le débit d'entre augment et le débit de sortie diminue. [5]

II-6- Solutions et Préposition :

Pour cette situation l'analyse préliminaire des cause qui prouvent augmentées le niveau de rebouiller 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.

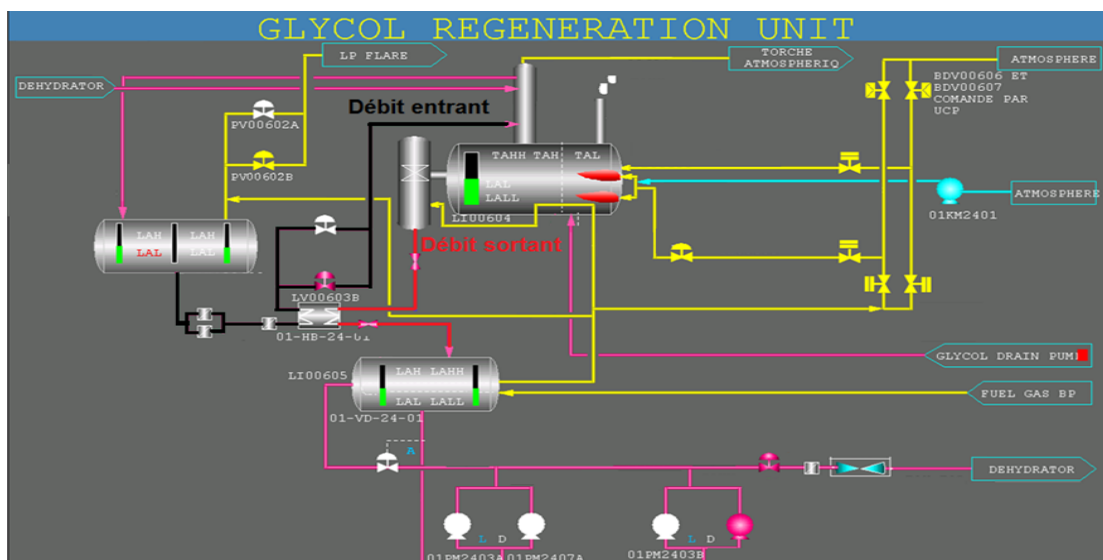


Figure II-4 : Unité de régénération du glycol [6]

II-6-1-1^{er} - CAS :

Les causes qui peuvent engendrer l'augmentation de débit entrant sont :

- a. Transmetteur de niveau en défaut.
- b. Augmentation de la pression de ballon de flash[3]
- c. Blocage de la vanne d'entrée du rebouilleur à une position ouverte.

• **Analyse des causes :**

1. La cause de transmetteur de niveau de rebouilleur en défaut est éliminée par la diminution de niveau de bac de stockage accompagné à l'augmentation de niveau de rebouilleur, comme il est montré dans la figure suivante :

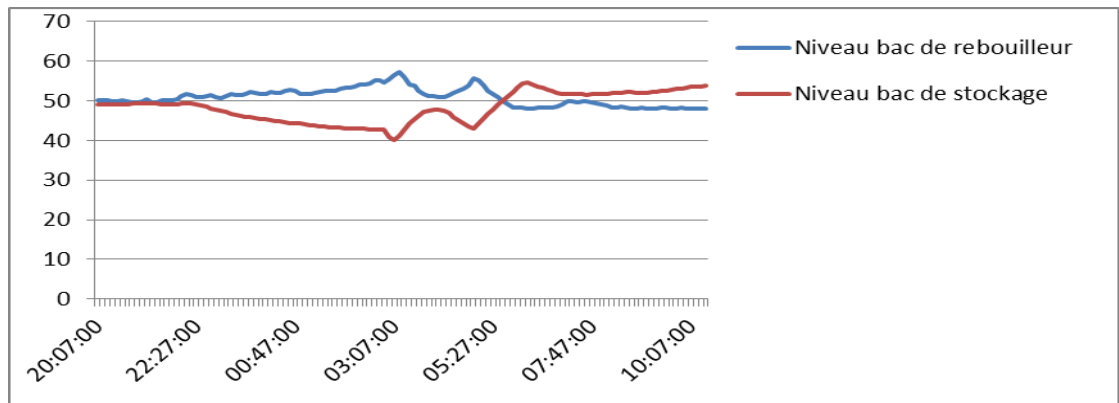


Figure II-5: Niveaux des bacs (rebouilleur/Stockage) [6]

2. L'augmentation de la pression de ballon de flash peut se produire au dysfonctionnement de la vanne régulatrice de pression PV00602A/B, cette cause est éliminée aussi également suite à la stabilité de niveau de ballon de flash pendant l'évènement en question (voir figure ci-après).

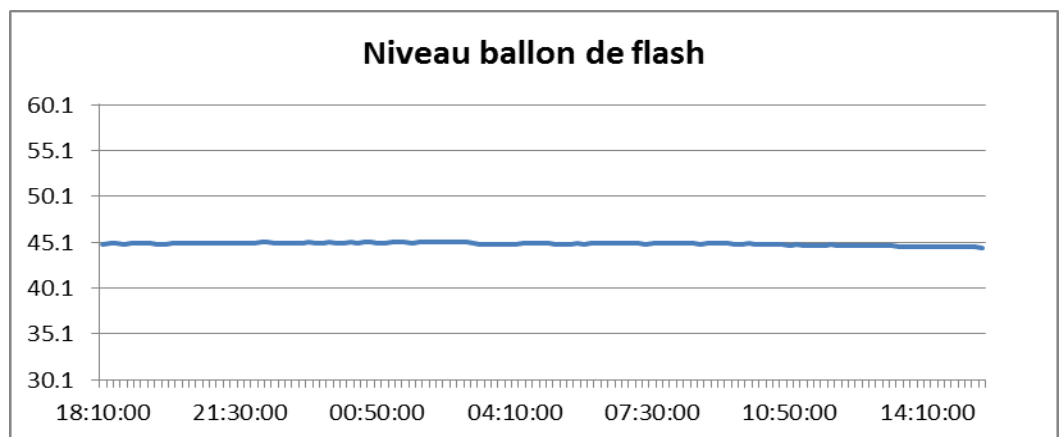


Figure II-6 : Niveaux de ballon de flash[6]

3. De plus, le blocage de la vanne à une position ouverte est éliminé la même cause de stabilité de niveau de ballon de flash.

II-6-2-2^{ème} Cas :

Pour le deuxième cas, les causes possibles qui peuvent diminuer le débit sortant sont résumées dans le tableau ci-dessous :

- L'une des vannes manuelles entre le rebouilleur et ballon de stockage est partiellement fermée.
- L'encrassement des surfaces d'échange de l'échangeur à plaque.

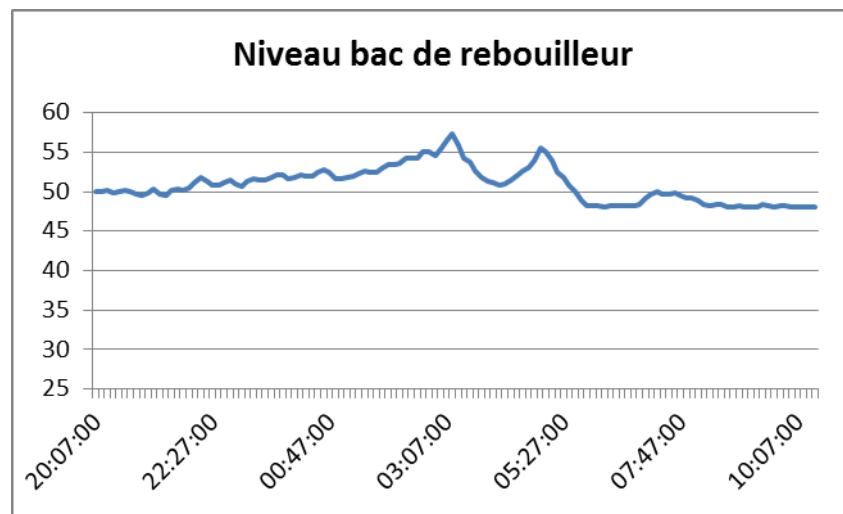


Figure II-7 : Niveaux bac de rebouilleur[6]

Après avoir consulté l'historique (FigureII-13), le niveau de rebouilleur a subi une augmentation progressive pendant environ 08 heures, une chose qui élimine la Fermeture partielle de l'une des vannes manuelles situées entre le rebouilleur et le ballon de stockage.

D'après tous ce qui précède, l'encrassement des plaques de l'échangeur de glycol riche/pauvre est qualifié comme étant la cause la plus probable qui résulte la conséquence d'augmentation de niveau de glycol. [6]

- L'état d'échangeur à plaque au temps de l'inspection :



Figure II-8 : L'état d'échangeur a plaque

- L'état du garnissage de la colonne :



Figure II-9 : L'état du garnissage de la colonne

II-7- Identification du problème :

Plusieurs critères ont été proposés sur la nature ou la cause de la formation des dépôts qui conduit aux colmatages de l'échangeur parmi les suppositions proposées et que il y a une quantité de condensât C5+ dans le ballon de flash qui se déverse dans le comportement du récupération du condensat mais apparemment il y a une notre quantité qui est absorbé par la solution de glycol riche puis s'écouler vers le rebouilleur dont il subit une température du 196°C qui ramène le condensats vers une formation du coke ou paraffine .

Même avec cette température on le rapproche de la décomposition du tri-éthylène glycol la valeur de décomposition du tri-éthylène glycol et environ 204°C. C'est la raison pour laquelle il y a une consommation du glycol.

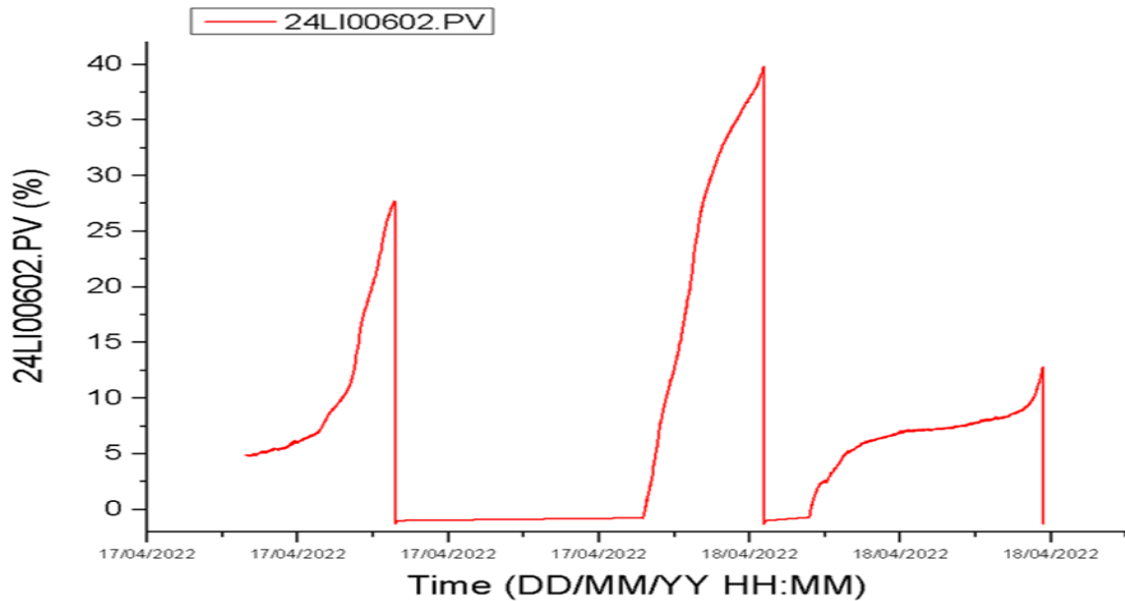


Figure II-10 : Courbe de l'évaluation du niveau de condensat

II-8-Problèmes dus aux hydrocarbures liquides :

Des hydrocarbures liquides peuvent apparaître dans une conduite lorsqu'un gaz naturel, contenant des hydrocarbures lourds constitués soit de molécules ayant cinq atomes de carbone ou plus (C5 +) est au cours de son transport refroidi soit par une détente, soit par un échange thermique avec le milieu extérieur. Le refroidissement peut également être le résultat du cumul de l'échange thermique avec le milieu extérieur et de la chute de pression correspondant à la perte de charge, le long d'une conduite. Les liquides d'hydrocarbures formés dans de telles conditions sont appelés condensats d'hydrocarbures ou plus simplement condensats, quelquefois "gazoline naturelle".

L'aptitude d'un gaz naturel à former des condensats est caractérisée par les valeurs de la pression et de la température du point de rosée "hydrocarbures", ou par le volume de condensat d'hydrocarbures produit à des conditions données de pression et de température. Les hydrocarbures lourds (C5 +) sont à l'origine présents dans les gaz naturels. Leur concentration ou teneur peut être abaissée par un traitement de dégazolinage.

La présence d'hydrocarbures lourds constitués de molécules ayant dix-sept à quarante atomes de carbone dans une conduite (C17 à C40) est généralement due à sa pollution par des fuites d'huile provenant des compresseurs utilisés pour la recompression des gaz. Cette dernière catégorie d'hydrocarbures lourds n'est pas sans effet sur le comportement général du gaz : elle favorise la condensation des hydrocarbures lourds (C5 +) originellement présents

dans le gaz. Autrement dit, la seule présence de traces d'huile de compresseur dans un gaz naturel, peut provoquer l'apparition de condensats et augmenter considérablement le volume d'hydrocarbures liquides.

Les conséquences de la présence de condensats d'hydrocarbures ne sont pas les mêmes pour un gaz transporté dans un pipeline que pour un gaz livré à un réseau de consommation. Dans le cas d'un pipeline de transport, les condensats augmentent la perte de charge du gaz. Ils diminuent de ce fait sa capacité de transport. Quelquefois, ils provoquent l'apparition de gros bouchons de liquide en ligne. Ces bouchons qui se déplacent à la vitesse du gaz, génèrent des coups de bélier qui peuvent entraîner, entre autres, l'arrachage des fixations de la conduite, au niveau des changements de direction . En arrivant à une installation de réception, ils peuvent engorger le séparateur d'entrée surtout si son volume de rétention liquide est trop faible. Dans ce cas, les arrêts intempestifs perturbent l'exploitation et pire peuvent entraîner une détérioration de la section de traitement et de recompression du gaz. [3]

Quand le gaz se déplace à grande vitesse, le condensat se présente en partie sous forme de fines gouttelettes qui vont aussi vite que le gaz. Elles ont un effet d'érosion sur les parois internes des équipements en particulier au niveau des changements de direction de la veine fluide et dans les équipements où apparaît une chute importante de pression : vannes de contrôle, détendeurs, ...,mais aussi dans certains coudes, tés.

Dans les réseaux de distribution, les condensats provoquent l'encrassement et le colmatage des filtres des postes de comptage et de détente, le dérèglement de la régulation des pilotes de détendeurs, le bouchage des points bas des colonnes montantes utilisées dans les distributions publiques, et en conséquence l'interruption de la livraison du gaz, la détérioration de certains joints et membranes d'appareils .

Au niveau des brûleurs, l'entraînement de condensats par le gaz doit être absolument évité. Si ceux-ci n'éteignent pas la flamme, ils s'enflamment. En se déversant et en se répandant, ils provoquent un incendie dans le local où le brûleur est utilisé.

Au niveau d'une station de comptage, les condensats d'hydrocarbures ont des effets ceux analogues à de l'eau libre. Ils s'accumulent dans les prises de mesure, le porte orifice, les boîtiers des appareils. Ils gênent le fonctionnement des équipements et entraînent de ce fait des erreurs de mesure. Pour éviter les problèmes générés par les condensats d'hydrocarbures,

les exploitants fixent un point de rosée hydrocarbures au gaz naturel transporté ou distribué.[3]

II-9- 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 a 45^0 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.

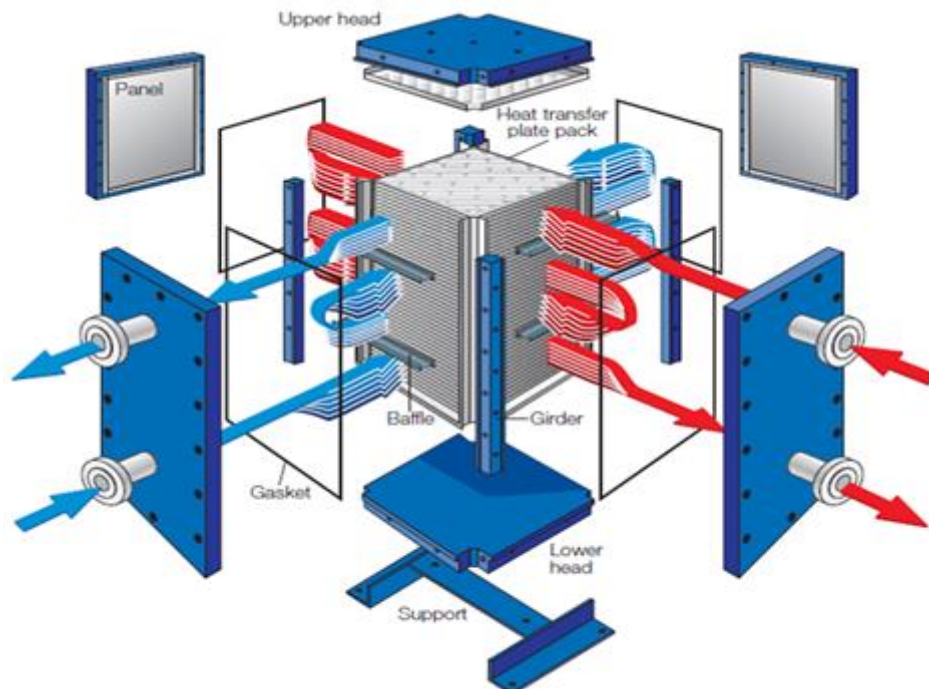


Figure II-11 : Echangeur a plaque[7]

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 45° 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.

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.(8)



Figure II-12 : Vue générale Echangeur a plaque

Avantages de l'échangeur à plaque :

- Compact.
- Très bons coefficients de transfert.
- Prix compétitifs.
- Peu de pertes thermiques.
- Modulable.

Inconvénients de l'échangeur à plaque :

- Faible écart de T possible.
- Régulation.
- Perte de charge.
- Importante.
- Pression de travail limitée.

Utilisation de l'échangeur à plaque :

- Vapeur BP/eau.
- Eau/eau.
- Huile/eau.
- Eau.
- surchauffée/eau.

Conclusion :

Dans ce chapitre j'ai abordé la déshydratation du gaz avec la régénération du glycol au champ d'ourhoud ainsi l'identification du problème et les solutions proposées, en fin la localisation du problème et une définition du l'échangeur a plaque.

CHAPITRE III
MATERIELS
ET METHODES

III-1 Introduction :

Après avoir détaillé le procédés du traitement du pétrole et du gaz et définir le problème des dépôts comme présenter au **Figure II-8** . Notre solution converge vers le nettoyage pour rendre l'échangeur fonctionnel avec un cout assez faible et une efficacité grand. On a proposé deux types de nettoyage dite mécanique et chimique. [5]

III-2 -Nettoyage mécanique :

Ce procédés utilise des moyenne manuelle tel que la brosse et du l'eau pour décapiter les dépôt organique. Par conséquence cette procédure et difficile et nécessite de démontage des plaques de l'échangeur et risque de le endommagé. [5]

III-3 -Nettoyage chimique :

Cette méthode représente une solution efficace et rapide, car elle permettre d'exécuté l'opération sont ouverture de l'échangeur qui et placez dans un endroit très encombré. Pour cela en choisi un solvant adéquat pour cette nettoyage, afin de procédés une opération efficace et économique et évite toute influence sur l'équipement. Le question qui reste a régler est de trouve un solvant efficace et rentable pour le nettoyage définitive de l'échangeur pour cela parmi ces solvant on a le xylène et le toluène et le reformat. Ce soucier est le but de la majorité de notre travaille présenter dans cette étude. [5]

III-4-Introduction sur les solvants :

Les solvants constituent en effet un ensemble de produits chimiques variés ayant pour caractéristiques techniques essentielles un fort pouvoir solubilisant associé à une volatilité en général élevée. Ces propriétés en font des auxiliaires difficilement contournables, dans l'industrie chimique bien sûr, mais également dans une majorité de secteurs industriels. Du fait de leur volatilité, des vapeurs de solvants se retrouvent en concentration plus ou moins élevée à de nombreux postes de travail, induisant l'exposition, le plus souvent respiratoire mais parfois également cutanée, de très nombreux travailleurs. Travailleurs exposés dont le nombre augmente, principalement dans l'industrie et la construction. [8]

III-4-1- Xylene :

Le xylène est un liquide incolore, d'odeur désagréable et très inflammable. Il est naturellement présent dans le pétrole et le goudron de houille, et se forme durant les feux de

forêts. Les propriétés chimiques diffèrent peu d'un isomère à l'autre. La température de fusion est comprise entre $-47,87\text{ }^{\circ}\text{C}$ (m-Xylène) et $13,26\text{ }^{\circ}\text{C}$ (p-Xylène). La température d'ébullition est voisine de $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ pour tous les isomères. La densité est de 0,87 (le composé est plus léger que l'eau). L'odeur du xylène devient détectable pour des concentrations de l'ordre de 0,08 à 3,7 ppm, et le goût est apparent dans l'eau pour des concentrations de l'ordre de 0,53 à 1,8 ppm. [9]

III-4-2 -Toluene :

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.

III-4-3-Refformat :

- **Les essences spéciales pour solvant**

Cette fraction pétrolière contient des hydrocarbures de 5 à 10 carbones de nature plus cycliques. En général, les cycliques ont des températures d'ébullition et des densités plus élevées que les non cycliques correspondants.

Cette fraction, qu'on ne distingue plus toujours, est produite pour fournir des solvants. Il arrive qu'elle soit qualifiée d'essence lourde. Par exemple, le white spirit (intervalle d'ébullition de $135\text{ }^{\circ}\text{C}$ à $205\text{ }^{\circ}\text{C}$), l'éther de pétrole ou essence B (intervalle d'ébullition plus étroit de $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ à $80\text{ }^{\circ}\text{C}$). Cette fraction n'est pas nécessairement produite en grandes quantités, cela dépend des besoins, d'ailleurs elle est très souvent craquée.

NB : il arrive que les pétroliers appellent naphta, l'essence non reformée des deux catégories précédentes ou parfois encore la plus lourde des deux, la terminologie varie parfois encore avec les contrées.

III-5- -Principe de l'étude :

Après avoir sélectionné quelque solvant basé sur leur disponibilité, caractéristiques physicochimique come la dissolution des matières organiques, on a espéré avoir un nettoyage des dépôts avec une efficacité élevée.

On réalise un prélèvement d'une masse du dépôt a fin de réalisé mon analyse, le but et de trouves le produit chimique le plus efficace pour la dissolution du dépôt a un temps très courte pour cela en a choisi les trois solvants (xylène – toluène – reformat) d'où j'ai fixé le volume et variée la masse du dépôt pou mesure le temps nécessaires de dissolution. [5]



Figure III-1 : Les trois solvants (reformat– toluène – xylène) utilisés

III-6-Méthode utilisez pour l'étude :

- On prend une masse de dépôt (1g ,0.5g, 0.25g, 0.125g).
- On prend un volume de 10ml de solvant (xylène-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.

Conclusion

Dans ce chapitre j'ai indiqué la méthode de nettoyage mécanique et chimique et une introduction sur les différents solvants introduits aux tests, d'autre part j'ai fait une explication sur la méthode et le protocole suivi lors de la manipulation.

CHAPITRE IV
RESULTATS ET
DISCUSSIONS

IV-1- Introduction :

Quand on a eu les résultats des analyses et déterminer le solvant qui permet d'obtenir un temps de dissolution du dépôt acier petite.

On déduire les résultats obtenus et les étapes de nettoyages.



Figure IV-1 : L'état du dépôt avant et après

IV-2- Méthode de test :

IV-2-1 -1^{er}-cas :

M= 1g de dépôt

V= 10ml de chaque solvant

Tableau IV-1 : Dissociation de 1g de dépôt par 10mg de solvants (Xyl, toul, Refor)

Produit chimique	TOLUENE	XYLENE	REFORMAT
Temps de dissolution (min)	7min34s	6min30s	3min10s

IV-2-2-2^{eme}-CAS :

M=0.5g de dépôt

V=10ml de chaque solvant

Tableau IV-2 : Dissociation de 0.5g de dépôt par 10mg de solvants (Xyl, toul, Refor)

Produit chimique	TOLUENE	XYLENE	REFORMAT
Temps de dissolution (min)	6min22s	2min53s	2min08s

IV-2-3-3^{eme}-cas :

M=0.25g de dépôt

V=10ml de chaque solvant

Tableau IV-3 : Dissociation de 0.25g de dépôt par 10mg de solvants (Xyl, toul, Refor)

Produit chimique	TOLUENE	XYLENE	REFORMAT
Temps de dissolution (min)	3min10s	2min11s	2min15s

IV-2-4-4^{eme}-CAS :

M=0.125 de dépôt

V=10ml de chaque solvant

Tableau IV-4 : Dissociation de 0.125g de dépôt par 10mg de solvants (Xyl, toul, Refor)

Produit chimique	TOLUENE	XYLENE	REFORMAT
Temps de dissolution (min)	2min34s	1min55s	56s

Graphe :

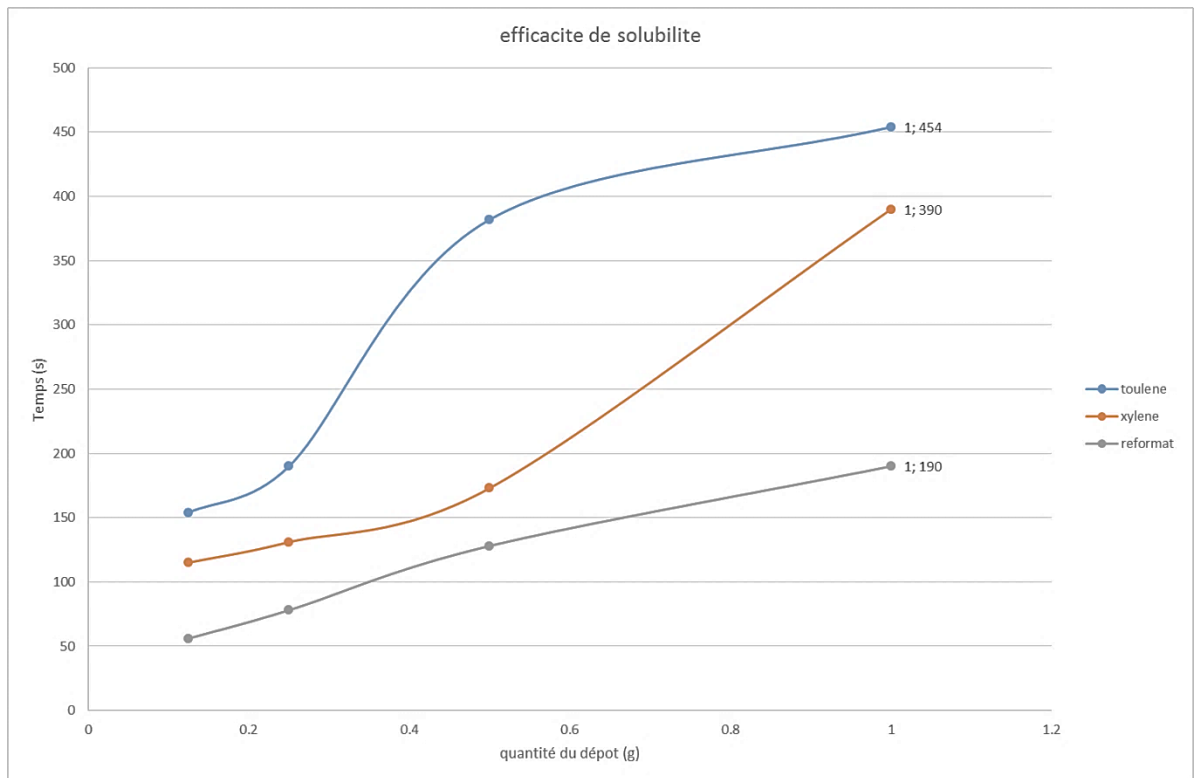


Figure IV-2: Courbe de l'efficacité de solubilité

IV-2-5- Mélange (Xylene-Reformat) :

M= 1g de dépôt

V= variable en (ml)

Tableau IV-5 : Dissociation de dépôt par mélange de solvants (Xyl +Refor)

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

IV-2-6- Mélange (Xylene-Toluene) :

M= 1g de dépôt

V= variable en (ml)

Tableau IV-6 : Dissociation de dépôt par mélange de solvants (Xyl+ toul)

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

IV-2-7-Mélange (Toluène-Reformat) :

M= 1g de dépôt

V= variable en (ml)

Tableau IV-7 : Dissociation de dépôt par mélange de solvants (toul +Refor)

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

IV-3-Conclusion :

D'après les résultats on remarque que le réformat est un solvant plus efficace au nettoyage du l'échangeur de point de vue le temps de dissolution des dépôts et prix de revient car il est disponible au niveau des unités de la société.

IV-4-Calcul de la densité :

$$d= 1,1203 \text{ g/cm}^3$$



Figure IV-3 : Appareil de calcul de la densité

IV-5- Opération de Nettoyage :

L'intérêt de cette opération et de nettoyage l'échangeur pour cela en doit suivre les étapes de l'arrêt et démarrage de l'unité. [10]

IV-6- Consigne Avant L'arrêt De Glycol :

- ✓ Assure que la chaudière et en marche
- ✓ Préparer l'arrêt de la compresseur injection.
- ✓ Arrêt de la compresseur injection.
- ✓ Réduire la quantité du gaz traite par réajustement du puits.
- ✓ Torcher l'excès du gaz par la torche si nécessité.

IV-7-Arret Du L'unité Du Glycol :

- Arrêter le rebouilleur du sale de contrôle.
- Diminuer la température jusqu'à 100°C arrêt du aéro-réfrigérant du glycol.
- Fermeture des vannes de entre et sortie du glycol pauvre et riche du dés-hydrateur vers l'unité du glycol.
- Fermer les vannes LV.

IV-8-Preparation du L'échangeur Pour le Nettoyage Chimique**IV-8 -1- Isolation du l'échangeur :**

- 1) Fermeture des vannes d'entre du glycol pauvre et glycol riche V1,V2,V3,V4

- 2) Ouvrir les vannes de la purge vers Dain par les vannes v7, v8
- 3) Ouvrir la vanne v5 et purgé par la vanne v8 jusqu'à la fin du purge
- 4) Ouvrir la vanne v6 et purgé par la vanne v7 jusqu'à la fin du purge

IV-8 -2- Platinage et démontage de la manchette :

Démontage de la manchette d'entrée et sortie de circulation du glycol coté pauvre B1 et B2.

Platinage de la ligne de circulation glycol cote riche. [10]

IV-8 -3- Procédure De Nettoyage :

- Vérifier que toutes les purges sont fermées
- Démarrée le remplissage de l'échangeur par le reformat à travers une pompe de circulation par le point F9 jusqu'à la sortie du produit par le point F10.
- Circuler le produit dans l'échangeur jusqu'à ce que tous les dépôts sont sortie de l'échangeur et le remettre à l'état propre.
- Après la confirmation du nettoyage, vidanger l'échangeur au drain ouvert par la vanne F9.

IV-9 - Procédé aux lavages par l'eau osmose :

A la fin de nettoyage de l'échangeur on procède à la circulation de l'eau osmose pour enlever toute les déchets et les impuretés et rendre à l'état acceptable.[10]

IV-10 -Montage et Déplatinage Du Circuit :

Après nettoyage en remettre les manchettes dans leur place, en inerte le circuit par injection du gaz inerte pour réduire le pourcentage d'oxygène dans le circuit ensuite en dé-platinage le circuit et fermeture de toute les vanne du purge. Voir Figure IV-3 et Figure IV-4.

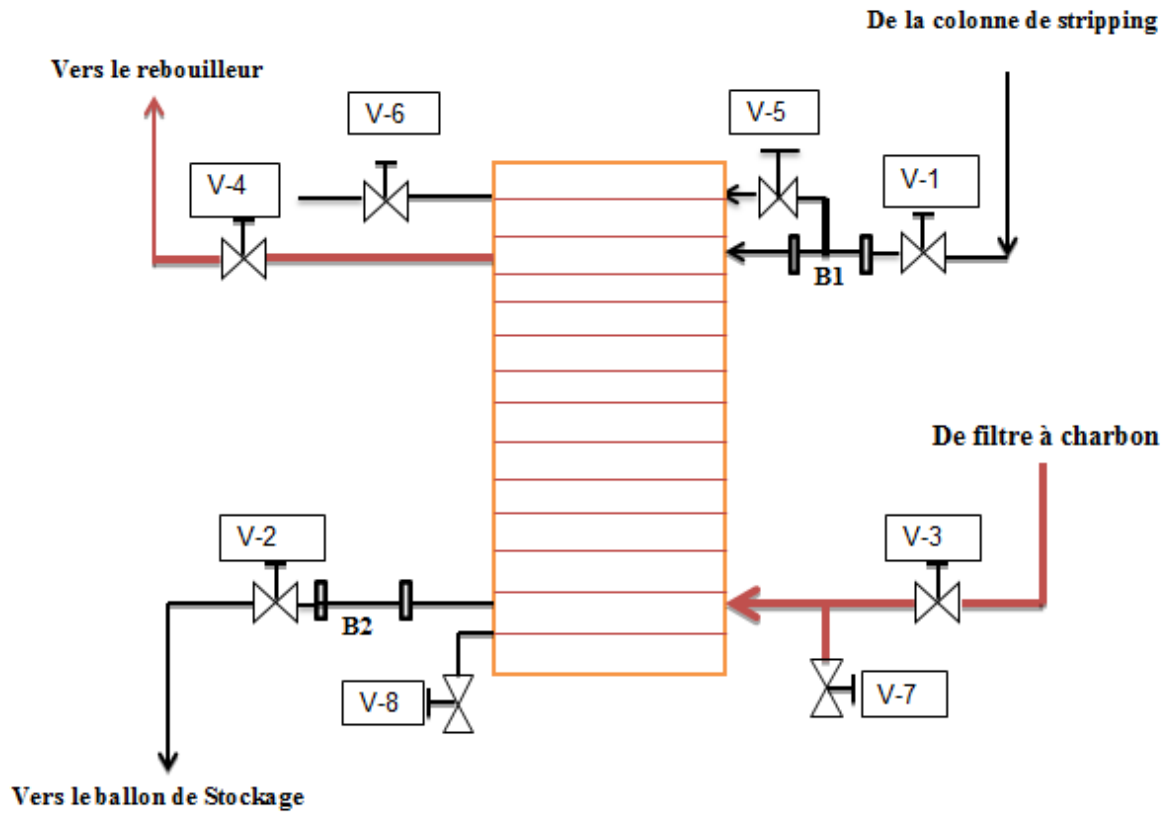


Figure IV-4 : Schéma de l'échangeur a plaque

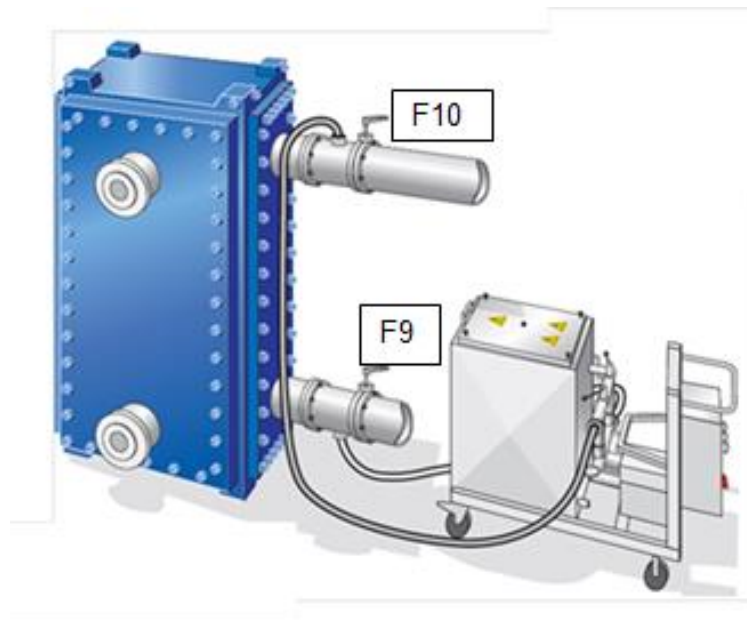


Figure IV-5 : Schéma de lavage de l'échangeur a plaque[7]

IV-11-Recommandation :

Après une investigation sur l'efficacité de l'unité de régénération de glycol j'ai constaté que l'une des problèmes major est les traces du condensât qui réagit sur l'efficacité du l'échangeur a plaque pour cela j'ai proposé une solution pour minimiser l'encrassement du l'échangeur et d'installé un filtre a cartouche pour récupérer les impuretés et les cokes et les paraffines.

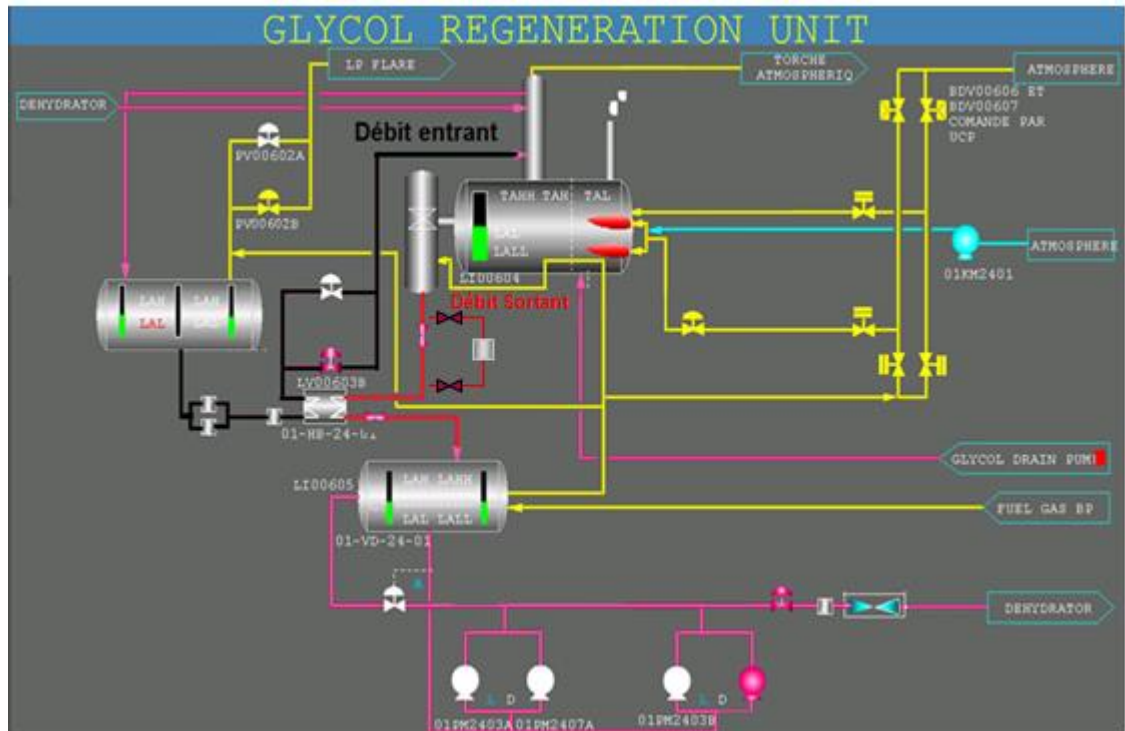


Figure IV-6 : Unité de régénération du glycol avec modification

Conclusion :

D'après les résultats obtenue on remarque que le réformât est un solvant plus efficace au nettoyage chimique du l'échangeur de point de vue le temps de dissolution des dépôts et prix de revient car il est disponible au niveau des unités de la société, une recommandation que j'ai proposé ces d'installé un filtre qui débarrasse ces impuretés.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Après avoir passé une Long durée expérience dans le domaine du gaz plus particulièrement la Déshydratation du gaz par le tri-éthylène glycol aux niveaux du champ Sonatrach OURHOUD j'ai constaté que les paramètres de fonctionnement est changer ainsi que la quantité du gaz est baisser suivant la production ce qui signifie que la pression chute aux niveaux du ballon de séparation.

Cette chute de pression romaine les condensât vers le déshydrateur ensuite vers l'unité de régénération du glycol.

Ces quantités qui vont engendrer avec le glycol pénètrent au rebouilleur à une température de craquage ce qui favorise la formation du coke qui bouche l'échangeur.

Est risque de décomposition de tri-éthylène glycol, ce qui romaine a une consommation décisif du glycol par la suite un faible rendement.

C'est pour cela j'ai aboutir cette sujet pour trouver un solvant qui dissout cette coke.

Plusieurs solvant en été proposé mais d'après les analyse faite le réformât et le plus efficace et avec un gout faible et disponible.

En fin de cette étude j'ai proposé des recommandations pour un mieux rendement.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Khaled, S ; « Extinction et allumage de la torche » :Sonatrach , juin 2017.
- [2] Carouge ; « Généralité sur le transport international du gaz », TRAN.95.4.CARO
- [3] Lagiere.M ; « Traitement des gaz » ; Introduction aux installations de traitement sur champs de production de pétrole brut et de gaz naturel., 30et31 octobre 2000.
- [4] NAFTOGAZ ; « Traitement du gaz naturel par une unité de deshydratation au glycol » ; Hassi Messaoud, 2006
- [5] Yasmine LAMARI, Kahina SIDER ; « Optimisation du temp de dissolution du dépôt du glycol dans un échangeur de chaleur à plaques par plan d'expérience ». Univ ;Houari Boumediene, Juillet 2019.
- [6] I.BAKRI, N. KHELLAF ; « Rapport sur l'augmentation de niveau du rebouilleur régénération de glycol » , Ourhoud mai 2018.
- [7] Catalogue; « High-performance fully welded plate heat exchanger for process duties», Alfa Laval Compabloc, 200000002-1-EN-GB.
- [8] Ramesh K. Shah¹, Alfred C. Mueller, « Heat Exchange in Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry», Wiley-VCH, Juin 2000. DOI : 10.1002/14356007. b03_02.
- [9] LAFON D., TRIOLET J., FALCY M., DURAND E. « Actualités sur les solvants », Actes du symposium INRS-CRAM Rhône-Alpes, 29e congrès de médecine et santé au travail (Lyon, 1er juin 2006) p 337-351.
- [10] Christian CHARLIER ; « LA CHIMIE INDUSTRIELLE ORGANIQUE ».

RESUME:

La présence du condensat dans le gaz durant la procédée de déshydratation pose un grand problème aux niveaux d'unité de la régénération du glycol qui est enrichi de ce condensat. Cette quantité qui est mélangée avec le glycol riche dans le ballon déshydrateur conduit à la formation du coke et des paraffines ainsi que de l'asphalte quand elle est introduite dans le rebouilleur et subit une augmentation de température à 195°C. Les paraffines s'écoulent avec le glycol pauvre à travers la colonne de stripping vers l'échangeur à plaque où il se dégrade pour former une masse noire de coke qui bouche et colmate les conduits de l'échangeur. Ce problème perturbe le processus de régénération de glycol car il handicape l'échangeur qui est responsable de préchauffer cet élément avant de l'introduire au rebouilleur. Mon étude présentée dans cette mémoire consiste à trouver une méthode pour éliminer ce problème d'une façon économique. Mon stratégie a abouti à développer un circuit qui utilise des solvants disponibles comme le xylène, toluène ou le reformat pour nettoyer l'échangeur et améliorer le rendement du processus de régénération de l'éthylène glycol.

Mots clés : Déshydratation , rebouilleur, l'échangeur à plaque, solvants , régénération, l'éthylène glycol, xylène, toluène, reformat .

ABSTRACT :

The presence of condensate in the gas during the dehydration process rises a big problem at the glycol regeneration unit of the glycol which is enriched with this condensate. This quantity which was mixed with the rich glycol in the dehydrator flask leads to the formation of coke and paraffins thus asphalts when it is introduced into the reboiler and undergoes a temperature increase to send (195°C). The paraffin flows with the lean glycol through the stripping column to the plate heat exchanger where it degrades to form a black mass of coke which clogs and clogs the heat exchanger pipes. This problem disrupts the glycol regeneration process because it handicaps the exchanger which is responsible for preheating this element before introducing it to the reboilers. My study presented in this thesis consists in finding a method to eliminate this problem from an economic point of view. My strategy led to the development of a circuit that uses available solvents such as xylene, toluene or reformat to clean the exchanger and improve the efficiency of the ethylene glycol regeneration process.

Keywords: Dehydration, reboil, plate heat exchanger, solvents, regeneration, ethylene glycol, xylene, toluene, reformat.

ملخص :

يشكل وجود المكثفات في الغاز أثناء عملية التجفيف مشكلة كبيرة على مستويات الوحدة لتجديد الجليكول المخصب بهذا المكثف. هذه الكمية التي تم خلطها مع الجليكول الغني في دورق المجفف تؤدي إلى تكوين فحم الكوك والبارافينات وبالتالي الإسفلت عند إدخالها في مرجل إعادة الغلاية وتخضع لزيادة درجة الحرارة لإرسالها (195 درجة مئوية). يتدفق البارافين مع الجليكول الهزيل عبر عمود التجريد إلى المبادل الحراري للوحة حيث يتحلل مكوناً كتلة سوداء من فحم الكوك تسد وتسد أنابيب المبادل الحراري. تعطل هذه المشكلة عملية تجديد الجليكول لأنها تعيق المبادل المسؤول عن التسخين المسبق لهذا العنصر قبل تقديمه إلى الغلايات. تتمثل دراستي المقدمة في هذه الأطروحة في إيجاد طريقة للتخلص من هذه المشكلة من وجهة نظر اقتصادية. أدت استراتيجيتي إلى تطوير دائرة تستخدم المذيبات المتاحة كالفورمات، تولوين و الرفورما لتنظيف المبادل وتحسين أداء عملية تجديد الإيثيلين جلايكول.

الكلمات المفتاحية: تجفيف ، إعادة غلي ، مبادل حراري لوحى ، مذيبات ، تجديد ، إيثيلين جلايكول ، زيلين ، تولوين ، الرفورما.