

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE

SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences appliquées

Département de Génie des Procédés

Mémoire fin d'études

MASTER ACADEMIQUE

Domaine: Sciences et Technologies

Filière : raffinage

Spécialité : raffinage

Présenté Par :

Farouk Bounaama

Thème :

**Etude et vérification de la section de
déshydratation au niveau de l'unité du ourhoud**

Soutenu publiquement le: .../.../...

Devant le jury composé de:

Pr. Med Hassen Sallami	Pr (UKM Ouargla)	Président
Mr. Abbase Attia	MAA (UKM Ouargla)	Examineur
Dr. Rahmani Abdellatif	MCB (UKM Ouargla)	Encadreur
Mr. Omar Mokrani	MAA (UKM Ouargla)	Co- Encadreur

Année Universitaire :2022/2023

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous donné pour accomplir ce travail.

*Nous remercions notre encadreur **Mr Rahmani Abdellatif** et **Mr Mokrani Omar** pour ses orientations et conseils. Nous tenon à notifier un remerciement spécial à tous mes professeurs qui ont contribué à notre formation de master.*

Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements au membres de jury qui ont accepté de juger ce modeste travail. Nous tenons aussi à remercier nos enseignants de département de génie des procédés pour la formation que nous avons reçue.

Nos derniers remerciements et qui ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

BOUNAAMA FAROUK

Dédicace

*J'ai le grand honneur de dédier ce travail à celui qui fait de moi un homme, Ma très chère mère et mon très cher père **Miloud.***

Et

*A Mes chères sœurs et à mes frères : **Ismail,***

Ahmad taim.

*A toute ma famille **Bounaama.***

*Aux Encadreur **Rahmani Abdellatif.***

*A Mr **Mokrani Omar***

*A Mr **Nacer taleb***

*A tous mes amis: **walid khokhi ,safeuane ,chawki,sido,***

Zaki,ayman,ilyas,ayoub,fathi,Daha,moussa,djaber.

A tous ceux qui sèment le bonheur sur mon chemin.

A toutes les travailleurs du département des techniciens d'exploitation et à tous les travailleurs du champ d'ourhoud.

*A tous les habitants de **SAID OTBA.***

A tous ceux que j'aime.

BOUNAAMA FAROUK

SOMMAIRE

Remerciement

<i>Dédicace</i>	3
-----------------------	---

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

INTRODUCTION GENERALE :.....	1
------------------------------	---

Chapitre I : Généralité et Description

I.1. Présentation générale de l'entreprise SONATRACH :.....	3
I.1.1. Historique de la SONATRACH :.....	3
I.2. Présentation de l'organisation Ourhoud :.....	3
Fig (I.2): les noms des entreprises contractant avec sonatrach.	4
I.2.1. Dates clés :.....	4
I.2.2 Les installations sont dimensionnées de la façon suivante :.....	5
I.3. Présentation du champ Ourhoud :.....	5
I.3.1. Composition du champ :.....	6
Le champ d'Ourhoud comprend :.....	7
I.3.2. Installations de production :.....	7
I.3.3. Généralités sur le service d'exploitation :.....	8
I.4. Vue générale sur le CPF :.....	9
I.4.1. SALLE DE CONTROLE :.....	10
I.4.2. Présentations des puits :.....	10
I.4.3. Présentation des satellites :.....	11
I.5. Traitement du pétrole brut (au CPF) :.....	11
Rôle du traitement de brut :.....	11
I.5.1. Slug catcher :.....	12
I.5.2. Les séparateurs :.....	13
I.5.3. Dessaleurs :.....	13
I.5.4. Colonne de stabilisation :.....	14
I.5.5. Le four :.....	14
I.6. Traitement du gaz :.....	14
I.6.1. Compresseur des têtes de colonnes de stabilisation (Overhead) :.....	15
I.6.2. Re-compresseur :.....	16

I.6.3. Système de déshydrations du gaz :	16
I.6.4. Système de régénération du glycol :	16
I.6.5. Système de fuel gaz :	17
I.6.6. Système de gaz lift :	17
I.6.7. Système de gaz d'injection :	18

Chapitre II : Déshydratation

II.1. DESCRIPTION DU système DESHYDRATATION:	20
II.1.1. Régénération du Glycol :	20
II.1.2. Déshydratation du Gaz :	20
Hydrates :	20
II.2. MISE EN ŒUVRE DU système :	22
II.2.2. Unité de Régénération de Glycol :	23
II.2. 3.Gaz Combustible et Gaz de Stripping:	25
II.2.4. Unité d'Injection de Produits Chimiques :	25
II.2.5. Exigence en Produits Chimiques :	26
II.2.6. Liste d'Equipements du Système :	26
II.2.6.1. Déshydratation :	26
II.2.7. Analyse :	28
II.2.7.1. Surveillance en Ligne :	28

Chapitre III : partie calcul

III.1. CONDITIONS OPERATOIRES :	30
III.1.1. Paramètres et Caractéristiques Générales :	30
III.1.2. Températures Critiques du Glycol :	31
III.2. CONTROLE ET REGULATION :	31
III.2.1. Régulation :	31
III.2.2. Programme des Prises d'Echantillons :	32
III.3. PROBLEMATIQUE ET SOLUTIONS :	34
III.3.1. Le problème :	34
III.3.2. La solution :	35
III.4. Continuer à résoudre le problème en cours :	36
III.4.1. Les paraffine :	36
III.4.2. Les asphaltes :	37
III.4.3. Résidu :	39
III.4.4. Travail de laboratoire :	40

L'expérience est dans le tableau :	41
III.4.5. Conclusion du processus :	43
Conclusion :	45
Bibliographie :	50

Nomenclature

BP : Basse pression.

Q_m: Débit massique du gaz à l'entrée, kg/h.

Q_v : Débit volumique du gaz à l'entrée, Nm³/d.

CPF : Central Processing Facilities.

DCS : système de contrôle commande.

JGC: Japan Gas Company.

WAG: Water And Gas.

TEG : tri-éthylène glycol.

DEG : di-éthylène glycol.

TAGI : trias argileux gréseux inférieur.

HP: Haute pression.

ESDV: Emergency shut down valve.

SDV: Shut down valve.

H_t : Hauteur total de lit (ft).

H_z : La longueur de ZTM (ft).

M_w : Poids moléculaire entré gaz (kg).

P : Pression opératoire entrée gaz, bar.

Q : Eau contenue dans le gaz traité, kg/h (Equivalent à 1,663 lb. H₂O/MMSCF).

Q : Eau contenue dans le gaz d'entrée, kg/h.

R_s : Saturation relative de l'alimentation en %.

T : Température opératoire entrée gaz, °C.

Liste des tableaux

- Tableau (II.1)** : package de déshydrateur et ballon tampon.
- Tableau (II.2)** : Package de Régénération du Glycol (01-UZ-24-01).
- Tableau (III.1)** : Les équipements de procédé d'Ourhoud.
- Tableau (III.2)**: Tout l'équipement au CPF.
- Tableau (III.3)** : Spécifications du Procédé de Calcul.
- Tableau (III.4)** : Résultats quantitatifs intelligents de la paraffine.
- Tableau (III.5)** : Résultats quantitatifs intelligents du Les asphaltes.
- Tableau (III.6)** : Résultats quantitatifs intelligents du Résidu.
- Tableau (III.7)** : expliquer le travail laboratoire.
- Tableau (III.8)** : comparaison des propriétés des solvants.

Liste des figures

- Figure (I.1)** : le pourcentage d'actions de chaque société.
- Figure (I.2)**: les noms des entreprises contractant avec sonatrach.
- Figure (I.3)**: Organigramme de l'organisation Ourhoud.
- Figure (I.4)**: Situation Géographique du champ Ourhoud.
- Figure (I.5)**: vue aérienne du site de prduction et la base de vie.
- Figure (II.1)**: Déshydrations du Gaz et Régénération du Glycol.
- Figure (III.1) (III.2)**: Une photo montrant l'échangeur a plaques.
- Figure (III.3) (III.4) (III.5)**: : une image approximative de l'article sur EDX.
- Figure (III.6)** : photos de travaux de laboratoire.
- Figure (III.7)**: Déshydratation de gaz.
- Figure (III.8)**: Déshydrateur.
- Figure (III.9)**: Package de régénération de Glycol.

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE :

Les gaz naturels sont toujours en équilibre liquide / vapeur à une pression et une température donnée, c.-à-d. le gaz produit dans les puits d'Ourhoud est saturé avec de l'eau sous forme de vapeur de l'eau. Si le gaz se refroidit, la vapeur d'eau condense et créera des graves problèmes dans les conduites de gaz. En vue de prévenir la formation d'hydrates (apparition d'une fraction liquide dans une veine gazeuse), lesquels peuvent colmater complètement une conduite de gaz, il est nécessaire que les fractions condensables (eau + hydrocarbures) soient retirées du gaz, pour :

- Empêcher la formation des hydrates qui limiteront ou bloqueront l'écoulement du gaz dans les lignes.
- Empêcher la corrosion dans les lignes.

Réduire au minimum l'eau libre condensant dans les lignes qui autrement :

- Réduirait la section interne du tuyau disponible pour l'écoulement du fluide,
- Entraînerait une restriction partielle et, par conséquent,
- Réduirait le débit de la coulée du gaz.
- Quand on retire une des trois conditions ci-dessus, les hydrates ne peuvent se former.
- Les procédés qui servent à enlever les condensats du gaz, sont appelés procédés de déshydratation. La méthode la plus commune de déshydrater ou sécher le gaz est de l'apporter en contact avec un liquide de glycol concentré qui absorbe la vapeur d'eau dans le gaz.
- Bien qu'ils y aient différentes méthodes de déshydratation de gaz, les deux procédés les plus souvent employées sont :
 - Absorption avec un liquide déshydratant, comme le diethylene glycol (DEG) ou tri éthylène glycol (TEG).
 - Absorption avec un solide, comme de l'alumine activée, du silicagel ou tamis moléculaire.

Dans les liquides déshydratants normalement rencontré, le TEG est le plus communément utilisé pour les raisons suivantes :

- L'entraînement avec du TEG est moindre qu'avec du DEG.
- Des concentrations plus hautes peuvent être obtenues avec du TEG.
- Le TEG a une température de décomposition plus haute que le DEG.

Chapitre I
Généralités et
Description

I.1. Présentation générale de l'entreprise SONATRACH :

I.1.1. Historique de la SONATRACH :

Sonatrach a été constituée pour exploiter les ressources en hydrocarbures du pays. Ses activités diversifiées touchent toute la chaîne de production : exploration, exploitation, transport, raffinage. Elle s'est diversifiée dans la pétrochimie et le dessalement d'eau de mer.

Sonatrach (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures spa) 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 à la nation par son poids économique et nationale par son histoire et son orientation, elle avait pour mission le transport et la commercialisation des hydrocarbures par voie terrestre et maritime.

Elle a été créée en application du décret N° 63-491 du 31/12/1963 ; en 1965, la SONATRACH entreprit la construction et la mise en place d'un oléoduc reliant HAOUUD EL HAMRA à ARZEW, c'est la première expérience en son genre dans un pays en voie de développement, cette réalisation constituait en quelque sorte la confirmation de l'acte de naissance de la SONATRACH.

Après le décret N° 66 269 du septembre 1966, la SONATRACH devient la société nationale touchant plusieurs domaines tels que la recherche la production le transport le raffinage la transformation et la commercialisation des hydrocarbures liquide et gazeux, à ce moment elle employait 100 000 agents [1].

I.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. 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). Le gisement a fait l'objet d'une Unification qui permet de calculer la part de pétrole qui revient à chaque compagnie. Actuellement, Cepsa a la plus grande part, Agip a remplacé Lasmo.

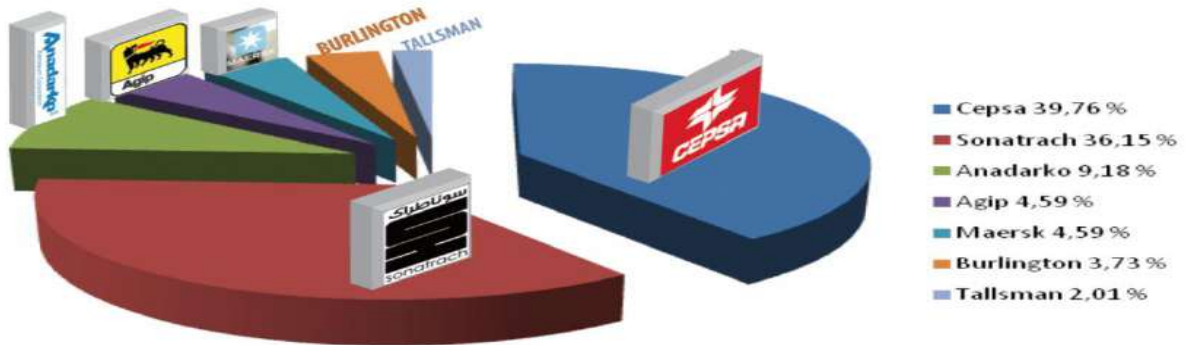


Fig (I.1): le pourcentage d'actions de chaque société [2].



Fig (I.2): les noms des entreprises contractant avec sonatrach [2].

I.2.1. 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) par GCB, ERGTS et ENAGEO.
- ❖ 10 Août 2000: Signature du Contrat EPC avec JGC/INITEC (Montage ENGTP).
- ❖ 10 Août 2000: Signature du Contrat EPC avec JGC/INITEC Dates Clés contractuelles: First-HUILE: 04 Janvier 2003 Réception Provisoire: 10 Mai 2003.

- ❖ 14 Août 2000 : Signature de 2 Contrats avec GEPCO pour la réalisation de deux bases de vie.
- ❖ 2003 débuts de production [3].

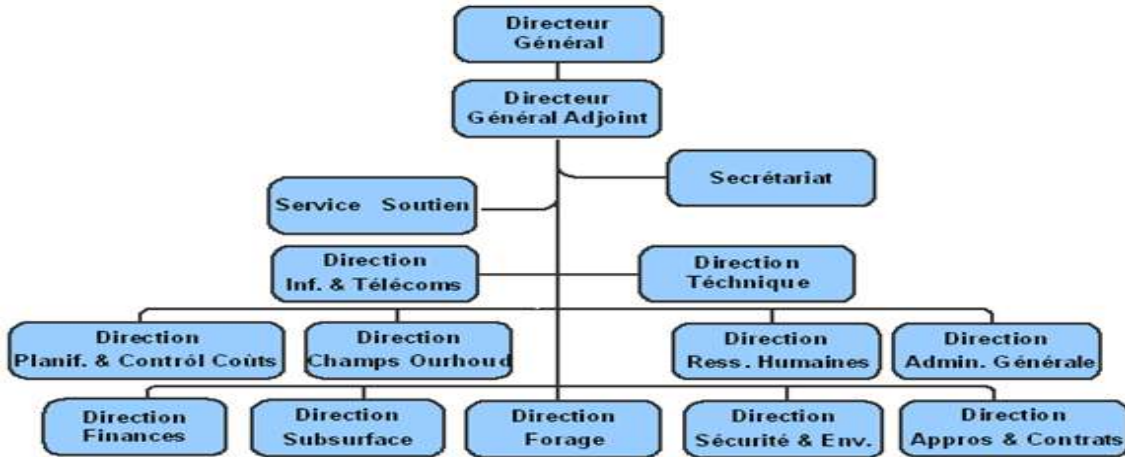


Fig. (I.3): Organigramme de l'organisation Ourhoud [2].

I.2.2 Les installations sont dimensionnées de la façon suivante :

- ❖ Capacité nominale de traitement d'huile : 230 000 barils/jour.
- ❖ Capacité de traitement de gaz : 5,3 millions m³/j.
- ❖ Capacité d'injection d'eau : 345 000 barils /j.
- ❖ Capacité de réinjection de gaz : 3,2 millions m³/j.
- ❖ Capacité de stockage de pétrole traité : 3 x 45 000 m³ [4].

I.3. Présentation du champ Ourhoud :

Le champ de pétrole *Ourhoud* (autrefois appelé Quobba), situé dans le désert du Sahara au sud du champ d'Anadarko à Hassi_Berkine 320 km au SUD-EST de Hassi-Messaoud, 1200 km au SUD-EST d'Alger, a approximation 20 Km de long sur 4 Km de large, fut découvert en juillet de l'an 1994. Il est le deuxième plus grand gisement en Algérie et chevauche les Blocs 404, 405, 406.

La situation géographique est illustrée dans la figure ci-dessous [5].

Le champ devrait être exploité en 2005, mais en février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec Sonatrach. La Superficie du Réservoir est de 140 Km².

CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DU RESERVOIR :

Réservoir Producteur:	TAGI (trias argileux gréseux inferieur)
Profondeur moyenne:	3180 m
Pression du réservoir:	348 bars (-2978 ss)
Température du réservoir:	102° C
Hauteur totale:	80-100 m
Porosité moyenne:	16 %
Perméabilité moyenne :	200 md
Degré API:	42,5
GOR MOYEN:	95 m ³ / m ³



Fig. (I.4) : Situation Géographique du champ Ourhoud [5].

Le gisement de Ourhoud est localisé dans les blocs 404/406A/405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grés du TRIAS Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), pigée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques petro physiques de grande qualité.

Le point le plus élevé de la structure se situe à -2772m/nm, et le contact huile-eau est interprété à -3056m/nm. La hauteur utile moyenne est d'environ 31.5m. Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité sont respectivement de 15% et 200md. L'huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir, et à une densité de 0.8115 au stockage. La pression initiale du réservoir est de 348.1bar à la profondeur de référence de -2978m/nm et la température de gisement est de 102°C.

I.3.1. Composition du champ :

Le champ d'Ourhoud comprend :

- 62 puits de production d'huile.
- 06 puits injecteurs de gaz (02 en WAG).
- 34 puits injecteurs d'eau.
- 10 puits producteurs d'eau de l'ALBIEN/BAREMIEM.
- 08 puits producteurs d'eau du MIOPLIOCENE.
- Un centre de traitement de brut (CPF ou Central Processing Facilities).
- 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 (Ex JGC japon gaz company).

I.3.2. Installations de production :

- 1- Arrivées des lignes de collecte principales (trunk line) où il y a les 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.
- 9- Laboratoire.
- 10- Bac de stockage pour l'eau d'incendie.
- 11- Base industrielle.
- 12- Base de vie Ourhoud.
- 13- Département hygiène et sécurité environnement (HSE).
- 14- Magasin.



Fig. (I.5): vue aérienne du site de production et la base de vie [2].

I.3.3. Généralités sur le service d'exploitation :

Le brut sortant du gisement passe par les points principaux suivant:

- Les têtes de puits
- Les lignes collectrices appelées flow lignes
- Les stations satellites
- Les lignes de collecte principales appelées trunk lignes Pétrolier.
- La station CPF (Central processing Facilities), où il sera traité stocké et expédié dans des pipes lignes vers les stations de pompage.

I.4.Vue générale sur le CPF :

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 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). Tous les effluents des puits sont traités à la station CPF pour produire une huile stabilisée. Le traitement consiste dans pré séparation dans le slug catcher, une séparation, un dessalement, suivi par une stabilisation aux niveaux des trois trains de traitement 10,20, et 30 de la station CPF. L'huile stabilisée est stockée dans les bacs de stockage.

. A partir des bacs de stockage, il est repris par une pomperie d'expédition et est acheminé par un pipe de 24" vers le pipe 30" OH3 (de SH/TRC) situé à environ 21 Km du CPF et au point PKO. De là, le pétrole brut produit est acheminé jusqu'à HAOUD EL HAMRA.

Les gaz associés sont comprimés et séchés, une certaine quantité est utilisée pour le fuel gaz (utilisé pour les consommations interne de la station CPF) après l'avoir fait passer par l'unité compression, et le reste est comprimé à la pression du gaz lift, puis a la pression du gaz de réinjection.

Le gaz lift est distribué vers les puits producteurs BP, de façon à maintenir le débit de la tête du puit. Alors que le gaz de réinjection est réinjecté dans le gisement pour augmenter la production de ce dernier.

L'eau de production (l'eau séparée du brut) est réinjectée dans le réservoir après traitement dans l'unité eaux huileuses pour augmenter la production du gisement.

L'eau de l'aquifère Albien Barrémien est aussi injectée vers le réservoir pour maintenir un volume adéquat et maintenir la pression du gisement.

Et l'eau de l'aquifère Miopliocène est traitée et utilisée ensuite comme eau de service ou de dilution pour diluer le brut sortant du gisement étant donné

Qu'il contient une grande quantité de sel.

I.4.1. SALLE DE CONTROLE :

Assure la gestion du procédé continu sur le projet OURHOUD. Le DCS est le système de contrôle commande de ce projet et tous les schémas présentés ici son tirer du système YOKOGAWA

Le DCS prend en compte la sécurité, la régulation, l'automatisme, et la redondance.

I.4.2. Présentations des puits :

- ❖ Production huile : (LP 45 et 20 HP)
puits de production d'huile avec les trunklines et flowlines associées vers le CPF.
- ❖ Production d'eau Albien /Barremian :
10 puits d'eau de source, allant vers CPF venant de la couche Albien/Barremian.
- ❖ Production d'eau Miopliocène : 8
puits d'eau de source, allant vers CPF venant de la couche Miopliocène.
- ❖ Puits injecteur d'eau Dans ces puits et il y en a 2, l'eau de production traitée et l'eau Albien-Barremian sont mélangées en amont des pompes d'injection d'eau. Les pompes délivrent l'eau vers 2 collecteur, d'eau va vers le satellite nord et l'autre vers le satellite sud. L'injection d'eau a pour but de maintenir la Pression du gisement.
- ❖ Injection d'eau : 34 puits avec injection d'eau venant du CPF par trunklines.
- ❖ Injection de gaz : 5 puits, les trunklines et flowlines de gaz lift alimentant les puits d'huile LP.
- ❖ Les puits WAG : 2 Ces puits sont des puits injecteurs d'eau et de gaz (Water And Gas) en alternant les intervalles. Le fluide des puits allant vers le CPF est traité pour obtenir un brut stabilisé.
- ❖ Les puits WAG : Ces puits sont des puits injection eau and gaz en alternant les intervalles.
- ❖ Les puits d'eau : On en trouve deux type : l'eau Albien-Barremian et l'eau Miopliocène. L'eau Miopliocène est considérée comme une source d'eau potable, elle est utilisée pour alimenter le procédé pour le dessalement, l'eau incendie, etc...

I.4.3. Présentation des satellites :

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF à travers 7 satellites (collecte et desserte) 4 au sud du CPF et 3 au nord, chacune d'elles collecte les fluides d'un groupe de cinq à neuf puits. Les 7 satellites ayant chacun :

- ❖ Les manifolds de production.
- ❖ Du test
- ❖ Du gaz lift
- ❖ D'eau de dilution
- ❖ Un système de décompression
- ❖ Des locaux d'électricité et instrumentation.

Tous les transports de fluides entre les satellites et le CPF se font par trunklines. Les lignes de collecte transportent les effluents des puits venant des puits de production vers les sept satellites, où les fluides d'un groupe de puits (4 à 6 puits) seront collectés au niveau de chacune 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, et puits de production pour le gaz lift et l'eau de dilution) [6].

I.5. Traitement du pétrole brut (au CPF) :

Le pétrole n'est jamais produit seul mais toujours associé au gaz et à l'eau. Leur séparation est obtenue dans des installations appelées séparateurs.

A chaque fois qu'on diminue la pression du fluide, une partie de gaz dissous est libérée

L'eau est envoyée aux unités de traitement

Le gaz, est envoyé aux installations de traitement de gaz

Le sel est extrait, de la solution, chimiquement ou électriquement

Rôle du traitement de brut :

L'objectif de ce module est de réduire l'eau et la salinité dans le brut et ajuster la TVR pour être conforme aux normes internationales.

DESCRIPTION :

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF à travers 7 satellites, les arrivées des 7 satellites seront collectés au niveau d'un récupérateur de bouchons liquides (Slug catcher) BP.

Il passe par 3 trains composés chacun de :

- Une séparation (huile / gaz / eau) 1er étage et 2ème étage.
- Un dessalage électrostatique 1er étage et 2ème étage.
- Une stabilisation de brut par distillation atmosphérique.
- Un four rebouilleur.

I.5.1. Slug catcher :

Les effluents des collecteurs principaux BP des satellites numéro 1, 3, 4, 5, 6 et 7 passant à travers le slug catcher.

Le slug catcher est un équipement situé à l'extrémité ou à tout autre point intermédiaire d'une tuyauterie pour absorber à travers la variation d'un niveau liquide, toute fluctuation de liquide et de débit d'alimentation.

Les slug catcher peuvent être soit des capacités (ballons) soit une construction de tuyaux. De plus un volume suffisant doit être prévu pour encaisser les variations de niveau de liquide. Dans les cas particuliers de service haute pression, les ballons séparateurs doivent être équipés de Cloisons 'une épaisseur suffisante. Afin d'éviter d'avoir des ballons à cloisons épaisses, les slug catcher sont souvent fabriqués à l'aide de tuyaux. Les tuyaux d'une longueur d'une à plusieurs dizaines de mètres, sont utilisés Comme des séparateurs longs, étroits et horizontaux. Les tuyaux sont généralement inclinés d'Une à plusieurs dizaines de degrés, et ces rangées de tuyaux inclinés sont fréquemment réunies Entre elles. A capacité égale, les slug catcher faits de ballons. Cela est dû à la plus faible Épaisseur des parois requis pour les tuyauteries de petits diamètres. la construction due à l'assemblage de plusieurs tuyaux rend également possible l'augmentation de capacité Ulérieure pas ajout de tuyaux parallèles. Le slug catcher BP pour ce projet est une conception a tuyaux multiples, lequel doit être capable d'accepter 150m de bouchons liquides à une Pression opératoire de 22bar

Le slug catcher minimise les effets hydrodynamiques et de topographie. Il permet d'effectuer un pré séparation triphasique du brut et de stocker temporairement tout volume excessif de liquide qui pourrait excéder instantanément la capacité de la station de traitement CPF. Les effluents liquides de ce slug catcher sont distribués de façon égale entre les trois trains de séparation BP, toute eau libre ayant été

éliminée sous l'effet d'un système de control interface sera envoyer vers l'unité eaux huileuses pour la traiter. Le gaz sous contrôle de pression sera envoyé directement vers l'unité compression.

I.5.2. Les séparateurs :

- Séparateur 1er étage :

Comme la température d'arriver des effluents puits varie de façon significative entre les puits d'hiver et les journées d'été, des réchauffeurs sont installés en amont de la séparation BP pour élever la température du fluide aussi presque possible de 55°C ceci afin de minimiser la fluctuation opératoire des systèmes de séparation et de compression Pour les trains de séparation BP, le séparateur du 1ere étage le Séparation tri phasique opérant a16bars et 55°C. Il est conçu Pour une teneur en eau de 10% dans l'huile quittant les capacités, mais sa fonction Première est de séparer les gaz et liquides. Le séparateur de 2eme étage est Séparateur tri phasique opérant à 12bars et 80°C .il est conçu Pour une teneur en eau de 5% Dans l'huile quittant la capacité. L'effluent du séparateur du 1ere étage est réchauffé avant D'entrer dans le séparateur de 2eme étage pour favoriser la séparation de l'émulsion huile /eau Qui est la fonction Premier de séparateur.

- Séparateur 2ème étage :

Le séparateur du deuxième étage est également un séparateur triphasique qui sépare le gaz, l'huile et l'eau. Cependant la fonction principale de ces ballons est de fournir un temps de séjour adéquat pour faciliter la séparation d'huile et de l'eau dans le cas d'une émulsion importante.

Elle est ensuite refroidie par échange de chaleur dans le réchauffeur inter étage, l'échangeur production BP à l'arrivée du traitement et a réfrigérée huile traitée.

I.5.3. Dessaleurs :

Le dessaleur c'est la grande partie importante dans ce traitement mais la question qui se pose comment il travail ?

Huile sort de séparateur et envoyé vers dessaleur par pompe de Booster ce dernier augmenter la pression de 12bar jusqu'à 20bar et Pratiquement tous les bruts contiennent du sel, de l'eau et des sédiments. 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 situées en aval.

Les dessaleurs comprennent deux coalesceurs électrostatiques en série. L'eau de dilution Moi-pliocène est injectée dans le dessaleur du 2 eme étage et DESIMULSIFIANT passe à travers des vannes Mélangeuses a 0.5bar L'huile ainsi mélangée est envoyée vers le dessaleur du 2 eme étage afin de Diluer le sel contenu dans la phase eau. Cette eau est ensuite séparée par l'action d'un champ Électrostatique et

est pompée vers le dessaleur du 1^{er} étage, ou elle agit comme lavage préliminaire et dilue le sel contenu dans l'eau de production. L'eau à la fin est envoyée vers traitement d'eau.

I.5.4. Colonne de stabilisation :

L'hydrocarbure liquide (pétrole brut) contenu dans le séparateur 2^{eme} étage est sous pression par l'effet de la pompe booster de dessaleur et alimente sous contrôle de niveau les dessaleurs et le réchauffeur d'eau de dessalement (eau de dilution du dessaleur / échangeur du brut dessalé). Il est alors refroidi avant d'alimenter le sommet de la colonne de stabilisation. Un rebouilleur (four /rebouilleur) équipe le fond de la colonne afin d'apporter la chaleur nécessaire à la vaporisation.

L'huile est stabilisée dans la colonne à la tension de vapeur TVR requise. La colonne de stabilisation (stripper) est une colonne verticale de 20 plateaux (9 étages théoriques). Elle travaille à une pression de tête de colonne de 6bar 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 compression et l'apport calorifique. la distillation s'effectue par la méthode de flash par différence de pression P de la colonne 6bar et P d'entrée 18 bar, *sortant du* fond de la colonne de stripage, est refroidi, en échangeant sa chaleur avec l'alimentation des séparateurs 1^{ers} et 2^{èmes} étage, avant le refroidissement final les aeros (refroidisseur à air). Et puis vers stockage.

I.5.5. Le four :

A la sortie du Stripper, une partie du brut est envoyée vers un four pour l'utiliser ensuite à sa sortie du four comme moyen pour réchauffer la colonne de stabilisation.

Le pétrole brut ainsi traité et ramené aux spécifications commerciales (densité, TVR, salinité) est envoyé vers le stockage. En chemin il passe par les deux échangeurs situés après le slug catcher pour chauffer l'huile qui sort du slug catcher et qui va vers les séparateurs.

A partir des bacs de stockage, il est repris par une pomperie d'expédition et est acheminé par un pipe OH3 (de SH/TRC) situé à environ 21 Km du CPF et. Le pétrole brut produit est acheminé jusqu'à Haoud-El-Hamra.

I.6. 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) de compresseurs de tête de colonne de stabilisation. Il fait monter la pression de 4 bar en tête de colonne jusqu'à 12 bar.

Ils sont suivis par quatre trains de Recompresseur (deux en opération, un en secours, un en cours de réalisation). Pour augmenter la pression de 12 jusqu'à 35 bar. Ceux-là alimentent un seul système de déshydratation qui utilise du Tri-Éthylène Glycol (TEG) pour déshydrater le gaz de système, le gaz est comprimé dans trois trains (un en opération, un en secours, un future) appelés Compresseurs Boosters augmenter la pression de 35 jusqu'à 200 bar (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 300bar

Des moteurs électriques ont été choisis pour assurer l'entraînement des compresseurs de tête de la colonne de stabilisation ainsi que les Recompresseurs 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 (condensat) qu'il contient par décantation avant de passer dans chaque compresseur, et le refoulement de chaque compresseur est refroidi par un aéroréfrigérant.

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
- Recompresseur
- Déshydrateur et Régénération de glycol
- Les deux turbocompresseurs (Compresseur Booster et compresseur gaz lift)
- Compresseur d'injection de gaz [7].

I.6.1. Compresseur des têtes de colonnes de stabilisation (Overhead) :

Le compresseur de tête de la colonne de stabilisation (OVER HEAD) est conçu pour comprimer les gaz de têtes des trois colonnes de stabilisation (train 10.20 et 30) Le compresseur Overhead en marche prend sa pression d'aspiration de la pression de tête de la colonne de stabilisation à 6 bars et comprimer 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 premiers et deuxièmes étages dans un collecteur.

Le refoulement de ce compresseur est refroidi par un aéroréfrigérant à une température prévue en été de 65 °C et de 35_55 °C en hiver.

I.6.2. Re-compresseur :

Les vapeurs des séparateurs des 1^{er} et 2^{ème} étage sont combinées et mélangées avec les vapeurs de tête de colonne de stabilisation comprimées et refroidies.

Le flux est dirigé vers le système de recompression tel qu'ils sont entraînés par des moteurs électriques.

Après avoir augmenté la pression à 12 bar, le gaz passe dans un Re-compresseur pour le comprimer une autre fois jusqu'à 36 bar, les compresseurs sont toujours munis d'un ballon d'aspiration et d'un ballon de refoulement pour récupérer les charges qui peuvent se condenser créant des problèmes aux compresseurs

Une vanne anti pompage ESDV est toujours présente pour compenser le débit entrant au compresseur parce que les compresseurs ne n'ont pas une vitesse réglable donc ils ne peuvent pas marcher lorsqu'il y a une chute de pression, la vanne anti pompage évite la cavitation du compresseur. Elle est représentée en haut du schéma des compresseurs électriques, Même chose pour les turbines. Les compresseurs et Re-compresseur sont du même type.

I.6.3. Système de déshydrations du gaz :

Le gaz humide venant de Re-compresseur passe au ballon tampon de déshydratation, d'où le liquide entraîné est accumulé en bas du ballon et transféré au slug catcher BP, puis le gaz humide passe vers la colonne de déshydratation où on a le procédé qui sert à enlever les condensats du gaz c'est la méthode la plus commune de déshydrater ou sécher le gaz par le contact avec un liquide de glycol concentré qui absorbe la vapeur d'eau dans le gaz. Le gaz naturel saturé mais sans phase liquide libre entre dans le déshydrateur (60-CA-24-01), à travers un déflecteur d'entrée qui assure une bonne répartition du gaz dans le ballon vertical, et se diffuse vers le haut un plateau cheminé lequel assure une bonne distribution du débit de gaz avant la phase de contact. Avec le tri-éthylène glycol (TEG).

Le déshydrateur est un équipement destiné à éliminer les traces d'eaux contenues dans le gaz par ce que leur présence avec la haute pression provoque la formation des hydrates et par la suite on aura un bouchage des conduites.

Il a un système de régénération du glycol qui est chargé d'eau en font de colonne du séparateur [8].

I.6.4. Système de régénération du glycol :

Le glycol contaminé par l'eau est injecté en haut de colonne (attachée au bruleur), le bruleur fonctionne avec la combustion du gaz fuel, le bruleur est composé de tubes dans lesquelles le gaz fuel brûle dedans, à l'extérieur circule le glycol chargé d'eau, une sortie en haut de colonne entraîne les vapeurs du mélange jusqu'à un ballon de flash, le glycol liquide passe après sur des filtre à charbons et un filtre à cartouche ensuite par un échangeur où il (échange) reçoit la chaleur du glycol purifié qui sort de la colonne vers le réservoir du glycol situé en bas du bruleur, le glycol flashé et chauffé va être réinjecté une autre fois en haut de colonne pour absorber les vapeurs de glycol à contrecourant avec les vapeurs du mélange, le glycol qui décent de la colonne tombe jusqu'au fond du bruleur et déverse dans un ballon où on injecte en bas du fuel gaz pour créer le contrecourant, ensuite le glycol purifié à 99.80% passe par l'échangeur de chaleur et finit dans le réservoir, le glycol va être pompé vers le déshydrateur pour absorber l'humidité présente dans le gaz, les gaz qui s'échappent de la colonne seront dirigés directement vers la torche atmosphérique [9].

I.6.5. Système de fuel gaz :

Après avoir éliminé l'eau on aura un gaz sec à une pression de 36 bar, une partie du gaz est acheminée vers le système de fuel gaz où il va subir un autre traitement, il va être déchargé des hydrocarbures plus au moins lourds, on l'introduit dans un ballon où il subit un flash après passage sur un échangeur où il va être refroidi, le condensat formé est réinjecté dans le slug catcher. Le gaz obtenu va alimenter les 3 fours des trains 10, 20 et 30, le bruleur du système de régénération du glycol et au bac de stockage OFF spec (off spécification) pour maintenir la pression dans le bac.

Le système fuel gaz utilisé dans les bacs et les ballons de stockage pour éliminer le phénomène de collapse.

I.6.6. Système de gaz lift :

Une partie du gaz qui sort du déshydrateur est acheminée vers les turbines appelées booster gaz lift compresseur pour élever la pression du gaz de 36 jusqu'à 200 bar en deux étapes : 36-100bar et 100-200 bar, le système est muni de deux turbines à gaz associées en série, on dispose de deux couples de turbine, un en marche et l'autre en arrêt (secours) avec toujours des vannes anti pompage pour chaque turbine, le ballon d'aspiration de la première turbine élimine les gaz lourds qui se condensent en bas et qui vont être envoyés vers LT torche (Low température flaire), la pression du gaz monte à 100 bar dans la turbine, la compression du gaz provoque la montée de la température du gaz c'est pour ça qu'il va être refroidi dans les aérorefrigerants situés en aval, après vient le ballon de refoulement qui est en même temps le ballon d'aspiration de la deuxième turbine, le gaz va être comprimé une autre fois à 200 bar et

passer par les aérorefrigerants pour le refroidir ensuite il va suivre les conduites qui vont vers les satellites pour être injecté dans les puits.

On remarque que pour chaque ballon d'aspiration ou refoulement, il y a toujours une connexion qui va vers les torches, lorsque le gaz à haute pression est évacué vers la sortie, sa détente dans les conduites provoque le givrage (basse de température donc formation de glace sur la conduite).

I.6.7. Système de gaz d'injection :

Une partie du gaz qui sort du booster compresseur est acheminée vers les stations satellites pour être injectés dans les puits injecteurs de gaz lift, l'autre partie se dirige vers les compresseurs de gaz d'injection pour être comprimée jusqu'à 300 bar et finit dans les pipes de gaz d'injection qui se dirigent vers les puits injecteurs de gaz.

Chapitre II

Déshydratation

II.1. DESCRIPTION DU système DESHYDRATATION:

Les procédés qui servent à enlever les condensats du gaz, sont appelés procédés de déshydratation. La méthode la plus commune de déshydrater ou sécher le gaz est de le mettre en contact avec un liquide (**glycol**) concentré qui absorbe la vapeur d'eau dans le gaz [10].

Le Système Traitement de Gaz se divise à deux sous-systèmes :

- a) Régénération du Glycol (*Package* Régénération de Glycol, 01-UZ-24-01)
- b) Déshydratation de Gaz (Ballon Tampon de Déshydratation, 60-VG-24-01, Déshydrateur, 60-CA-24-01)

II.1.1. Régénération du Glycol :

Le but de l'Unité de Régénération est :

- L'Enlèvement de gaz et des liquides d'hydrocarbure.
- L'Enlèvement des particules solides.
- L'Enlèvement de l'eau du glycol saturé par le chauffage
- Le Refroidissement du glycol régénéré à la température de conception pour sa réutilisation dans le Déshydrateur de Gaz.

II.1.2. Déshydratation du Gaz :

Hydrates :

Les hydrates peuvent seulement se former quand l'eau libre est présente dans une ligne des hydrocarbures contenant le méthane, l'éthane ou le propane. La caractéristique peu commune de l'hydrate est qu'elle se forme aux températures bien au-dessus du point de congélation de l'eau. Il est difficile d'imaginer qu'une glace se forme à une température de 20 °C, mais sous certaines conditions d'écoulement dans les conduites de gaz, l'hydrates se peuvent former déjà à cette température.

Quand le gaz d'hydrocarbure contenant la vapeur d'eau s'écoule dans les lignes qui sont exposées à de plus basses températures, le gaz commencera lentement à se refroidir et la vapeur d'eau dans le gaz condensera dans des gouttelettes.

Quand l'eau condensée se combine avec des hydrocarbures plus légers dans le gaz et se refroidit à la température de formation d'hydrate, les cristaux de glace d'hydrate se formeront. L'hydrate sera formé le long de la surface intérieure de tuyau jusqu'à ce qu'il atteigne une restriction, et remplira la ligne et bloquera l'écoulement du gaz [11].

La température à laquelle l'hydrate se forme dans une coulée de gaz dépend de la pression de la coulée. La température à laquelle la formation d'hydrate a lieu dans le gaz d'élevage (*lift gaz*) / gaz d'injection à Ourhoud, qui est approximativement 21 °C, est plus haute que la température ambiante la plus basse, qui est approximativement 0 °C. Afin de s'assurer que l'eau libre ne condensera pas en aval du système de déshydratation du glycol, même aux conditions de température ambiantes les plus basses, la spécification du point de rosé de l'eau exigée du gaz est : -16,5 °C à 39 bara, qui correspond à -2 °C à 370 bara.

SCHEMA DE PRINCIPE

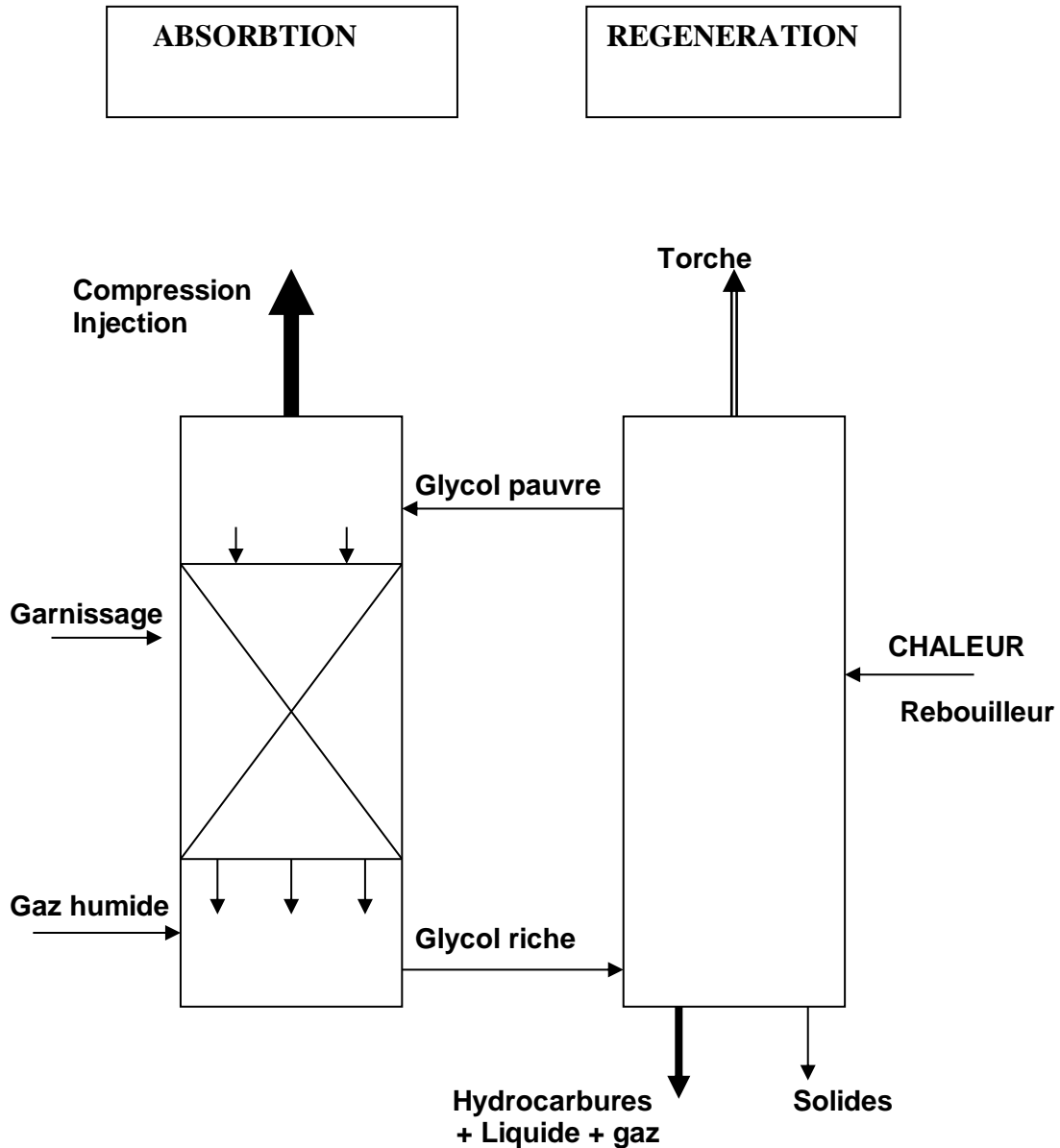


Fig. (II.1): Déshydrations du Gaz et Régénération du Glycol [12].

II.2. MISE EN ŒUVRE DU système :

II.2.1. Déshydratation du Gaz :

Avant d'entrer dans la Colonne de Déshydratation (60-CA-24-01) le gaz humide, venant des Epurateurs de Refoulement de Re-compression No. 1/2/3, passe au Ballon Tampon de Déshydratation (60-VG-24-01), d'où le liquide entraîné et accumulé en bas du ballon est transféré au Collectionneur de Boue (*Slug catcher*) de Production BP, tandis que le gaz humide passe vers la Colonne de Déshydratation.

Le Ballon Tampon est équipé d'un distributeur d'entrée horizontal et d'un tamis antibrouillard vertical.

Le gaz naturel saturé mais sans phase liquide libre entre dans le déshydrateur (60-CA-24-01), à travers un déflecteur d'entrée qui assure une bonne répartition du gaz dans le ballon vertical, et se diffuse vers le haut au travers un plateau cheminé lequel assure une bonne distribution du débit de gaz avant la phase de contact, avec le tri-éthylène glycol (TEG), dans la section de garnissage structuré de 5.040 m de hauteur.

Pendant cette phase de contact, l'eau et quelques hydrocarbures (spécialement les aromatiques), sont physiquement absorbés par la solution de glycol.

Au-dessus du garnissage structuré, un distributeur gravitaire assure une bonne distribution du TEG pour optimiser au maximum le contact entre le gaz montant et le glycol descendant.

Le Déshydrateur est mécaniquement divisé en deux sections, la section inférieure de Séparation (de gaz/liquide), et la section supérieure d'Absorption (de l'eau par le glycol). Un plateau spécial, appelé le plateau de cheminée, sépare les deux sections de l'un l'autre. Fixées au plateau de cheminée sont un nombre de cheminées. La seule voie de communication pour le gaz entre la section de séparation et d'absorption est par ces cheminées. Un déversoir (trop plein) du plateau de cheminée permet l'écoulement de glycol saturé sans interruption à la base du séparateur.

Le gaz sec quitte le sommet du déshydrateur à travers un matelas dévésiculateur d'une grande efficacité qui capte toutes les particules liquides (de plus de 10 microns) entraînés avec le gaz. Ce liquide est récupéré par gravité dans la partie basse du déshydrateur, ce qui minimise les pertes de glycol dans le circuit de gaz.

La température du gaz augmente légèrement dans le déshydrateur à cause de la chaleur dégagée pendant la désorption.

Un compartiment est prévu dans la partie basse du deshydrateur pour stocker les liquides d'hydrocarbures accumulés à la surface du glycol (TEG) saturé. Un niveau à glace (60-24-LG-0001) permet de savoir s'il est nécessaire de vider, de temps à temps ce compartiment, à l'aide de la vanne manuelle prévue à cet effet.

Le gaz humide est traité au Déshydrateur de sorte que le point de rosé de l'eau du gaz devienne -2°C à 370 barg et ça pour empêcher la formation d'hydrate dans le système de gaz d'injection. Le gaz traité est envoyé du Déshydrateur aux sur-presseurs de gaz sec, tandis que le glycol riche (de l'eau et d'hydrocarbures liquides) est recyclé à l'Unité de Régénération du Glycol.

Une ligne de déviation (by-pass) de 30 pouces autour du deshydrateur est fournie. La vanne de dérivation et les vannes d'entrée et de sortie du deshydrateur sont inter-verrouillées [12].

II.2.2. Unité de Régénération de Glycol :

La solution de glycol saturé est récupérée dans le bas du deshydrateur et passe à travers une vanne de contrôle vers le condenseur de reflux (01-HA-24-01) installé dans 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 bara. 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.

Le flux continu de glycol ne peut pas entrer dans ce compartiment pour hydrocarbures liquides, seulement quelques petites gouttelettes non séparées de TEG peuvent être entraînées avec ces hydrocarbures.

Du gaz combustible est utilisé comme gaz de pressurisation à la phase de mise en route.

Le niveau d'interface de TEG est contrôlé par 01-24-LIC-00603.

Point de réglage est situé sous le déversoir d'entrée du bac de récupération des hydrocarbures pour éviter l'entrée de TEG dans ce compartiment.

Les hydrocarbures s'accablent au-dessus du niveau de TEG puis se déversent dans ce compartiment de récupération. Le niveau d'hydrocarbures est contrôlé par l'indicateur 01-24-LG-00611 / 01-24-LI-00602.

En plus, 01-24-LI-00602 alarme de niveau haut, donne l'alarme pour indiquer qu'il faut vider ce compartiment lorsqu'il est plein d'hydrocarbures.

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 : volume de TEG saturé) 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 montants riches en eau du rebouilleur. La solution du 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 rencontré à 99.1% wt. La mise en chauffe du rebouilleur est assurée par 2 brûleurs. Les gaz de combustion sont évacués à l'atmosphère au moyen d'une cheminée équipée d'une arête-flamme.

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 température du rebouilleur est contrôlée par la vanne micro-ratio (01-24-TV-00601) qui maintient constant le ratio air/gaz et ajuste la pression du gaz pour contrôler la chauffe.

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*. Le gaz de *stripping* se charge de la majeure partie de l'eau résiduelle, le glycol saturé est 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.

L'échangeur TEG régénéré / TEG saturé (01-HB-24-01) est du type 'plaques soudées' et dimensionné avec une marge plus grande pour prendre compte le colmatage des plaques.

La solution de TEG régénéré est ensuite circulée au débit voulu par une pompe à pistons (01-PB-24-03A/B) fournie avec amortisseur de pulsations pour limiter les pulsations à 5% de la pression de refoulement.

Deux pompes sont pressenties, une en opération, une en attente (*stand-by*). Généralement, un taux de circulation de glycol de '2.25 à 4 gallons par pound' d'eau à enlever est suffisant pour produire une déshydratation adéquate.

Avant d'attendre le deshydrateur (60-CA-24-01), la solution de TEG régénérée passe au travers d'un filtre à cartouches (01-DB-24-02), agissant comme un gardien pour piéger les particules solides qui pourraient rester dans le glycol, puis à travers l'aeroréfrigérant (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 deshydrateur). La solution refroidie de glycol régénéré est finalement réinjectée, en haut du garnissage structuré, dans le deshydrateur (60-CA-24-01).

Le signal venant de 60-24-TT-00001 (deshydrateur 60-CA-24-01) donnera les informations nécessaires à 24-TI-605 via TDICA-605 et comparera avec la température reçue du 24-TT-605 localisé sur la ligne de sortie du réfrigérant de glycol 01-HC-24-01.

En fonction de la température désirée et de la température ambiante, l'ouverture des vannes s'ajustera automatiquement (de 0 à 100) et les moteurs seront stoppés ou démarrés si nécessaire, pour obtenir la température de sortie adéquate [13].

II.2. 3. Gaz Combustible et Gaz de Stripping:

La colonne de *stripping* est une option utilisée pour assurer une très haute concentration du glycol, qui ne peut pas être obtenue par une régénération normale, ainsi le point de rosée peut être maintenu. Le glycol coule par débordement du rebouilleur à travers la colonne de *stripping* (01-CE-24-01) et entre en contact avec le gaz de *stripping* montant, pour enlever l'excès d'eau. Ce glycol extrêmement régénéré (99.95% wt.) va alors dans le ballon de stockage (01-VD-24-01).

Le gaz combustible pour les brûleurs du rebouilleur et le gaz de *stripping* est pris à partir de gaz déshydraté. La pression du gaz combustible est réglée au moyen de deux régulateurs de pression (01-24-PCV-00602 & 00603), un pour le brûleur principal, un pour le pilote. Le gaz de *stripping* est pris à partir du collecteur principal de gaz combustible et il est préchauffé dans le réservoir tampon (01-VD-24-01) puis dans le rebouilleur (01-FA-24-01), le débit du gaz de *stripping* est ajusté au moyen d'une vanne de réglage manuelle [14].

II.2.4. Unité d'Injection de Produits Chimiques :

Une unité d'injection de produits chimiques est installée dans le *skid* de régénération de glycol, pour injecter si besoin un anti-corrosion et régulateur de pH ainsi qu'une solution anti-mousse.

L'analyseur de pH (01-24-AT-00601) est installé sur la tuyauterie de refoulement des pompes de circulation glycol (01-PB-24-03A/B).

L'unité d'injection de produits chimiques est composée de 2 réservoirs, un pour chaque produit, et de 2 pompes doseuses d'injection, chaque pompe étant capable d'injecter l'un ou l'autre des produits [15].

II.2.5. Exigence en Produits Chimiques :

Tri-Ethylène Glycol (TEG)

Inhibiteur de Corrosion (Stabilisateur de pH) pour la Régénération du Glycol (CECA NORUST GL 50)

Anti-Mousse pour la Régénération du Glycol (CECA PROCHINOR AM 2772)

II.2.6. Liste d'Equipements du Système :

II.2.6.1. Déshydratation :

Tableau (II.1) : package de déshydrateur et ballon tampon.

Nom d'Equipement	No. d'Identification	Taille / Capacité
Ballon Tampon de Déshydratation	60-VG-24-01	1800 x 3900 (DI x TT)
Déshydrateur	60-CA-24-01	3100 x 9200 (DI x TT)

II.2.6.2. Package de Régénération du Glycol (01-UZ-24-01) :

Tableau (II.2) : Package de Régénération du Glycol (01-UZ-24-01)

Nom d'Équipement	No. d'Identification	Taille / Capacité
Ballon de Détente de Glycol	01-VD-24-02	1850 x 7800 (DI x TT)
Filtre à Cartouche du Glycol Saturé	01-DB-24-01A/B	1100 x 1500 (DI x H)
Filtre à Charbon du Glycol Saturé	01-DB-24-03	1380 x 1600 (DI x H)
Échangeur de Chaleur TEG Saturé / TEG Régénéré	01-HB-24-01	3440 Kw
Colonne de <i>Stripping</i>	01-CE-24-01	1200 x 3180 (DI x H)
Rebouilleur de Glycol	01-FA-24-01	3925 kW
Colonne de Distillation	01-CC-24-01	1200 x 6500 (DI x H)
Réservoir Tampon de Glycol	01-VD-24-01	1800 x 9000 (DI x H)
Condenseur de Reflux	01-HA-24-01	1000 x 1500 (DI x H)
Ventilateur de Combustion	01-KE-24-01	8208 m ³ /h
Filtre à Cartouche de Glycol Régénéré	01-DB-24-02	1100 x 1500 (DI x H)
Aéroréfrigérant	01-HC-24-01	1400 kW
Pompe de Circulation de Glycol	01-PB-24-0A/B	42,8 m ³ /h
Bac de Stockage Chimique d'Inhibiteur de Corrosion (Contrôle pH)	01-TB-24-02	250 l
Bac de Stockage Chimique Anti-Mousse	01-TB-24-03	250 l
Pompe d'Injection Chimique d'Inhibiteur de Corrosion (Contrôle pH)	01-PF-24-04	1,6/6 l/h
Pompe d'Injection Chimique d'Anti-Mousse	01-PF-24-05	1,6/6 l/h

Pompe d'Appoint du Glycol	01-PA-24-01	10 m ³ /h
Pompe de Vidange du Glycol	01-PN-24-02	10 m ³ /h
Bac de Vidange du Glycol	01-TB-24-01	10000 x 3000 x 3000 (L x E x H)

[9].

II.2.7. Analyse :**II.2.7.1. Surveillance en Ligne :**

Les analyseurs en ligne suivants, sont prévus dans le procédé des équipements d'Ourhoud.

Analyseur d'eau dans la vapeur d'hydrocarbure : 24- AT -00003

Lieu : Sortie du Déshydrateur [16].

Chapitre III

Partie calcul

III.1. CONDITIONS OPERATOIRES :

III.1.1. Paramètres et Caractéristiques Générales :

Les équipements de procédé d'Ourhoud ont été conçus pour gérer la production à partir du réservoir.

Tableau (III.1) : Les équipements de procédé d'Ourhoud.

Fluides		Evaluation Nominale	Evaluation de Conception (110% des Evaluations nominales)
Production de Gaz à l'Exclusion du Lift Gaz	Base Générale	$6,027 \times 10^6 \text{ SM}^3 / \text{d}$	$6,630 \times 10^6 \text{ SM}^3 / \text{d}$
	Base de Conception du Compresseur pour la Phase 1 (*)	$3,30 \times 10^6 \text{ SM}^3 / \text{d}$	$3,63 \times 10^6 \text{ SM}^3 / \text{d}$

[17].

(*) Les débits sont considérés pour 5 ans de production du champ. Ceux-ci sont employés pour dimensionner seulement la capacité des compresseurs. Les bases générales de débit de gaz sont conçues pour toute la conception d'équipement relative au train de compression.

Débit Moyen : Tout l'équipement au CPF est conçu pour fonctionner à 30% du débit nominal.

Tableau (III.2) : Tout l'équipement au CPF

Nom d'Equipment	No. d'Identification	Conditions Normales		Condition de Calcul	
		Pression (barg)	T° C	Pression (barg)	T° C
Déshydrateur	60 - CA-24-01	38	43 - 61	46	100 /-40
Pompe d'Appoint du Glycol (Condition de Refoulement)	01 - PA-24-01	2	Amb.	8	100
Pompe de Vidange du Glycol (Condition de Refoulement)	01-PN-24-01	2	Amb.	3,5	100

Nom d'Equipment	No. d'Identification	Conditions Normales		Condition de Calcul	
		Pression (barg)	T° C	Pression (barg)	T° C
Régénération du Glycol	01 - UZ-24-01	-	-	46 max.	235 max.
Bac de Vidange du Glycol	01 - TB -24-01	Vac. / Atm.	Amb.	0,07 /- 0,005	100
Bac Tampon de Déshydratation	60 - VG-24-01	37,5	43,3/ 61,5	46	100 /-40

[17].

III.1.2. Températures Critiques du Glycol :

Glycol (TEG)	Température d'Ebullition	Température de Régénération	Commencement de Décomposition
Tri Ethylène Glycol	288 °C	190 – 204 °C	218 °C

[17].

III.2. CONTROLE ET REGULATION :

III.2.1. Régulation :

La température de formation d'hydrate du gaz d'élévation (lift gaz) / gaz d'injection (approximativement 21° C) est plus hauts que les températures ambiantes les plus basses (approximativement 0 ° C. Afin d'assurer que l'eau libre ne condensera pas en aval de la déshydratation de glycol, même aux conditions de température ambiante la plus basse, les spécifications de point de rosée exigées de l'eau dans le gaz sont de : -16,5° C à 39 bar, ce qui correspond à -2° C à 370 bar [18].

Le Ballon Tampon de Déshydratation est équipé de commande de niveau "Marche/Arrêt".

Un contrôle de niveau du liquide est prévu au Déshydrateur. La pression du gaz de tête du Déshydrateur est commandée par un régulateur principal (*master*) de pression qui sera fourni par le fournisseur du Compresseur *Booster*. L'indication de pression différentielle est également fournie au Déshydrateur avec une alarme "Pression Haute" pour surveiller la pression différentielle. Le glycol riche sort du Déshydrateur sous la commande de niveau. Le Ballon de Détente de Glycol (*Flash Drum*) est réglé par pression. Les condensats d'hydrocarbure dans le Ballon de Détente sont retirés du compartiment de condensat sous la commande de niveau. Le glycol riche sort du Ballon de Détente sous la commande de niveau [19].

Le Rebouilleur de Glycol est chauffé à Gaz combustible et est sous la commande de température de glycol. Le niveau de glycol pauvre dans le Rebouilleur est contrôlé mécaniquement à l'aide d'un déversoir. La concentration du glycol pauvre est contrôlée par la température du Rebouilleur et, si nécessaire, par le débit du gaz combustible.

Dans l'Aeroréfrigérant de Glycol Pauvre, le glycol est refroidi à la température exigée d'entrée du déshydrateur, qui est approximativement 5 °C au-dessus de la température du gaz humide d'alimentation du déshydrateur.

III.2.2. Programme des Prises d'Echantillons :

Gaz Sec du Déshydrateur

Analyses	Méthode	Fréquence (Normale)	Fréquence (Démarrage)
Composition	Chromatographe en Phase Gazeuse	1/Semaine	1/Jour
Point de Condensation	Point de Rosée	1/Jour	2/Jour

Spécifications du Procédé de Calcul

Tableau (III.3) : Spécifications du Procédé de Calcul.

Description	Hiver	Eté
Débit massique du gaz à l'entrée, kg/h	493 519	519 092
Débit volumique du gaz à l'entrée, Nm ³ /d	10 317 600	10 365 100
Eau contenue dans le gaz d'entrée	Saturé aux conditions opératoires	
Poids moléculaire entré gaz	27,5	28,4
Densité du gaz à l'entrée, kg/m ³	49,89	48,60
Pression opératoire entrée gaz, bar	39	39
Température opératoire entrée gaz, °C	43,3	61
Composition du gaz à l'entrée, mol%	Voir Note 1	
Eau contenue dans le gaz d'entrée, kg/h	585,7	1943,4
Flexibilité	10% du débit de calcul	
Maximum glycol entraîné, m ³ /NMm ³	0,013	
Point de rosée de l'eau à la sortie	-2°C @ 370 bar (Equivalent à 2,00 lb. H ₂ O/MMSCF)	
Eau contenue dans le gaz traité, kg/h	12,4	11,4 (Equivalent à 1,663 lb. H ₂ O/MMSCF)
Débit TEG régénéré à l'entrée du déshydrateur, m ³ /h	42,36	42,85

[17].

III.3. PROBLEMATIQUE ET SOLUTIONS :

III.3.1. Le problème :

Au niveau de l'unité de régénération du glycol nous avons remarqué qu'il y a un problème au niveau de l'échangeur de chaleur qui est le blocage des plaques de l'échangeur pour former une substance solide provoquant le colmatage de l'échangeur ce qui a entraîné sa défaillance fonctionnelle et l'échangeur de chaleur se bloque [20].



Fig. (III.1) : Une photo montrant l'échangeur a plaques [21].



Fig. (III.2) : Une photo montrant l'échangeur a plaques [21].

III.3.2. La solution :

Lors de la prise de l'échangeur pour l'entretien il a été constaté qu'il y avait une substance solide qui provoquait le blocage et pour résoudre le problème nous avons apporté un échantillon de cette substance solide au laboratoire pour mener des expériences avec les solvants disponibles. Des analyses en laboratoire ont montré que le solide est composé de :

- 76 % paraffines
- 14% les asphaltes
- 10% de résidus

Avec la diligence des travailleurs de la société Ourhoud ils ont testé le solvant acétate d'éthyle qui dissout complètement cette substance et des résultats sont merveilleux de fait qu'il élimine complètement le problème.

A la lumière de ce problème, voilà j'ai ajouté un autre solvant qui a une efficacité maximale, le chloroforme afin que des expériences soient toujours en cours pour prouver son efficacité.

III.4. Continuer à résoudre le problème en cours :

Nous avons prélevé un échantillon de la matière solide du laboratoire **CRAPC** pour effectuer une analyse **EDX** afin de connaître les composants de cette substance et de vérifier les données précédentes [19].

III.4.1. Les paraffine :

Zone 213

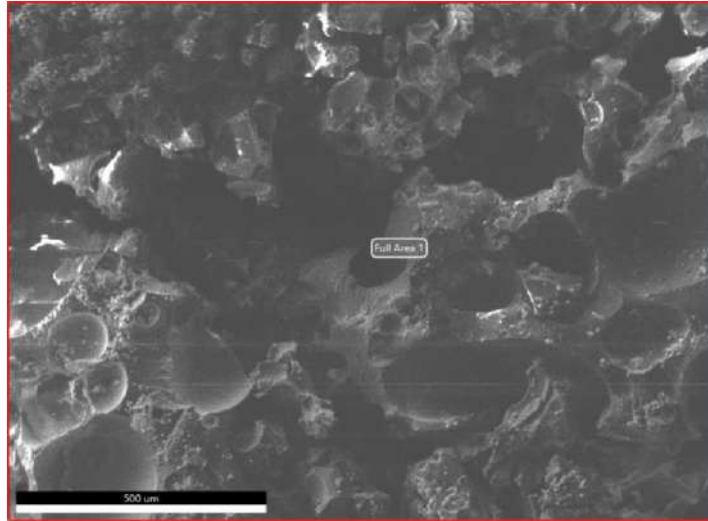
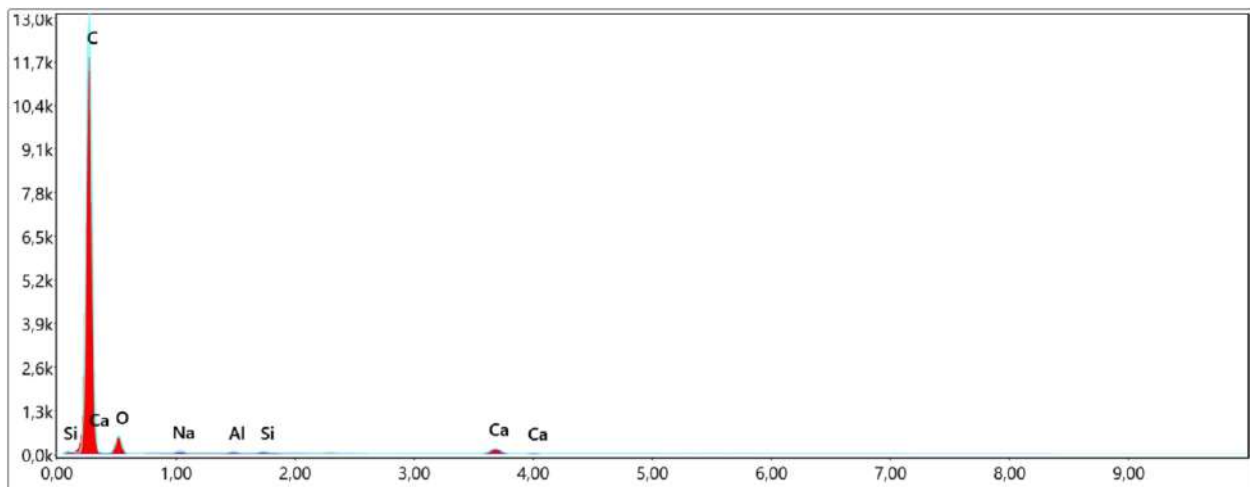


Fig. (III.3) : une image approximative de l'article sur EDX [21].



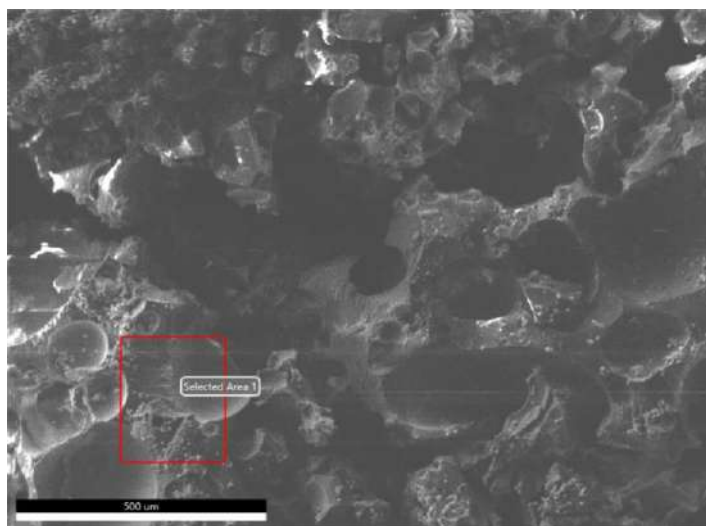
Courbe (III.1): courbe montrant les matériaux constitutifs [21].

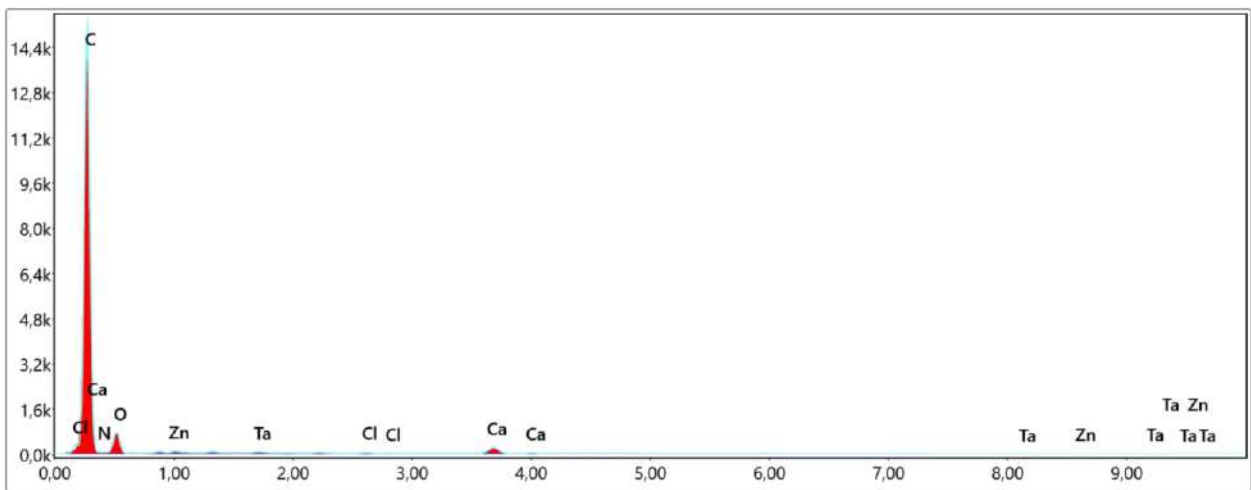
Tableau (III.4) : Résultats quantitatifs intelligents du paraffine.**Résultats quantitatifs intelligents**

Elément	% de masse	% atomique	Intensité totale	Erreur %	Kratio	Z	A	F
C K	87.27	90.86	760.34	3.11	0,7435	1.0084	0.8449	1.0000
O K	10.74	8.39	31.17	14.17	0,0137	0.9581	0.1329	1.0000
NaK	0.38	0.21	5.37	15.63	0,0018	0.8636	0.5442	1.0015
AlK	0.14	0.07	3.70	19.70	0,0010	0.8426	0.8462	1.0046
SiK	0.15	0.07	4.17	17.39	0,0012	0.8596	0.9294	1.0072
CaK	1.32	0.41	17.76	7.06	0,0115	0.8044	1.0358	1.0465

Description :

Grace aux analyses que nous avons effectuées au laboratoire CRAPC sur l'appareil EDX, afin de prouver les analyses précédentes effectuées par la société, nous avons trouvé dans les analyses l'élément carbone C et natrium Na, qui nous prouvent la présence de paraffine dans cette substance selon la courbe et le tableau des résultats.

III.4.2. Les asphaltes :**Fig. (III.4) :** une image approximative de l'article sur EDX [21].



Courbe (III.2): courbe montrant les matériaux constitutifs [21].

Tableau (III.5) : Résultats quantitatifs intelligents du Les asphaltes [21].

<u>Résultats quantitatifs intelligents</u>								
Elément	% de masse	% atomique	Intensité totale	Erreur %	Kratio	Z	A	F
C K	85.57	89.86	886.95	3.33	0,7109	1.0110	0.8219	1.0000
N K	0.01	0.01	0.01	99.99	0,0000	0.9839	0.0710	1.0000
O K	12.02	9.48	43.14	14.04	0,0155	0.9606	0.1343	1.0000
ZnL	0.44	0.08	4.08	9.88	0,0028	0.7107	0.8860	0.9991
TaM	0.24	0.02	3.82	20.38	0,0021	0.5550	1.5203	1.0363
ClK	0.13	0.04	3.11	30.06	0,0010	0.7996	1.0218	1.0159
CaK	1.59	0.50	25.68	5.60	0,0137	0.8069	1.0340	1.0282

Description :

Grace aux analyses que nous avons effectuées au laboratoire CRAPC sur l'appareil EDX, afin de prouver les analyses précédentes effectuées par la société, nous avons trouvé dans les analyses l'élément carbone C et nitrogène N, qui nous prouvent la présence de Les asphaltes dans cette substance selon la courbe et le tableau des résultats.

III.4.3. Résidu :

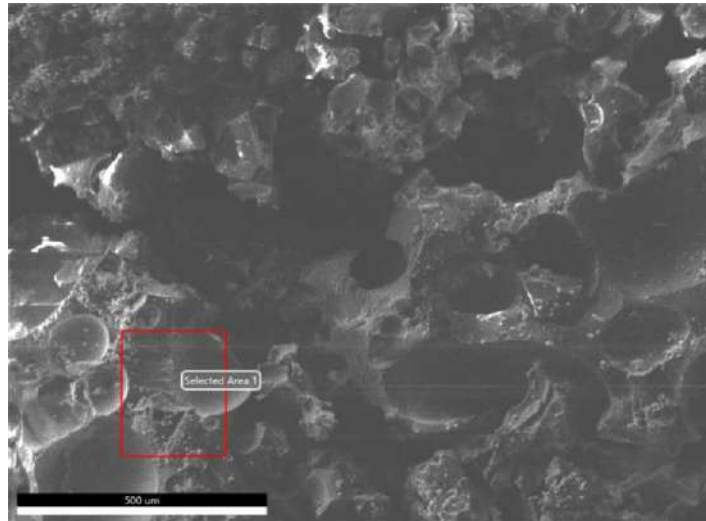
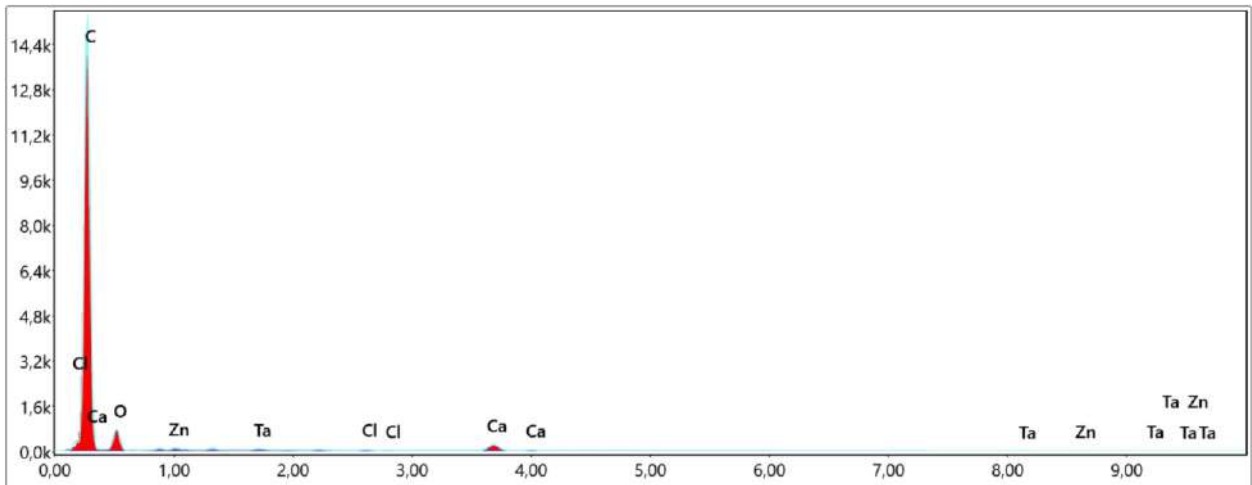


Fig. (III.5) : une image approximative de l'article sur EDX [21].



Courbe (III.3): courbe montrant les matériaux constitutifs [21].

Tableau (III.6) : Résultats quantitatifs intelligents du Résidu [21].

Résultats quantitatifs intelligents								
Elément	% de masse	% atomique	Intensité totale	Erreur %	Kratio	Z	A	F
C K	85.58	89.87	886.95	3.33	0,7110	1.0110	0.8219	1.0000
O K	12.02	9.48	43.14	14.04	0,0155	0.9606	0.1343	1.0000
ZnL	0.44	0.08	4.08	9.88	0,0028	0.7107	0.8860	0.9991
TaM	0.24	0.02	3.82	20.38	0,0021	0.5550	1.5203	1.0363
ClK	0.13	0.04	3.11	30.06	0,0010	0.7996	1.0218	1.0159
CaK	1.59	0.50	25.68	5.60	0,0137	0.8069	1.0341	1.0282

Description :

Grace aux analyses que nous avons effectuées au laboratoire CRAPC sur l'appareil EDX, afin de prouver les analyses précédentes effectuées par la société, nous avons trouvé dans les analyses l'élément carbone C et nitrogène N, qui nous prouvent la présence de Les asphaltes dans cette substance selon la courbe et le tableau des résultats.

III.4.4. Travail de laboratoire :

Après avoir vérifié les composant de la substance solide et prouvé par des analyses qu'elle est constituée de :

- Les paraffine
- Les asphaltes
- Résidu

Et pour compléter les travaux du laboratoire de l'entreprise, j'ai proposé plusieurs solvants et étudié leur efficacité contre la matière solide :

- ❖ Ethyle acétate
- ❖ Chloroforme
- ❖ Dichlorométhane
- ❖ Dichlorométhane
- ❖ Cyclohexane

L'expérience est dans le tableau :

Tableau (III.7) : expliquer le travail laboratoire.

Solvant	Ethyle acétate	chloroforme	Dichloro éthane	Dichloro méthane	cyclohexane
Volume de solvant	200 ml	200 ml	200 ml	200 ml	200 ml
substance solide	5 g	5 g	5 g	5 g	5 g
Temps passé	80 min	5 : 45 min	76 min	4 :30 min	70 min
résulta	Dissolution incomplète	Décomposition complète	Dissolution incomplète	Décomposition complète	Dissolution incomplète
observation	Présence de dépôts	Bon processus	Présence de dépôts	Bon processus	Présence de dépôts



Fig. (II.6) : photos de travaux de laboratoire.

III.4.5. Conclusion du processus :

Nous concluons de ce qui précède que le solvant efficace est le chloroforme et le dichlorométhane mais il existe des caractéristiques et des avantages qui nous font choisir le dichlorométhane plutôt que le chloroforme nous allons les résumer dans un tableau et comparer les deux solvants avec le solvant utilisé dans l'entreprise.

Tableau (III.8) : comparaison des propriétés des solvants.

Propriétés	Chloroforme	Dichlorométhane	Ethyle acétate
Formule moléculaire	CHCL3	CH2CL2	C6H10O3
Masse molaire	111,38 g /mol	84,93 g/mol	130,14 g/mol
L'apparence	Incolore liquide	Incolore liquide	Incolore liquide
Densité	1 ,48g/cm 3	1,3266g/cm3	1,02 g/cm 3
Point de fusion	-63 °C	-96,7 °C	-45 °C
Point de d'ébullition	61°C	39,7 °C	180 °C
Solubilité dans l'eau	0,8g /100ml d'eau	2g / 100ml d'eau	2.86g/ 100ml d'eau
Codage des risques	XN	XN	XN
Prix de 1L	80,70 USD	73,36 USD	44 ,02 USD

Conclusion

Conclusion :

L'exploitation du gaz naturel se heurte à des difficultés majeures citons comme exemple la présence de l'eau (sous forme liquide ou vapeur) qui peut entraîner des problèmes de corrosion et/ou de bouchage due à la formation d'hydrates, alors il est nécessaire de réduire la teneur en eau dans le gaz par séchage dans des déshydrateurs à tamis moléculaires qui sont généralement dimensionnés pour traiter une charge donnée quel que soit la saison.

L'étude de la section de déshydratation (CPF/OURHOUD) nous a permis de recalculer les dimensions des sécheurs existants au niveau de l'unité.

Les calculs nous ont montrés que les dimensions trouvées, ainsi que le temps de saturation nous assurent une bonne efficacité de déshydratation.

Sachant que ce processus n'est pas sans problèmes et obstacle, par exemple le problème que nous avons soulevé précédemment, qui est le blocage de l'échangeur a plaques dans le service de recyclage du glycol, ce qui a entraîné la formation d'une substance solide qui l'a empêché de fonctionner et perturbé l'avancement du processus, mais nous avons terminé l'étude du problème et trouvé une solution basée sur des analyses de laboratoire et nous avons trouvé une nouvelle solution.

ANNEXE

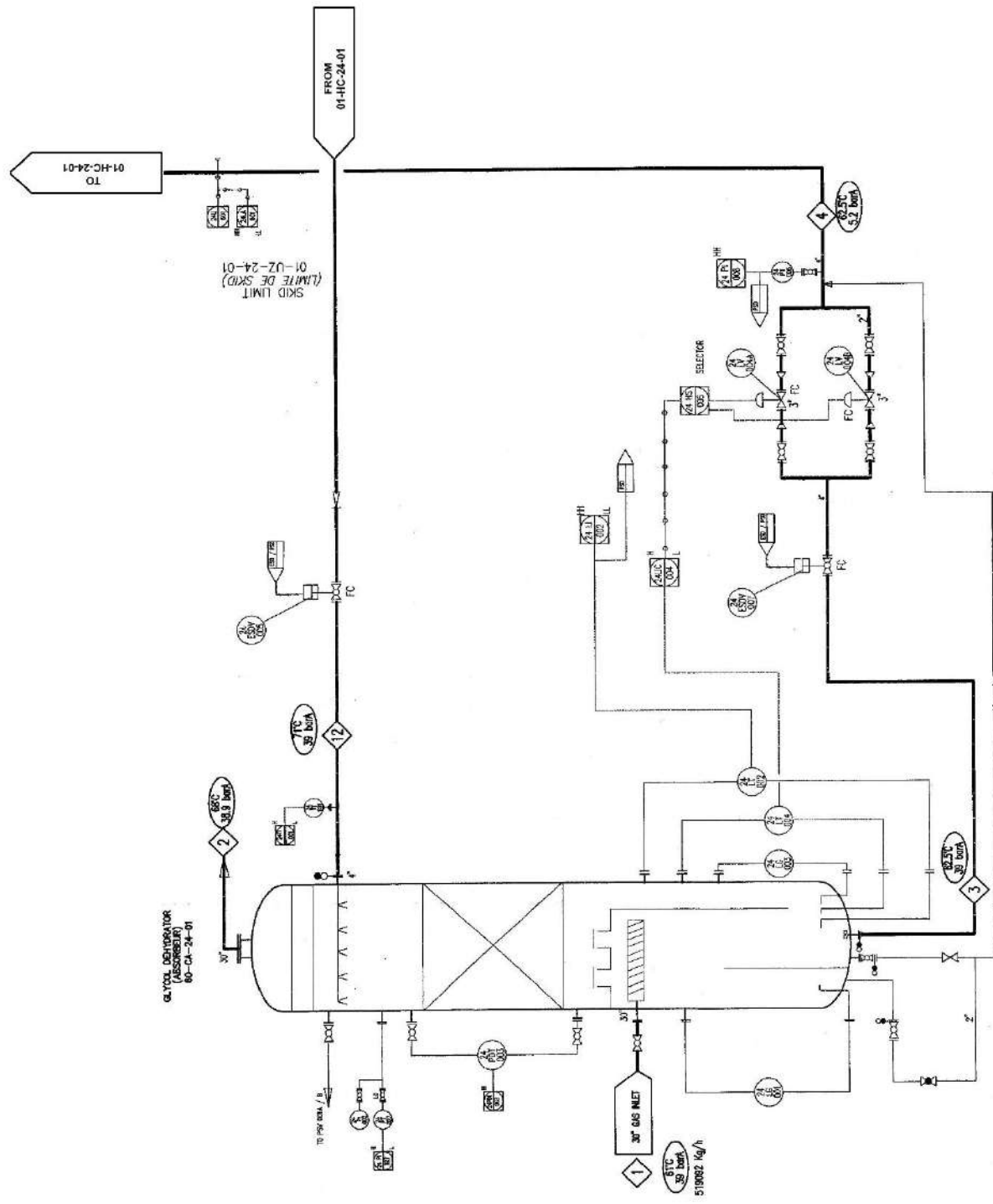


Fig. (III.8): Déshydrateur [22].

PRO-SYS-24-D03

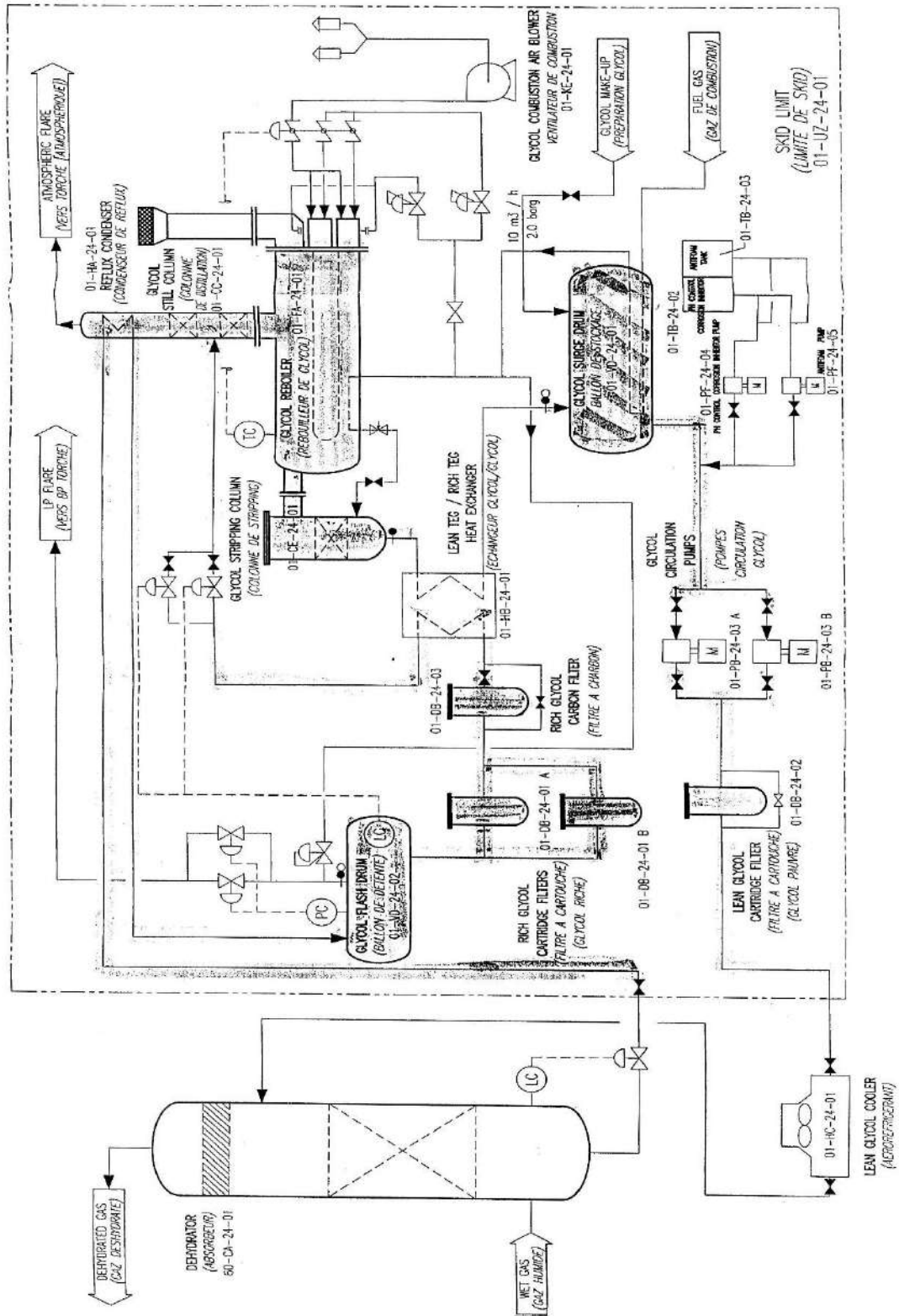


Fig. (III.9): Package de régénération de Glycol [22].

PRO-SYS-24-D04

Bibliographie :

- [1] : Document de l'entreprise SONATRACH HBK ,2007.
- [2] : photo DCS de l'échangeur d'organisation ourhoud.
- [3] : SONATRACH. La Revue de SONATRACH. Edition N°54.Djenane el Malik Hydra-Alger : la Direction Communication et Stratégie d'Image, octobre 2007.46p. (Publication de l'Entreprise SONATRACH). ISSN 1111-1070.
- [4] : rapport du stage ourhoud.
- [5] : Manuel opératoire de ourhoud.
- [6]: Gas Process Suppliers Association. Engineering Data Book. Edition N°12, volume I et II.6526 east 60 th street Tulsa, Oklahoma 74145: Gas process Suppliers Association, 2004.821 p. (FPS version).
- [7] : ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux – 75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p. (L'Institut Français du Pétrole).
- [8]: [www.fremer.fr/exploitation/ en jeux/ hydrates/ index.htm/ 2004/16.04.2011/](http://www.fremer.fr/exploitation/en_jeux/hydrates/index.htm/2004/16.04.2011/) à la découverte des grands fonds.
- [9] : *Package* Régénération de Glycol, 01-UZ-24-01).
- [10]: MANUEL DE FORMATION EXPLOITATION **MAN PRO 11**.
- [11]: Mémoire: la déshydratation du gaz au niveau de Guellala Haoud Berkaoui. Université Ouargla 2013.
- [12]: MODULE PRO/SYS24 Déshydratation du Gaz.
- [13]: rapport de stage ourhoud ALLAG et KELLAF.
- [14]: mémoire: étude de l'effet de changement du diamètre des tamis moléculaires sur le système de séchage (unité GLA/HBK).
- [15]: COULSON and RICHARDSON'S. Chemical Engineering, particles technologies and separation process. Fifth edition, volume 2. Butterworth Heinemann, 2002.1208p. ISBN 0-7506-4445-1.
- [16]: MODULE PRO/SYS24 Equipements du Système.

[17]: fiche de l'Equipment de CPF.

[18]: rapport de stage a ourhoud de BOUHAOUCHE.

[19]: mémoire: étude de l'effet de changement du diamètre des tamis moléculaires sur le système de séchage (unité de ourhoud).

[20]: laboratoire d'analyse de CPF ourhoud.

[21]: Zeiss smartEDX.

[22]: schéma du CPF ourhoud.

ملخص:

يحتوي الغاز الطبيعي دائماً على الماء، ويمكن أن يشكل بخار الماء هيدرات أو يكتثف ويعزز التآكل أو يؤدي إلى مشاكل في التشغيل. لتجنب هذه الظواهر، من الضروري تقليل المحتوى المائي للغاز من خلال تقنية معالجة مناسبة. يتم تجفيف الغاز الطبيعي وفقاً لمواصفات العميل للحصول على أقصى محتوى مائي. أكثر عمليات التجفيف شيوعاً هي امتصاص بخار الماء في ثلاثي إيثيلين جلايكول (TEG)، وهو مادة مجففة سائلة. لكن هذه العملية لا تخلو من المشاكل والعقبات. على سبيل المثال مشكلة انسداد محول الألواح في قسم إعادة تدوير الجليكول، وجدنا أن المادة الصلبة المتكونة هي: 76% بارافين، 14% إسفلت و10% بقايا. لذلك اقترحنا عدداً قليلاً من المذيبات بالإضافة إلى المذيب المستخدم في مختبر التحليل في أورهود، وقمنا بمقارنة كفاءة ونفاذية هذه المذيبات (إيثيل أسيتات، كلوروفورم، ثنائي كلورو ميثان، ثنائي كلورو إيثان، سيكلوهكسان). وجدنا أن الكلوروفورم وثنائي كلورو ميثان هما الأكثر فعالية ضد المادة الصلبة مقارنة ببقية المذيبات، لكننا اعتمدنا ثنائي كلورو ميثان كمحلول لأن خواصه أفضل من خواص الكلوروفورم وهي مادة تستخدم في التخدير. **كلمات مفتاحية:** غاز طبيعي؛ ترطيب؛ ثلاثي إيثيلين جلايكول؛ المذيبات؛ أورهود.

Résumé

Le gaz naturel contient toujours de l'eau, La vapeur d'eau peut provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou se condenser et favoriser la corrosion ou entraîner des problèmes d'opérabilité. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz par une technique de traitement approprié.

On déshydrate le gaz naturel selon les spécifications du client concernant la teneur maximale en eau. Le procédé de déshydratation le plus courant est l'absorption de vapeur d'eau dans le triéthylène glycol (TEG), un déshydratant liquide.

Mais ce processus n'est pas sans problèmes et obstacles ; Par exemple le problème du le blocage du transformateur à plaques dans la section de recyclage du glycol, nous avons constaté que le solide formé est :76 % paraffine, 14% lis asphalte et10% de résidus.

Nous avons donc proposé quelques solvants en plus du solvant utilisé par le laboratoire d'analyse Ourhoud, et nous avons comparé l'efficacité et la perméabilité de ces solvants (Ethyle acétate, Chloroforme, Dichlorométhane, Dichloroéthane, Cyclohexane).

Nous avons constaté que le chloroforme et le dichlorométhane sont les plus efficaces contre le solide par rapport au reste des solvants, mais nous avons adopté le dichlorométhane comme solution car ses propriétés sont meilleures que celles du chloroforme, qui est une substance utilisée en anesthésie.

Mots clés : Le Gaz Natural ; Déshydratation ; Le triéthylène glycol ; les solvants ; Ourhoud.

Abstract

Natural gas always contains water. Water vapor can form hydrates, solidify or condense and promote corrosion or lead to operability problems. To avoid these phenomena, it is necessary to reduce the water content of the gas with an appropriate treatment technique.

Natural gas is dehydrated to customer specifications for maximum water content. The most common dehydration process is the absorption of water vapor in triéthylène glycol (TEG), a liquid desiccant.

But this process is not without problems and obstacles; For example, the problem of blockage of the plate transformer in the glycol recycling section, we found that the solid formed is: 76% paraffin, 14% asphalt, and 10% residue.

Therefore proposed a few solvents in addition to the solvent used by the Ourhoud analysis laboratory and we compared the efficiency and permeability of these solvents (Ethyl acetate, Chloroform, Dichloromethane, Dichloroethane, Cyclohexane).

We found that chloroform and dichloromethane are the most effective against the solid compared to the rest of the solvents, but we adopted dichloromethane as the solution because its properties are better than those of chloroform, which is a substance, are used in anesthesia.

Keywords: Natural gas; Hydration; Triéthylène glycol; solvents; Ourhoud.