



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPEREUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCEDES



N° ordre...../MGP2019

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN GENIE DES PROCEDES

Option: GENIE PETROCHIMIQUE

Par

ABBAD Sid Ali

**Etude et optimisation de la section de déshydratation de
l'unité FGL, IN AMINAS, ILIZI**

Soutenu le 16 JUILLET 2019 devant le jury composé de :

Président :	DJ. MEKHATRIA	MCB	Université de Mostaganem.
Examinatrice :	Z. MOHAMED SEGHIR	MMA	Université de Mostaganem.
Encadrant :	M. DJENNAD	Pr	Université de Mostaganem.

Année Universitaire 2018/2019

Remerciements

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

Nous présentons nos sincères remerciements à tous les personnels du groupement (sonatrach sinopec)

Nous remercions Pr. M. DJENNAD, notre encadreur pour sa bienveillance, son suivi et ses suggestions pour l'accomplissement de ce travail.

Nous remercions aussi Mm. MOHAMED SEGHIR et Dr.MEKHATRIA pour le suivi de notre travail.

Nous exprimons toute notre reconnaissance à ALOUANI MAHDI et tous les ingénieurs du service gas-lift AMINE, HAMZA, et ADEL qui nous a généreusement aidé.

A la fin nous remercions tous nos amis qui nous ont soutenus durant ce travail,

Dédicaces

Dédie ce travail qui n'aura jamais pu voir le jour sans le soutien indéfectible et sans limite de mes chers parents qui ne cessent de donner avec amour et fournir le nécessaire pour que je puisse arriver à ce que je suis aujourd'hui.

Que dieu vous protège et que la réussite soit toujours à ma portée pour que je puisse vous combler de bonheur.

- *A mes chers frères et sœurs.*

- *A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin durant les moments difficiles.*

*« People don't care how much you know, until they know how much you care »
J.C.Maxwell*

ملخص

وجود الماء في الغاز الطبيعي يسبب عدة مشاكل أثناء عملية المعالجة وكذلك أثناء النقل, ولأجل تجنب هذه المشاكل نستعمل عدة أنواع لتجفيف الغاز بعد انخفاض ضغط الغاز الخام على مستوى مركب التصفية بأوهانت ومع تناقص معدل التغذية بالمقارنة مع معدل التغذية في التصميم , الغربال الجزيئي يضمن عملية التجفيف لكن باستغلال جزئي لوحدات الغربال الجزيئي الهدف من هذه الدراسة هو تحسين دورة الزمن على مستوى وحدة تجفيف الغاز وكتلة الغربال الجزيئي ليكون هناك استخدام أمثل بالنسبة لشحنة الغربال الجزيئي و زيادة مدة استخدام هذه الأخيرة وبالتالي الحد من عدد من التغييرات الكلمات المفتاح: الغاز, تجفيف الغاز, شحنة الغربال الجزيئي, مجفف الغاز

Résumé :

La présence de l'eau dans le gaz naturel peut causer des problèmes dans le traitement et aussi dans le transport, pour éviter ses problèmes on applique plusieurs types de déshydratation.

Suite à la chute de pression dans le gisement d'Ohanet avec la diminution de débit

d'alimentation par rapport au débit de design, les déshydrateurs assurent la déshydratation du gaz mais ils sont sous exploités.

Dans ce travail, nous étudions l'optimisation du temps de cycle de la section déshydratation de gaz et la masse du tamis moléculaire pour avoir une meilleure exploitation des tamis et l'augmentation la durée d'utilisation de ces derniers

Mot clés : Gaz, déshydratation, tamis moléculaire, déshydrateur.

Summary:

The presence of water in the natural gas may cause problems in the treatment and also in transport, so, several types of dehydration should be applied in order to avoid these problems.

Continuation of the pressure drop in deposit Ohanet with the reduction of the feed rate compared to the design flow, the dehydrators ensure the gas dehydration but they are not exploited.

In this work, we study the optimizing of the cycle time of the gas dehydration section and the mass of the molecular sieves to have a better exploitation of sieves and also an increase of their time of use.

Key words: Gas, dehydration, molecular sieves, dehydrator.

Sommaire

Liste des abréviations	1
Liste des tableaux	2
Liste des figures	3
Introduction générale	5
<i>CHAPITRE I : DESCRIPTION DU CHAMP ZARZAITINE</i>	6
I.1. Présentation du groupement SONATRACH-SINOPEC	6
I.2. Présentation du champ zarzaitine	6
I.2.1. Situation géographique.....	6
I.2.2. Historique sur le gisement de ZARZAITINE	8
I.3. Production d'huile des réservoirs du gisement	8
I.4. Présentation de la direction de zarzaitine	9
I.4.1. Département Exploitation	10
I.5. Les différentes unités présentes dans le champ de zarzaitine:	10
I.5.1. Centre de séparation :	10
I.5.2. Centre de stockage d'huile brute (C4) :	11
I.5.3. Centre de traitement des eaux (CTE) :	12
I.5.4. Centre principale d'injection d'eau (CPIE) :	13
I.6.5. L'unité FGL (fermeture gaz lift)	14
I.6.6. Un package des produits chimiques	15
I.7. Présentation du l'unité FGL :	15
I.7.1 Introduction	15
I.7.2 Configuration de circulation de gaz de process	15
I.8. Unité FGL	16
I.8.1. Unité de compression de gaz.....	16
I.8.2. Unité de déshydratation de gaz	18
I.8.3. Gas produit	19
I.8.4. Système de gaz combustible	20
I.8.5. Système de torche.....	20
<i>CHAPITRE II : TECHNIQUE DE LA DESHYDRATATION</i>	21
II.1. Introduction.....	21
II.2. Composition chimique du gaz naturel	21
II.3. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel	21
II.4. Les hydrates	22
II.4.1 Définition	22
II.4.2 Types des hydrates	22
II.4.3 Les conditions de formations des hydrates	22
II.4.4 Pourquoi déshydrater le gaz lift ?	22
II.4.5 Prévention des hydrates	23

II.5. La déshydratation	24
II.5.1 Principe de la déshydratation	24
II.5.2. Différents procédés de déshydratation	24
CHAPITRE III : ASPECT THEORIQUE D'ADSORPTION	25
III.6. Introduction	25
III.7. Définition de l'adsorption.....	25
III.8. Les différents types d'adsorbants	25
III.9. Etape de l'adsorption	26
III.9.1 L'adsorption	26
III.9.2 La régénération chaude.....	26
III.9.3 La régénération froide	27
III.10. Les avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption.....	27
III.11. Description de la section de déshydratation	28
III.11.1 Composants du Système :	28
III.12. Rôle de Chaque Composant	28
III.13. Fonction totale du Système	29
III.14. Les étapes de la déshydratation	29
III.14.1 L'adsorption	29
III.14.2 Régénération chaude (Chauffage du tamis moléculaire).....	29
III .14.3 Régénération froide (Refroidissement du tamis moléculaire).....	30
III.15. Fiche technique des déshydrateurs T-303 A/B/C	31
III.16. La Composition du gaz alimentant les sécheurs.....	32
III.16.1. L'adsorption	32
III.16.2 La régénération	32
CHAPITRE IV : PARTIE CALCUL	33
IV.1. Problématique.....	33
IV.2. Les conditions actuelles :	34
IV.2.1. Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :	34
IV.2.2. Composition actuelle du gaz à l'entrée du déshydrateur :	34
IV.2.3. Conditions opératoires actuelles :	34
IV. 3. Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :	35
IV.3.1. Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange.....	35
IV.3.2. Calcul du facteur de compressibilité Z.....	36
IV.3.3. Calcul de densité relative du gaz.....	36
IV.3.4. Calcul de la masse volumique du gaz	36
IV.3.5. Calcul du diamètre minimum de la colonne.....	37
IV .3.6. Calcul de la hauteur du lit.....	38
IV.3.7 La masse totale du lit.....	39
IV.3.8. Quantité d'eau adsorbée.....	39

IV.3.9. Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur	40
IV.4. Résultats des calculs obtenus	42
IV.4.1. Comparaison des résultats obtenus avec ceux installés	42
IV.5. Optimisation du temps de cycle du cas actuel	43
IV.5.1. Détermination du temps de rupture	44
IV.5.2. Répartition des temps du cycle	45
IV.5.3. Comparaison des résultats	45
IV.6. Interprétation Des Résultats	46
CONCLUSION	47
Bibliographies	48
Les Annexes	49

Liste des abréviations

GSS :	Groupement Sonatrach-Sinopec.
CTE :	Centre de traitement des eaux.
NCPIE :	Nouveau centre principal d'injection d'eau.
C4 :	Centre de stockage de pétrole brut.
CPIE :	Centre principal d'injection d'eau.
FGL :	Fermeture gaz lift.
EXP/GSS :	Service exploitation de GSS.
AMDEC :	Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité
SGP :	Séparateur gravitaire sous pression.
NGP :	Vitesse turbine de générateur de gaz exprimée en pourcentage.
NPT :	Vitesse turbine de puissance exprimée en pourcentage.
FGS :	Fire gas system (système de détection de gaz et incendie).
BP :	Basse pression.
MP :	Moyenne pression.
HP :	Haute pression.
pH :	Potentiel hydrogène.
NTU :	Néphélogétrie Turbidity Unit (unité de mesure de la turbidité).
m³/h	Mètre cube par heure.
L/h :	Litre par heure.
mg/L	Milligramme par litre.
Kg/m³	Kilogramme par mètre cube.
PPM	Partie par million.

Liste des tableaux

Tableau 1 <i>Les principales caractéristiques physiques des adsorbants</i>	26
Tableau 2 <i>Cycle d'adsorption et régénération.</i>	30
Tableau 3 <i>Fiche technique des déshydrateurs T-303 A/B/C</i>	31
Tableau 4 <i>la Composition du gaz d'adsorption</i>	32
Tableau 5 <i>La Composition du gaz de régénération</i>	32
Tableau 6 <i>Composition du gaz d'adsorption</i>	34
Tableau 7 <i>Composition du gaz de régénération</i>	34
Tableau 8 <i>Propriétés critiques du gaz</i>	35
Tableau 9 <i>Résultats de calcul</i>	42
Tableau 10 <i>Comparaison des résultats</i>	42
Tableau 11 <i>Répartition du temps des cycles</i>	45
Tableau 12 <i>Comparaison des résultats</i>	45

Liste des figures

Figure 1: <i>Position géographique de la région d'In Amenas.</i>	7
Figure 2: <i>Champs pétroliers de la région d'IN amenas.</i>	8
Figure 3: <i>Présentation de la direction de Groupement Sonatrach-Sinopec</i>	9
Figure 4: <i>Organigramme du département Exploitation</i>	10
Figure 5: <i>Les centres de séparation huile/eau/gaz.</i>	11
Figure 6: <i>Centre de traitement des eaux</i>	12
Figure 7: <i>poste à gaz et les aéro d'huile</i>	17
Figure 8 <i>Unité de déshydratation de gaz.</i>	19
Figure 9 <i>Structures des hydrates.</i>	22
Figure 10 <i>bouchon d'hydrate</i>	23
Figure 11 <i>Procédé de déshydratation par adsorption.</i>	24
Figure 12 <i>Les différentes étapes de l'adsorption.</i>	26
Figure 13 <i>Représentation de la masse utilisée du tamis après le cycle d'adsorption</i>	43
Figure 14 <i>Variation de la masse du tamis en fonction du temps d'adsorption.</i>	44

Liste des annexes

Annexe 1: Fiche technique de dessiccateur.....	49
Annexe 2: Constantes pour l'estimation de la chaleur spécifique du gaz.....	51
Annexe 3 : Paramètres de réglage de l'unité FG.....	52
Annexe 4 : Composition de la charge de design.....	54
Annexe 5: propriétés critiques des constituants du gaz naturel.....	54
Annexe 6 : Fiche technique du tamis moléculaire UOP-UI-94.....	55
Annexe 7 : Tableau de conversion.....	56
Annexe 8: schéma PFD du l'unité de deshydratation.....	57

Introduction générale

Les Hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée pour le bon fonctionnement de l'économie mondiale et ils continueront à jouer ce rôle stratégique dans l'économie des pays et parfois ils influent beaucoup dans la politique internationale. Le secteur des hydrocarbures est le pilier de l'économie nationale, actuellement 98% des recettes à l'exportation de la vente des hydrocarbures qui sont la principale source de financement de tous les projets.

Suite aux efforts déployés, la SONATRACH se positionne en tant que groupe d'envergure parmi les firmes internationales, elle maîtrise tous les métiers relatifs aux hydrocarbures, depuis la recherche, l'exploitation, la production jusqu'à la transformation des hydrocarbures et leurs dérivées.

La déshydratation est une étape essentielle dans le traitement du gaz naturel et cela pour acquies les spécifications exigées lors de son transport, l'élimination de l'eau est requise pour éviter la condensation et l'apparition d'une phase aqueuse, qui peut induire la corrosion et la formation d'hydrates dans le réseau du transport.

L'objectif de notre travail consiste d'optimisation des paramètres de fonctionnement de la section de déshydratation de l'unité Fermeture Gaz Lift « FGL ».

Nous présenterons dans un premier lieu une description du champ de ZARZAITINE. Nous détaillerons, par la suite dans une seconde partie, le procédé de traitement de gaz au niveau de l'FGL et dans une troisième partie des généralités sur le procédé de déshydrations du gaz naturel.

Le 4ème chapitre sera consacré exclusivement à notre travail en proposant un programme de calcul, avec lequel nous déterminerons les paramètres optimaux de fonctionnement de la section de déshydratation. Les résultats obtenus seront, par la suite, discutés.

Nous terminerons ce présent travail par une conclusion générale et des recommandations.

CHAPITRE I : DESCRIPTION DU CHAMP ZARZAITINE

I.1. Présentation du groupement SONATRACH-SINOPEC

Le Groupement Sonatrach-Sinopec est un opérateur pour le compte des partenaires Sonatrach-Sinopec dans le cadre du contrat de partage de production pour l'augmentation des réserves de pétrole brut en place du Gisement de Zarzaitine.

Il vise à porter à 50% le taux de récupération des réserves d'huile de ce gisement par la réalisation d'un grand programme de travaux qui prévoit le forage d'une quarantaine de puits, la construction de nouvelles installations pour l'injection d'eau et la production du brut et un projet d'injection de gaz miscible, 525 millions de dollars seront investis pour cela, dont 75% seront financés par Sinopec qui paiera en outre un bonus de 41 millions de dollars.

La participation de Sonatrach à l'investissement du projet se fera à hauteur de 25% et la durée du contrat est de vingt ans. (SONATRACH, 2007).

I.2. Présentation du champ zarzaitine

I.2.1. Situation géographique

Le champ de ZARZAITINE est situé dans le bassin d'ILLIZI à 1600 Km au sud-est d'Alger, à 35 km à l'Est de la localité d'In Amenas, à proximité de la frontière libyenne Elle se trouve précisément entre les méridiens 9° 20' et les parallèles 28° 10' et 28° 20' au Sud Est de L'ALGERIE. Il est constitué de champs pétrolifères et gazifières, de position disparate et distante parfois de plus de 200 km.



Figure 1: Position géographique de la région d'In Amenas.

Géographiquement, la région d'In-Aménas est limitée au Nord selon l'axe (d'Est en Ouest) par OuanTaradjeli, Taouratine, Irlalène, West-Ihansatene et Tihigaline. Au Sud (d'Est en Ouest) par Amenaned, InTeria, Tin-Mezoratine, Assekaifaf, Tihigaline et Couloir à l'Est par la frontière Algéro-libyenne et à l'Ouest par l'Erg ISSAOUANE. La région dont le siège est à In-Aménas, a été scindée en plusieurs secteurs d'exploitation : secteur Nord, secteur Est et secteur Ouest. Ces secteurs sont eux-mêmes composés de gisements énumérés ci-après par ordre d'importance

Secteur Nord : Géographiquement, la région d'In-Aménas est limitée au Nord selon l'axe (d'Est en Ouest) par OuanTaradjeli, Taouratine, Irlalène, West-Ihansatene et Tihigaline. Au Sud (d'Est en Ouest) par Amenaned, InTeria, Tin-Mezoratine, Assekaifaf, Tihigaline et Couloir à l'Est par la frontière Algéro-libyenne et à l'Ouest par l'Erg ISSAOUANE. La région dont le siège est à In-Aménas, a été scindée en plusieurs secteurs d'exploitation secteur Nord, secteur Est et secteur Ouest. Ces secteurs sont eux-mêmes composés de gisements énumérés ci-après par ordre d'importance

Secteur Nord :

ZARZAITINE + ZARZAITINE NORD EST (ZRNE) + NORD IN AMENAS

ZARZAITINE+ sont situés à 30 km à l'Est d'In-Aménas près de la frontière Algéro-Libyenne. Les réservoirs du Dévonien Inférieur à la profondeur de 1270 m et fut mis en production en 1960. Il s'agit d'un gisement d'huile surmonté d'un gas-cap et soumis à un aquifère actif.

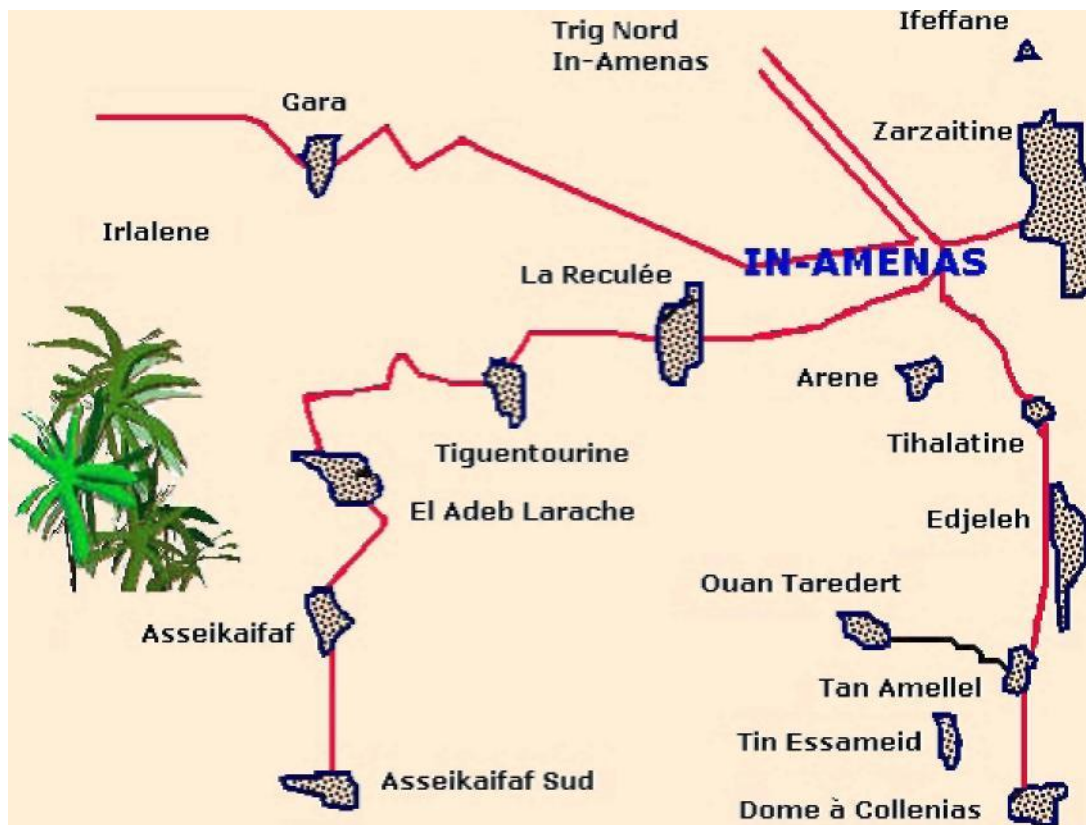


Figure 2: Champs pétroliers de la région d'IN amenas

I.2.2. Historique sur le gisement de ZARZAITINE

- Le Gisement de Zarzaitine a été découvert en 1957 par le forage du puits ZR01.
- L'huile a été mise en évidence avec le forage du puits ZR2 en janvier 1958.
- L'Exploitation du gisement a commencé en 1960.
- Le gisement a été produit en déplétion naturelle jusqu'en décembre 1965.
- Le maintien de pression par injection d'eau dans le réservoir principal, Dévonien F4 a débuté en 1965 et celle d'injection de gaz lift depuis 1985.

I.3. Production d'huile des réservoirs du gisement

- La productivité du réservoir F4 a atteint sa valeur maximale en 1962 (Le pic de production) avec une production d'huile de $897.5758 \cdot 10^4 \text{ m}^3$ soit un taux de récupération de 2.64%.
- Les réservoirs secondaires sont mis successivement en production de 1963 à 1965 ; (régime de drainage naturel). Durant cette période, plusieurs puits ont été fermés suite à leurs GOR élevés (allant jusqu'à $700 \text{ m}^3/\text{m}^3$).
- Actuellement, le gisement produit avec 82 puits d'huile de l'ensemble de tous les puits forés et/ou implantés, dont 78 puits exploités sur le "F4", 3 puits sur le Carbonifère et un (01) puits sur le "F2".

- Le nombre de puits injecteur sur le F4 est de 36 puits ;
- La production d'huile (Début 2013) est de l'ordre de 3000 m³/j avec un pourcentage d'eau (Water cut) de 30% et un GOR de 125 m³/m³ ;
- La production d'huile cumulée depuis l'origine (soutirage depuis la mise en exploitation du gisement de Zarzaitine) est 149.3.10⁶m³ ce qui représente un taux de récupération de l'ordre de 40.6% des réserves en place ;
- Le champ a été arrêté durant dix-huit mois à compter du mois de novembre 2009. Tous les puits (producteurs et injecteurs) ont été fermés suite à un problème technique survenu sur les installations de surface ;
- Le redémarrage du champ a été le mois de mai 2011, après rétablissement des installations de surface.

I.4. Présentation de la direction de zarzaitine

La direction régionale de GSS, fait partie de la division production de l'entreprise SONATRACH. Elle est chargée de la production du pétrole du champ de zarzaitine et de la gestion de tous les départements qui lui sont rattachées.

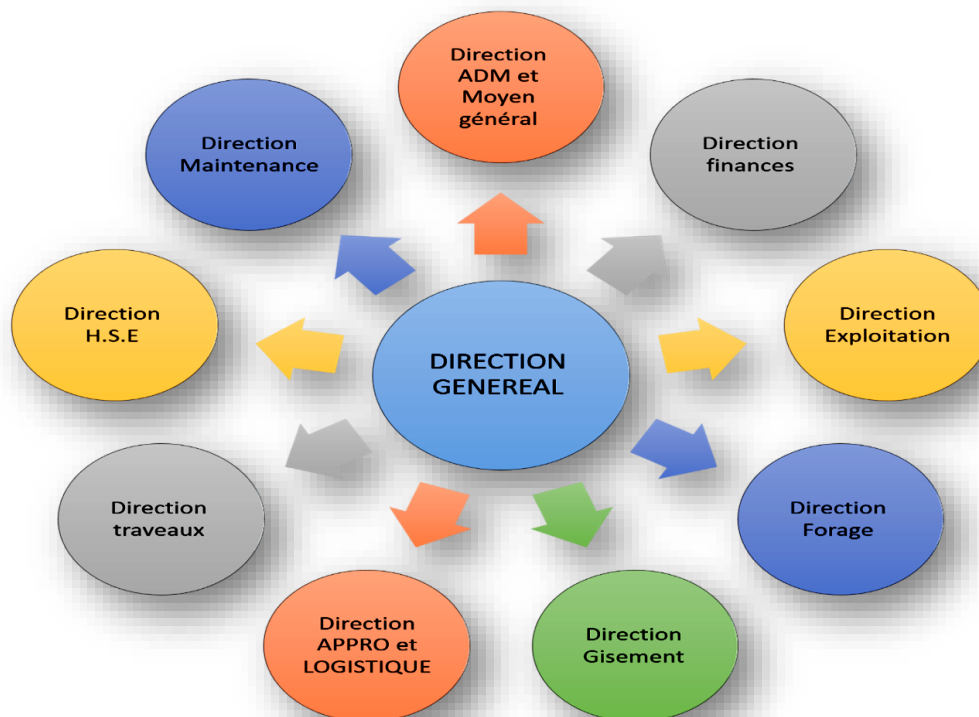


Figure 3:Présentation de la direction de Groupement Sonatrach-Sinopec

La direction régionale GSS constituée de Trois départements techniques :

- Département Engineering/ production.
- Département exploitation.
- Département maintenance.

I.4.1. Département Exploitation

Le département **d'exploitation** est chargée de l'exploitation de l'huile, du gaz et de l'eau à partir des têtes de puits jusqu'à leur expédition, elle chargée entre autre de la gestion des installations de surfaces.

Le département exploitation est composé de trois départements ci-après :

- Département huile
- Département eau
- Département fermeture gaz lift

I.4.1.1. Organigramme du département Exploitation

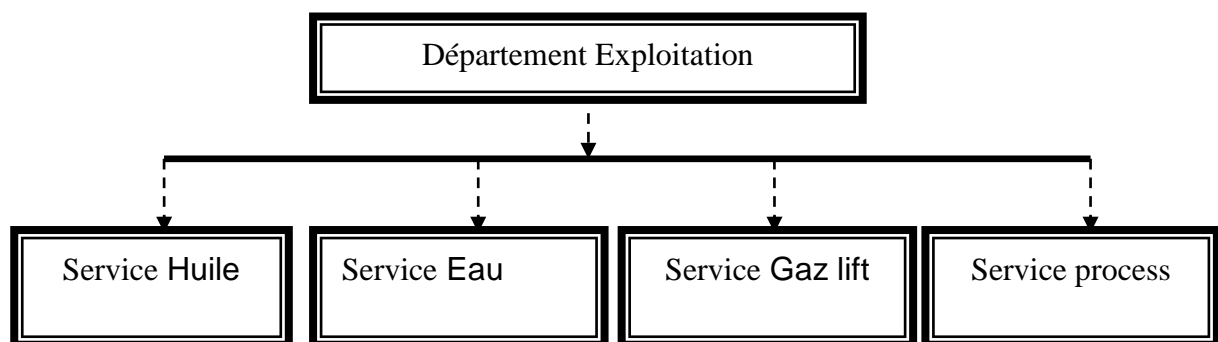


Figure 4: Organigramme du département Exploitation

I.5. Les différentes unités présentes dans le champ de zarzaitine:

Le champ existant se compose des puits ; des lignes d'écoulement, et des unités suivantes :

- CS (1- 8) : différents centres de séparation.
- C4 : Centre de stockage d'huile brute.
- CTE : Centre de traitement de l'eau produite.
- CPIE : Centre d'injection d'eau existant.
- FGL : unité fermeture gaz-lift.

I.5.1. Centre de séparation :

Le champ de Zarzaitine est composé de 8 Centres de séparation qui sert à séparer le brut, après séparation on obtient l'eau, le gaz et le brut.

Le Centre de séparation comprend généralement : un manifold arrivée de puits qui est composé

de 3 lignes (2 lignes 8'' des eaux A, des eaux F et une ligne 4'' pour des tests de puits)

- un séparateur A (l'eau de l'injection).
- un séparateur F (l'eau de formation).
- un séparateur test.
- manifold départ vers le Centre de stockage.
- La séparation est tri-phasique (Eau –Huile –Gaz) et se passe à basse pression (Maxi bar).
- Le gaz est récupéré par FGL ou envoyé sur torche.
- l'eau A est récupéré par CTIE (Centre de traitement et injection de l'eau) et l'huile vers le centre de stockage C4.



Figure 5: Les centres de séparation huile/eau/gaz

I.5.2. Centre de stockage d'huile brute (C4) :

Dans le C4 l'huile arrivera au manifold de réception puis au blowcase (Existe seulement dans cette unité de Zarzaitine) pour le renvoyer au bac de stockage avant de destiner à In-Amenas à travers le système de comptage fiscal et un pipeline de 28 km.

le brute arrive au manifold de réception avec une pression de 0,48 bar, il est soumis au niveau de la conduite entre le manifold et le blowcase à des types d'injection :

- Injection de des émulsifiant pour faciliter la séparation d'eau et gaz.
- Injection de l'inhibiteur de corrosion pour éviter la corrosion des différents équipements.
- Injection de l'anti incrustant.
- Au niveau de C4 il y a des différentes unités :
- LE BLOWCASE
- les bacs de stockages

- Système d'eau utilitaire.
- Réservoir de mousses et système de dosage.
- Pompe électrique et diesel d'eau d'incendie.
- Pompe d'expédition de brut.
- Plateforme de comptage du transfert de garde.

I.5.3. Centre de traitement des eaux (CTE) :

Le Centre de traitement d'eau CTE mis en service en décembre 2012, ayant une capacité de traitement de 11 000 m³ d'eau/j. L'objet de cette unité est :

- Valoriser l'eau séparée d'huile au niveau des centres de séparation et de centre de stockage (qui a été avant jeté au borbier) afin de la réinjecter dans le gisement.
- Récupérer l'huile en suspension dans l'eau à traiter.

Remarque : L'unité CTE présente un avantage économique par rapport au borbier parce qu'au niveau de ce dernier nous aurons une perte d'eau qui va évaporer à cause

De la grande température, en effet on conclure que le CTE nous permet de travailler dans un cycle fermé ça veut dire récupérer l'eau et l'envoyer vers le CPIE.

Cette unité est conçue à recevoir l'eau de type A (l'eau d'injection) de huit centres de séparation (CS1 à CS8) et centre de stockage du brut (C 4). Pour subir un stade de traitement qui passera par trois étapes commençant par une décantation dans les Bacs E03, E04 et séparateur gravitaire sous pression. Puis une séparation dans des filtres à double lit ensuite dans des filtres fin, enfin cette eau traitée sera stockée et prête pour l'envoyer vers le CPIE pour l'injection au niveau des puits.



Figure 6: Centre de traitement des eaux

Les installations existantes au centre de traitement des eaux sont les suivantes :

- Deux Turbopompes de puissance 1000 KW chacune avec débit 250 m³/h à 85 bars

- Deux bacs de stockage d'eau de 2000 m³ chacun.
- Un poste à gaz pour l'alimentation des turbines.
- Deux bacs de stockage d'eau de 1000 m³ chacun.
- Batteries de séparation et filtration (moyenne et Fine).
- Deux Bacs de récupération de brut 69 m³.
- Pompes de transfert et système de lavage.
- Skids d'injection de produits chimiques.
- Sous station électrique 5,5kv/0,4kv avec un groupe diesel.
- Système de télésurveillance CCTV.
- Réseaux de collectes reliant CTE et les 08 centres séparation

Il s'avère nécessaire de réaliser deux unités, une pour le traitement des eaux huileuses (CTE) et l'autre pour l'injection d'eau au niveau du gisement (CPIE).

I.5.3.1. Nouveau Centre d'Injection d'Eau (NCPIE):

Le nouveau centre d'injection d'eau (NCPIE) ayant une capacité d'injection de 11 000 m³/jour. La totalité des eaux traitées au niveau du centre de traitement (CTE) seront récupérées et stockées au niveau des bacs de stockage E₁ et E₂, puis reprises par des pompes d'injection vers le gisement à travers une dorsale principale.

L'eau d'injection est reçue à l'aspiration des turbopompes à travers un filtre. La turbopompe d'injection d'eau est composée d'une pompe centrifuge multicellulaire. Neuf étages sont utilisés pour développer les 86 bars à la décharge de pompe et au débit de 219 m³/h. Les pompes sont équipées de vanne de recirculation automatique à trois voies à chaque décharge de pompe pour éviter que la pompe fonctionne à la pression d'arrêt. La vanne motorisée d'isolement est installée à la décharge de pompe avec élément de mesure magnétique de débit.

A cet égard le groupement GSS a développé ce centre de traitement des eaux afin de :

- Récupérer l'huile de l'eau traitée.
- Réinjecter l'eau traitée dans le gisement.

I.5.4. Centre principale d'injection d'eau (CPIE) :

Le CPIE est un centre d'injection d'eau sous pression dans les puits injecteurs d'eau en base du gisement ou en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera les hydrocarbures vers les puits producteurs d'huile tout en maintenant la pression dans le réservoir. Le but de ce procédé est d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélérer la production. L'eau d'injection du champ de *Zarzaitine* provient de la couche carbonifère (profondeur : 800m) des trois champs : *Iffefane*, *Nord In-Amenas*, et *SPL*. (Puits Producteurs d'Eau.

Le centre principal d'injection d'eau contient les installations suivantes :

- 03 turbines à gaz et trois pompes centrifuges.
- 02 Turbopompes de 3500 KW chacune avec un débit de 750 m³/h à P= 85bars.
- 02 bacs de stockage d'eau 2 300 m³ chacun.
- Une sous station électrique 30kv/0,4kv munie d'un groupe électrogène diesel.
- Un système de télésurveillance CCTV.
- Une unité d'injection de produits chimiques.
- Un poste de traitement du fuel gaz turbines.
- Un nouveau manifold de réception d'eau.

I.6.5. L'unité FGL (fermeture gaz lift)

L'unité FGL (fermeture gaz lift) assure la compression des gaz MP et BP provenant des centres satellites et de puits producteur d'eaux, pour servir de gaz lift aux puits producteurs d'huile et eau du champ de Zarzaitine. Réalisé de 1982 à 1985, elle a pour but :

- Récupération des gaz torchés ;
- Récupération des condensats contenus dans le gaz ;
- Alimentation des puits producteurs d'huile et puits producteurs d'eau en gaz lift.
- Les gaz BP et MP sont admis respectivement à une pression de 1.25 bar et de 3.5 bars et comprimé à la pression de refoulement de 82 bars.
- Design de traitement : 4 300 000 STM³/J.

Installations existantes :

Trois trains de compression dont chacun est composé de :

- 01 Turbine à gaz de type 5002.
- 01 Compresseur BP.
- 01 multiplicateur de vitesse.
- 01 compresseur HP.
- Un système de contrôle Mark II.
- Une batterie de refroidissement du gaz de process.
- Une batterie de refroidissement d'huile de lubrification.
- Une unité de dégazage de l'huile polluée.

Les Communs :

- Manifold d'entrée.
- Section de traitement de gaz.
- Section des sécheurs de gaz.
- Un système de récupération de condensât.

Section utilités :

- La ligne torche.
- Système de détection et protection anti-incendie.
- Section boosting à C4

I.6.6. Un package des produits chimiques

- Section de compression d'air instrument ;
- Section de production de gaz inerte.
- Une sous-station électrique.
- Un bâtiment de contrôle avec laboratoire.

I.7. Présentation du l'unité FGL :

I.7.1 Introduction

La station FGL (fermeture gaz lift) assure la compression des gaz MP et BP provenant des centres satellites et des puits producteurs d'eaux, pour servir de gaz lift aux puits producteurs d'huile et eau du champ de Zarzaitine.

Cette station est réalisée en 1985 par Mitsubishi, elle a pour but :

- Récupération des gaz torchés ;
- Récupération des condensats contenus dans le gaz ;
- Injection des Gaz Lift pour le maintien de pression des puits producteurs d'huile et des puits producteurs d'eau. (Mitsubishi Heavy Industries, LTD, 1983)

Les gaz BP et MP sont admis respectivement à une pression de 1.25 bar et de 3.5 bars et comprimé à la pression de refoulement de 86 bars. La capacité de traitement (Cas Design) est 4,3 106 M3/J. La station FGL est composée de trois (03) trains, le schéma de fonctionnement est représenté dans la figure ci-dessous.

I.7.2 Configuration de circulation de gaz de process

I.7.2.1. Canalisation à gaz BP

Le gaz de formation et le gaz de gas-lift huile prélevés de la ligne de torche de chaque centre de séparation CS1 à CS8 et C4 sont collectés par les canalisations de gaz basse pression enterrées qui introduisent les gaz dans l'Unité.

- CS1 → CS2 → CS3 → Unité
- CS7 → CS6 → CS5 → CS4 → Unité
- CS8 → Unité
- C4 → Unité

Ils sont réunis dans l'Unité FGL.

I.7.2.2. Canalisation à gaz MP

Le gaz de gas-lift eau prélevé des séparateurs de gaz/eau des centres IFN eau, ZR NE, ZR et CPIE. Ces gaz sont dirigés à CPIE. Les gaz collectés à CPIE sont ensuite envoyés à l'Unité par une canalisation enterrée.

I.8. Unité FGL

L'Unité est constituée de 3 trains de compression de gaz incluant un système de récupération des condensats, d'une section de déshydratation de gaz et des autres systèmes auxiliaires.

I.8.1. Unité de compression de gaz

I.8.1.1. Traitement de gaz d'alimentation

Quatre (4) canalisations de gaz basse pression enterrées remontent au-dessus du niveau du sol à la limite de batterie de l'Unité. Chaque canalisation est équipée d'une vanne de sectionnement.

A la limite de batterie de l'Unité, les canalisations sont mises ensemble et le gaz de process est introduit dans le séparateur d'entrée BP, B-310 puis B301.

Le B-310 et B301 peut recueillir des liquides qui pourraient être éventuellement amenés à travers les canalisations. Les drains liquides et/ou bouchons d'eau sont envoyés au puisard de vidange pour récupérer les condensats. Le gaz de process allant au B-301 est sous régulation de pression par une vanne de régulation pour stabiliser la pression d'aspiration de compresseur. Le gaz est ensuite divisé en trois et ils sont introduits dans les trois trains de compression parallèles. Le gaz basse pression est dirigé aux micro-scrubbers BP, F-301 A, B, C correspondants aux trois trains de compression.

Ensuite le gaz est introduit à l'aspiration du 1er étage des K-303 A, B, C. La pression d'aspiration au 1er étage est contrôlée par une vanne de régulation de pression d'aspiration, qui prévient la fluctuation de la pression d'aspiration, et elle est aussi contrôlée par le système anti-pompage qui protège la pression d'aspiration pour ne pas être au-dessous de la pression atmosphérique.

La canalisation de gaz moyenne pression est installée pour la collection de gaz de gas-lift eau. Une canalisation enterrée pour l'Unité remonte au-dessus du niveau du sol à la limite de batterie de l'Unité.

Le gaz moyenne pression est traité de la même manière que le gaz basse pression. Le gaz moyenne pression est introduit au séparateur d'entrée MP, B-320 et B302.

Le gaz pour la combustible basse pression et le gaz opération de torche/de pilote sont répartis juste après le B-302. Le gaz moyenne pression est ensuite réparti en trois et ils sont introduits aux trois trains de compression parallèles. Le débit de gaz moyenne pression est contrôlé par une vanne de contrôle de pression et ensuite le gaz est dirigé aux micro-scrubbers MP, F-302 A, B, C.

Les drains et/ou les bouchons d'eau dans le B-302 sont envoyés au B-303, et les drains des F-302 A, B, C sont envoyés au puisard pour récupérer les condensats.

I.8.1.2 Compression par trois trains de compression parallèles

Le gaz BP est envoyé au 1er étage du compresseur de gaz K-303, et le gaz MP au 2ème étage comme l'alimentation supplémentaire. Le gaz de process est comprimé à une pression D'environ 6 à 8 bars abs. Au refoulement 2ème étage. La pression varie selon les variations de composition, de Température et de débit de gaz. Le gaz de refoulement 2ème étage est refroidi par le 1er refroidisseur intermédiaire E-301. Le gaz refroidi est envoyé au contacteur V-305. Le V-305 remplit la fonction d'absorbeur. Le V-305 absorbe des hydrocarbures lourds contenus dans le gaz de refoulement du 2ème étage en utilisant les condensats retournés du 2ème Scrubber inter-étage V-302. Le V-305 remplit aussi la fonction de stripper. Le V-305 enlève des hydrocarbures légers dans les condensats retournés du V-302 par le gaz de refoulement du 2ème étage. Des particules liquides dans le gaz provenant du V-305 sont éliminées par le 1^{er} scrubber inter-étage V-301 et ce gaz est envoyé au 3ème étage du compresseur de gaz. Le niveau de la pression au refoulement 3ème étage est d'environ 40 bars abs. Le gaz combustible pour la turbine à gaz d'entraînement de compresseur, est séparé du gaz de refoulement 3ème étage.

Le gaz est ensuite refroidi par le 2ème refroidisseur intermédiaire E-202 jusqu'à 55°C - 40°C.

. Le gaz est dirigé au 4ème étage de compresseur de gaz et comprimé à 99,8 bars abs. Le gaz de refoulement 4^{ème} étage est refroidi par le post-refroidisseur E-303 à 55°C. Le gaz et les condensats refroidis sont introduits au scrubber de sortie V-303. Là, les drains sont dirigés vers le V-302. Ensuite, les gaz des trois trains de compression parallèles se rejoignent et sont dirigés à la section de déshydratation.



Figure 7: poste à gaz et les aéro d'huile

I.8.1.3. Système anti-pompage pour les 3ème et 4ème étages

La formation d'hydrates en aval des vannes anti-pompage des 3ème et 4ème étages est empêchée en mélangeant le gaz de refoulement chaud de l'étage respectif avec le gaz froid de la ligne anti-pompage principale.

I.8.1.4. Système de récupération des condensats

Les condensats produits au refoulement 3ème étage et au niveau des autres sections haute pression sont collectés au récipient de liquide de fond, V-302. Toutefois, ces condensats sont flashés, en diminuant la température et forment des hydrates, s'ils sont dépressurisés jusqu'à une basse pression telle que la pression d'aspiration 3ème étage. Pour prévenir la formation d'hydrates et pour réaliser une récupération maximale des condensats, des condensats plus lourds provenant du V-307, sont pompés par les P-304 et P-303, et ensuite dirigés au récipient de liquide de fond V-302. se rejoigne aux courants by-pass à débit minimum des P-303, P-304, et est dirigé vers le V-305. Dans le V-305, le liquide est en contact avec le gaz de refoulement 2ème étage et absorbe des hydrocarbures lourds dans le gaz de refoulement 2ème étage, étant débarrassé des hydrocarbures légers dans ce gaz. Le liquide hydrocarbure lourd traité dans le V-305 est introduit dans le V-307. L'eau libre dans les liquides hydrocarbures du V-307 est séparée, collectée dans le pot et envoyée à la fosse de décantation. Le liquide hydrocarbure séparé de l'eau est envoyé au séparateur en 3 phases B-303, à partir des V-307 A, B, C. Les condensats provenant du B-302 et du puisard sont aussi introduits dans le B-303. Le B-303 fonctionne à une pression de 2 bars abs, et le gaz flashé est envoyé au B-301 sous régulation de pression. Les eaux entraînées des V-307 A, B, C etc. sont séparées, collectées dans le pot du B-303 et envoyées à la fosse de décantation. Les condensats hydrocarbures produits sont envoyés au réservoir de condensats existant comme mélange de condensat/vapeur. La vapeur est produite par la différence de pression entre le B-303 et le réservoir de condensats existant.

I.8.2. Unité de déshydratation de gaz

Les gaz comprimés provenant des trois trains de compression se rejoignent et sont envoyés à l'unité de déshydratation de gaz.

Les T-303 A, B, C, D sont les sécheurs d'eau de type adsorbant. Le cycle de fonctionnement des sécheurs est de 12 heures pour l'adsorption et de 4 heures pour la régénération. Trois des T-303 adsorbent l'eau dans le gaz de process parallèlement, alors que l'un des T-303 est en régénération. Le cycle est contrôlé par le trimer de séquence. Le gaz de régénération est prélevé en aval du V306 à travers la vanne de contrôle de débit.

Le four de régénération H-301 donne une température de 290°C au gaz de régénération. Ce gaz de régénération passe à l'un des T-303 A, B, C, D et régénère l'adsorbant. Le gaz de régénération avec l'eau provenant du lit d'adsorbant est dirigé à l'E-304. Là, l'eau est condensée et séparée dans le V-304. L'eau séparée est envoyée à la fosse de décantation. Le gaz de régénération séparé est envoyé en amont du V-302 de chaque train de compression.



Figure 8 *Unité de déshydratation de gaz*

I.8.3. Gas produit

Le gaz séché (teneur en eau 1 ppm) est contrôlé à une pression de 97 bars abs. à la limite de batterie de la sortie de l'Unité, et est envoyé au système de gas-lift à travers la canalisation de gaz haute pression enterrée à Zarzaitine Nord Est. Là, la canalisation est raccordée à la canalisation existante, qui est actuellement la source de gaz du système de gas-lift existant. Cette canalisation existante recevra le gaz en surplus du système de gas-lift. Le gaz en surplus dérive du gaz de formation de chaque centre de séparation d'huile/gaz. Ce gaz de canalisation existante constitue aussi une source de gaz de secours du système de gas-lift existant, lorsque l'Unité tombe en panne dans son fonctionnement. Une partie du gaz produit dans l'Unité est répartie et sa pression est réglée à 55 bars abs. Ensuite les condensats qui pourraient être produits par condensation rétrograde sont séparés au niveau du V-306. Le gaz provenant du V-306 est encore réparti pour

Le gaz de régénération T-303. Le gaz restant est envoyé à la centrale électrique à In-Amenas comme gaz combustible. Si l'Unité tombe en panne dans son fonctionnement, le gaz

combustible destiné à la centrale électrique à In-Amenas est prélevé sur la canalisation de gaz haute pression, qui est secourue par la canalisation de gaz existante.

I.8.4. Système de gaz combustible

Il existe deux systèmes de gaz combustible à niveaux différents de pression dans l'Unité. L'un est le système de gaz combustible haut pression pour la turbine à gaz d'entraînement de compresseur. L'autre est le système de gaz combustible basse pression pour le H-301, et pour le réchauffeur de démarrage de turbine à gaz GT-H-101, et le gaz d'étanchéité de torche/de pilote est prélevé en amont de la source de gaz combustible basse pression. Uniquement avant que l'ensemble des trains de compression ne démarre, le gaz haute pression provenant de la canalisation de gaz existante est prélevé et réchauffé dans le GT-H-101 pour fournir le gaz combustible au système de gaz combustible haute pression pour le démarrage de la turbine à gaz du premier train.

- Le gaz combustible haute pression est fourni à partir de la ligne de gaz de process de refoulement 3ème étage de compresseur de chaque train de compression. Le gaz de chaque train à pression régulée se rejoint et est dirigé vers le V-401. Le gaz provenant du V-401 est ensuite réparti et dirigé à chaque turbine à gaz.

- Le système de gaz combustible basse pression démarre en aval du B-302. Le gaz réparti, dont la pression est régulée, est envoyé au V-402, et est encore réparti vers le H-301 et vers le GT-H101.

I.8.5. Système de torche

Le système de torche est installé pour faire échapper le gaz de process à partir de l'Unité dans des cas divers. Les vannes d'échappement vers le système de torche sont installées à ;

Sortie B-301

Sortie B-302

Sortie V-302 A, B, C

Sortie V-303 A, B, C

Sortie V-305 A, B, C

Sortie H-301

Limite de batterie sortie Unité

Sortie V-401

Elles peuvent faire échapper le gaz inflammable dans l'Unité en toute sécurité à la torche dans le cas des arrêts programmés et/ou d'urgence, etc. En cas d'arrêt d'urgence, l'Unité peut être dépressurisée à 6 bars abs. en 15 minutes en utilisant ces vannes d'échappement. Aussi, les soupapes de sûreté sur les ballons/tuyauteries de gaz de process sont raccordées au collecteur de torche de leur refoulement.

CHAPITRE II : TECHNIQUE DE LA DESHYDRATATION

II.1. Introduction

Du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôt de cristaux, d'abord considérés comme étant de la glace. Ces cristaux, sont en fait constitués par des hydrates de gaz naturel apparaissant bien au-dessus de la température de formation de la glace. Il s'agit de composés d'inclusion que forment avec l'eau certains des constituants du gaz naturel et en tout premier lieu le méthane.

Pour éviter le bouchage des canalisations, les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation des hydrates. Une première façon d'y arriver consiste à déshydrater le gaz naturel.

II.2. Composition chimique du gaz naturel

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autre hydrocarbures : éthane, propane, butane, pentane, et à des concentrations plus faibles, des hydrocarbures plus lourds .Les hydrocarbures en C3 et C4 forment la fraction GPL (gaz du pétrole liquéfié). La fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C5+) est appelée condensat.

II.3. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel

Le gaz naturel autant qu'une source d'énergie est l'une des matières premières qui ont permis la diffusion du progrès économique et social .A son stade d'exploitation, il doit être caractérisé par les propriétés suivantes :

□ La masse volumique

La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en kg/m^3 . Elle est fonction de la température et de la pression.

□ La densité

La densité d'un gaz est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standard.

II.4. Les hydrates

II.4.1 Définition

Les hydrates sont des combinaisons physiques d'eau et d'hydrocarbures. Dans certaines conditions, ils présentent des structures cristallines et se forment avec les hydrocarbures suivants CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} et également CO_2 , H_2S .

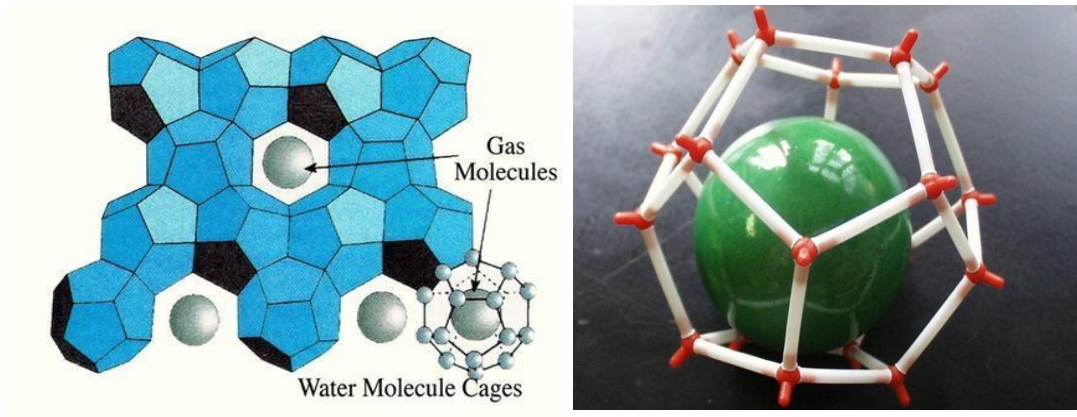


Figure 9 : Structures des hydrates.

II.4.2 Types des hydrates

Il existe deux types d'hydrates :

- Des hydrates avec les hydrocarbures à chaîne courte (C_1 , C_2 , CO_2).
- Des hydrates avec les hydrocarbures plus longs (C_3 , C_4).

II.4.3 Les conditions de formations des hydrates

- présence d'eau dans le gaz naturel.
- les basses températures.
- les haute Pression.
- $\text{TS (service)} < \text{TFH (formation des hydrates)}$.
- $\text{PS} > \text{PFH}$.
- Présence d'eau libre.

II.4.4 Pourquoi déshydrater le gaz lift ?

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



Figure 10 : bouchon d'hydrate

II.4.5 Prévention des hydrates

La formation d'hydrate peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée, ou en abaissant la pression à une température donnée.

Si c'est impossible, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs.

Les inhibiteurs agissent comme les " antigels " .ce sont des solvants miscibles en phase aqueuse, qui modifiant la fugacité de l'eau, permettant d'abaisser la température de formation des hydrates.

II.4.5.1 Chauffages

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation des hydrates, une première solution, particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, consiste à isoler la conduite.

Le dispositif d'isolation des conduites est souvent associé à un chauffage d'appoint électrique, le chauffage est assuré soit par des rubans chauffants électriques, soit par induction d'un courant électrique superficiel dans la conduite à chauffer.

II.4.5.3 Utilisations d'inhibiteurs

Ce sont des produits chimiques jouant le rôle d'antigel (abaissant le point de formation d'hydrates) tels que le méthanol, le glycol ...etc.

Il est intéressant de souligner que le méthanol a un rôle préventif, c'est-à-dire, qu'il n'est efficace que quand il est injecté avant le début de formation d'hydrates.

II.5. La déshydratation

II.5.1 Principe de la déshydratation

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation, la vapeur d'eau peut se condenser et provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou favoriser la corrosion si le gaz contient des composants acides.

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

II.5.2. Différents procédés de déshydratation

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

- ✓ Déshydratation par membrane.
- ✓ Déshydratation par absorption.
- ✓ Déshydratation par adsorption.

II.5.2.1 déshydratations par adsorption

Au cours de l'adsorption, le gaz à traiter est envoyé sur le lit adsorbant qui fixe l'eau. Lorsque le lit est saturé, du gaz chaud est envoyé pour régénérer l'absorbant.

Après régénération et avant l'étape d'adsorption le lit doit être refroidi, ceci est réalisé en envoyant du gaz froid, après réchauffage, ce même gaz peut servir à effectuer la régénération.

Dans ces conditions, quatre lits sont nécessaires en pratique, deux lits opèrent simultanément en adsorption, un lit en refroidissement et un lit en régénération.

Le procédé de déshydratation par adsorption fonctionne d'une manière alternée et périodique, chaque lit passant par des étapes successives d'adsorption et de désorption.

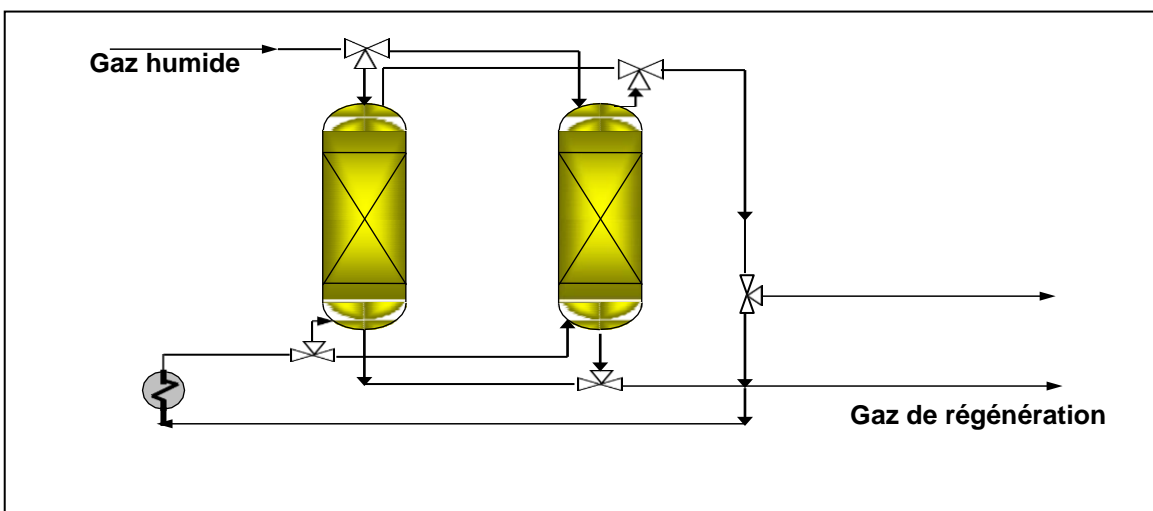


Figure 11 : Procédé de déshydratation par adsorption.

CHAPITRE III : ASPECT THEORIQUE D'ADSORPTION

III.6. Introduction

C'est un fait bien connu, que les solides poreux peuvent retenir des volumes importants de gaz condensables. Cette capacité à retenir les gaz a été décrite par FONTANA en 1777, qui notait que le charbon fraîchement calciné refroidi, avait la propriété d'absorber plusieurs fois son propre volume de gaz. De même SCHEELE, notait que l'air chassé du charbon par la chaleur était réabsorbé à des températures basses. En 1814 DE.SAUSSURE, observa que l'adsorption est accompagnée d'un dégagement de chaleur. De nos jours on reconnaît que la masse d'un gaz adsorbé est fonction de l'étendue de la surface de solide accessible aux molécules de l'adsorbat.

Le terme adsorption a été proposé pour la première fois par KAYSER, en 1881, pour différencier entre une condensation de gaz à la surface, et une adsorption de gaz, processus dans lequel les molécules de gaz pénètrent dans la masse.

III.7. Définition de l'adsorption

L'adsorption est le processus au cours duquel des molécules d'un fluide (gaz ou liquide), appelé un adsorbat, viennent se fixer sur la surface d'un solide, appelé adsorbant.

Par la surface du solide, on sous-entend les surfaces externes et internes engendrées par le réseau de pores et cavités à l'intérieur de l'adsorbant.

III.8. Les différents types d'adsorbants

Au sens strict du mot, tous les solides sont des adsorbants. Cependant, seuls les adsorbants ayant une surface spécifique suffisante (surface par unité de masse) peuvent avoir des intérêts pratiques. Les adsorbants industriels ont généralement des surfaces spécifiques au-delà de 100 m²/g, atteignant même quelques milliers de m/g. Ces adsorbants sont nécessairement microporeux avec des tailles de pores inférieures à 2 nm ou méso poreux avec des tailles de pores comprises entre 2 nm et 50 nm (selon la classification de L'IUPAC). Les adsorbants industriels les plus courants sont les suivants : les charbons actifs, les zéolites, les gels de silice et les alumines activées.

Les zéolites se distinguent des trois autres types d'adsorbants par leurs structures cristallines conduisant à des micropores réguliers de taille uniforme (d'où le nom de tamis moléculaires).

- Charbons actifs, Gels de silice.
- Tamis moléculaires carbonés.
- Alumines activées.
- Terre naturelle et terre activée.
- Adsorbants à base de polymère.

Présentant une plus grande ouverture des pores et capable d'adsorber les paraffines linéaires en excluant les paraffines ramifiées.

Tableau 1 Les principales caractéristiques physiques des adsorbants

Adsorbant	Surface spécifique (m ² /g)	Taille des pores (nm)	Porosité interne	Masse volumique apparente (kg/m ³)
Charbon actif	400 à 2000	1.0 à 4.0	0.4 à 0.8	300 à 600
Tamis moléculaires carboné	300 à 600	0.3 à 0.8	0.35 à 0.5	500 à 700
Gel de silice	600 à 800	2.0 à 5.0	0.4 à 0.5	700 à 800
Alumine active	200 à 400	1.0 à 6.0	0.3 à 0.6	800 à 950
Adsorbant à base de polymère	100 à 700	4.0 à 20	0.4 à 0.6	400 à 700
Zéolite	500 à 800	0.3 à 0.8	0.3 à 0.4	600 à 750

III.9. Etape de l'adsorption

Les trois étapes d'un étage d'adsorption sont :

III.9.1 L'adsorption

Le gaz traverse la colonne et donc le lit d'adsorbant de haut en bas ; cette phase est terminée lorsque dans l'effluent apparaisse des traces du composant à adsorber, ou quand la concentration de l'effluent atteint une limite préétablie. La figure 12 montre schématiquement le déroulement de l'adsorption.

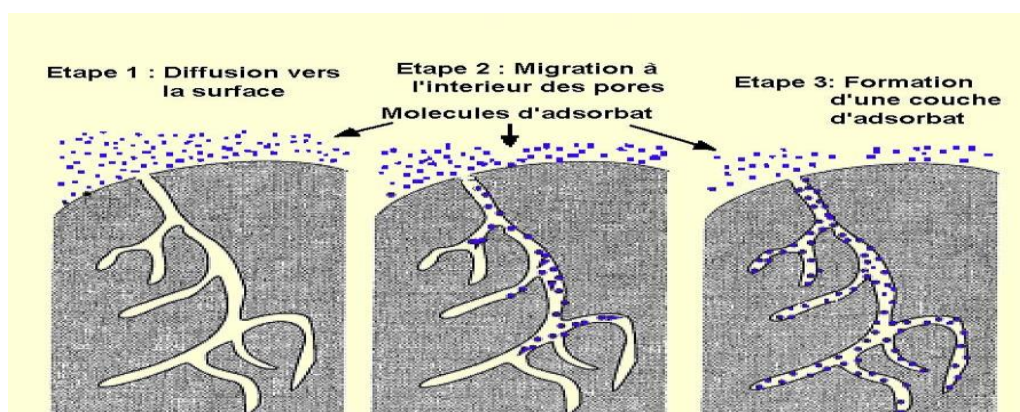


Figure 12 Les différentes étapes de l'adsorption

III.9.2 La régénération chaude

La régénération chaude de l'adsorbant est l'opération inverse de l'adsorption.

Elle peut être effectuée par différentes méthodes; en partant l'adsorbant à des conditions favorables à la désorption par chauffage ou en réduisant la pression totale ou partielle.

Dans le cas de régénération de tamis moléculaire c'est-à-dire désorption de l'humidité après

le séchage de gaz, on utilise un gaz chaud et pour récupérer le gaz de régénération, le mélange formé par la substance entraînée (eau) et les gaz est successivement dirigé vers un condenseur et un séparateur, ce qui permet de recueillir l'eau condensée et le gaz de régénération.

III.9.3 La régénération froide

Après régénération chaude et avant l'étape d'adsorption le lit doit être refroidi, ceci est réalisé en envoyant du gaz froid, par ce que après plusieurs cycles, l'adsorbant perd de son activité (colmatage des pores).

III.10. Les avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption

Par rapport aux autres systèmes, les unités de déshydratation par agents des séchant solides offrent les avantages et les inconvénients suivants :

❖ **Avantage :**

- Aptitude de fournir des points de rosé inférieur à -60°C .
- Insensibilité aux variations modérées de la température du débit et de la pression de gaz.
- Simplicité de fonctionnement et de conception des unités.
- Insensibilité aux problèmes de corrosion et de moussage.
- Adaptation à la déshydratation de très faible quantité de gaz à faible coût

❖ **Inconvénients :**

- Coût initial important.
- Chute de pression en générale plus élevée.
- Susceptibilité à la consommation et à la dégradation.
- Besoin calorifique relativement important.

III.11. Description de la section de déshydratation

III.11.1 Composants du Système :

- Les refroidisseurs de gaz d'alimentation n° 1 E-101-1/2.
- Séparateur haute pression V-102.
- Filtre d'admission du déshydrateur de vapeur F-104.
- Déshydrateurs de vapeur V-104A/B/C.
- Les filtres de sortie de déshydratation de vapeur, F-101A/B.
- Réchauffeur de régénération de déshydratation de vapeur, H-109.
- L'échangeur de régénération des déshydrateurs de vapeur, AE-106.
- Séparateur de gaz de régénération de vapeur, V-106.

III.12. Rôle de Chaque Composant

- Les refroidisseurs de gaz d'alimentation n° 1 E-101-1/2 permet de refroidir le gaz d'alimentation pour améliorer la séparation.
- Séparateur haute pression V-102 :c'est un réservoir vertical où le liquide est séparé du gaz de l'alimentation.
- Filtre d'admission du déshydrateur de vapeur F-104 : Retirer les solides fins et tout liquide restant du gaz de l'alimentation.
- Les filtres de sortie de déshydratation de vapeur, F-101A/B : l'élimination totale des fines de tamis moléculaire qui peuvent être transportées avec le flux de gaz d'alimentation asséché.
- Réchauffeur de régénération de déshydratation de vapeur H-109, Fournir la chaleur exigée au ruisseau du gaz de la régénération.
- L'échangeur de régénération des déshydrateurs de vapeur, AE-106 : Refroidir le gaz de la régénération saturé et condenser l'eau.
- Séparateur de gaz de régénération de vapeur, V-106 : Faciliter la séparation de l'eau concentré du gaz de la régénération.
- Déshydrateurs de vapeur V-303A/B/C : Enlever, par adsorption, humidité du gaz de l'alimentation.

III.13. Fonction totale du Système

- Le Gaz d'alimentation de la section déshydratation arrive a partir de séparateurs d'entrée V-303A/B.
- Cette gaz est acheminés vers les refroidisseurs de gaz d'alimentation n° 1 E-101-1 et E-101-2.
- Le gaz refroidi s'écoule jusqu'au séparateur haute pression V-102.
- Le gaz condensé de la séparatrice haute pression V-102 est acheminé vers le filtre d'admission du déshydrateur de vapeur F-104 pour retirer les solides fins et tout liquide restant.
- Les liquides collectés dans la première gaine sont évacués vers le ballon de détente de liquide V-306, et le gaz collecté est envoyé vers les déshydrateurs V- 303A/B/C.

III.14. Les étapes de la déshydratation

III.14.1 L'adsorption

- Le gaz d'alimentation entre dans les déshydrateurs de vapeur, V-303A/B/C.
- Le gaz d'alimentation passe sur le tamis moléculaire les molécules d'eau présentes dans le flux gazeux sont attirées vers la surface du tamis moléculaire et les molécules d'hydrocarbure peuvent passer. Le gaz quittant le bas des déshydrateurs de vapeur a un point de rosée de -75 °C qui correspond à une teneur en eau d'environ 0,1 ppm.
- La protection contre la surpression se fait par soupapes de sécurité qui déchargent dans la torche HP.
- Le gaz asséché quittant les déshydrateurs de vapeur est acheminé vers les filtres de sortie de déshydratation de vapeur F-101A/B.
- Les filtres ont pour but l'élimination totale des fines de tamis moléculaire qui peuvent être transportées avec le flux de gaz d'alimentation asséché.
- Le gaz d'alimentation filtré et asséché quittant le filtre est acheminé vers le côté tube des refroidisseurs de gaz d'alimentation n° 2 et 3, E-102/3, avant de passe dans le séparateur d'admission de l'expandeur V-108.

III.14.2 Régénération chaude (Chauffage du tamis moléculaire)

- Pendant la régénération, le gaz commercial frais et sec est pris à la sortie du refroidisseur supplémentaire du compresseur et chauffé à 275 °C dans le réchauffeur H-109.
- Le gaz de régénération monte dans le déshydrateur à contre-courant du flux

d'adsorption pour une durée de 4 heures. La température des bancs monte en fonction de l'élimination de l'humidité jusqu'à ce que la température d'équilibre de 275 °C soit atteinte.

➤ La vapeur sortante chargée en eau quittant de déshydrateur de vapeur, régénéré, est refroidie à 45 °C dans l'échangeur de régénération des déshydrateurs de vapeur, AE-106, et va vers le séparateur de gaz de régénération de vapeur V-106.

III .14.3 Régénération froide (Refroidissement du tamis moléculaire)

➤ Lorsque la régénération est terminée, le contrôleur logique séquentiel arrêté les brûleurs principaux du réchauffeur de régénération des déshydrateurs de vapeur H- 109, et le gaz commercial sec et refroidi passe autour du réchauffeur, H-109, pour refroidir le banc régénéré.

➤ Le gaz de refroidissement quitte le déshydrateur de vapeur, il est refroidi dans l'échangeur à air avant de passer dans le séparateur de gaz de régénération des déshydrateurs de vapeur V-106.

➤ Le gaz de refroidissement passe en continu pendant deux heures.

Tableau 2 Cycle d'adsorption et régénération.

HEURE	0 à 4	4 à 8	8 à 12	12 à 16
1er sécheur	régénération	adsorption	adsorption	adsorption
2eme sécheur	adsorption	régénération	adsorption	adsorption
3eme sécheur	adsorption	adsorption	régénération	adsorption
4eme sécheur	adsorption	adsorption	adsorption	régénération

III.15. Fiche technique des déshydrateurs T-303 A/B/C

Tableau 3 : Fiche technique des déshydrateurs T-303 A/B/C

<i>Données</i>	
Nombre de sècheurs	<i>4 identiques(3 en services, 1 en régénératio)</i>
Diamètre du lit	<i>1.89 m = 6.23 ft</i>
Hauteur du lit	<i>6.4 m = 21 ft</i>
Temps de cycle	<i>Adsorption : 12heures Régénération: 4heurs</i>
Type du tamis moléculaire	<i>4A IU94</i>
Masse volumique du tamis ρ_B	<i>704,81 Kg/m³ = 44 Ib/ft³</i>
Diamètre moyen des particules	<i>3.17 mm = 0.0104 ft</i>
Masse du lit dans chaque sècheur D_p	<i>11609,69 Kg/sècheur =25595.64Ib/sècheur</i>
<i>Conditions opératoires</i>	
Pression	<i>80 bars</i>
Température	<i>50 °C = 581,67 °R = 122 °F</i>
Débit du gaz d'alimentation	<i>63931 Kg/h = 75,46 MMscf/J</i>
Teneur en eau Y_w	<i>79,64 IbH₂O/MMscf gaz</i>
<i>Propriété du gaz d'alimentation</i>	
Facteur de compressibilité (Z)	<i>0.7957</i>
Densité relative /air (dg)	<i>0,82</i>
Masse moléculaire (MW)	<i>23,933 g/mole</i>
Masse volumique du gaz P_g	<i>102,21 Kg/m³ =6,381 Ib/ft³</i>
Viscosité (μ)	<i>0.01377 Cp=0.033 Ib/ft.hr</i>

III.16. La Composition du gaz alimentant les sécheurs

III.16.1. L'adsorption

Tableau 4 : *la Composition du gaz d'adsorption*

Composition	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10
% molaire	0,2	1,4	66,87	14,18	9,98	1,92
Composition	n-C4H10	i-C5H12	n-C5H12	n-C6H14		
% molaire	3,64	0,92	0,68	0,21		

III.16.2 La régénération

- **Charge** : gaz sec
- **pression de régénération** : 40 bars
- **Température de régénération** : 270 °C

La composition du gaz de régénération est portée sur le tableau suivant :

Tableau 5 : *La Composition du gaz de régénération*

Composition	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10
% molaire	0,19	1,37	64,84	13,92	10,08	2,07
Composition	n-C4H10	i-C5H12	n-C5H12	n-C6H14		
% molaire	4,11	1,36	1,14	0,92		

CHAPITRE IV : PARTIE CALCUL

IV.1. Problématique

L'unité FGL est exploitée depuis plus de 30 ans et rencontre actuellement des problèmes de fonctionnement, tel que, la dégradation des performances des équipements qui affect négativement sur le traitement de gaz.

L'augmentation de la teneur en eau suite à l'épuisement du gisement de Zarzaitine, la diminution du débit de gaz à traiter de $4,5 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/\text{jour}$ à $2,4 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/\text{jour}$ et le changement graduel et significatif de la composition de la charge, entraîne une sous-exploitation de l'unité de déshydratation, Le fonctionnement du déshydrateur est basé essentiellement sur l'efficacité d'adsorption du tamis moléculaire, ce dernier adsorbe l'eau contenue dans le gaz. Le changement des données opératoires implique nécessairement un changement des paramètres de fonctionnement des équipements. L'objectif de cette étude consiste en :

- La vérification du Design
- Le calcul du sécheur dans les conditions actuelles.

Suivant les résultats obtenus, nous proposerons différents scénarios pour faire face aux difficultés rencontrées à savoir :

- La modification du temps du cycle.
- Proposition de différents scénarios de fonctionnement

IV.2. Les conditions actuelles :

IV.2.1. Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :

La composition du gaz brut a changé depuis le démarrage de l'unité; La quantité des hydrocarbures lourds a diminué d'où la nouvelle composition :

IV.2.2. Composition actuelle du gaz à l'entrée du déshydrateur :

A partir de l'analyse du laboratoire :

Tableau 6 Composition du gaz d'adsorption

Composition	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10
% molaire	0,78	3,96	72,27	13,03	5,99	0,77

n-C4H10	i-C5H12	n-C5H12	n-C6H14	Total
1,45	0,49	0,38	0,2	100,000

- Le gaz est supposé saturé en eau.

Tableau 7 Composition du gaz de régénération

Composition	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10
% molaire	2,89	3,89	72,27	12,39	5,39	0,72

n-C4H10	i-C5H12	n-C5H12	n-C6H14	Total
1,37	0,49	0,39	0,2	100,000

IV.2.3. Conditions opératoires actuelles :

Tamis moléculaire type "4A UOP UI 94 adapté "

Masse volumique du tamis tassé : 44 lb/ft³

Température : 50°C, Pression : 80 bars

Débit gaz brut : 63931 Kg/h = 75,63 MMscf/d Temps de

cycle : 1- heures

- Adsorption : 12 heures
- Régénération : 4 heures

Teneur en eau : 69,64 lb H2O/MMscf gaz .

IV. 3. Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :

IV.3.1. Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange

Tableau 8 Propriétés critiques du gaz

Composition	Yi % (mol)	Yi (mol)	Tc (k)	Yi*Tc	Pc (psi)	Yi*Pc
N2	0,02	0,0078	126,2	0,98436	492,45	3,84111
CO2	1,4	0,0396	304,2	12,04632	1073,45	42,50862
CH4	66,87	0,7295	191,1	139,40745	673,26	491,14317
C2H6	14,18	0,1303	305,5	39,80665	708,54	92,322762
C3H8	9,98	0,0599	370	22,163	617,4	36,98226
iC4H10	1,92	0,0077	408,1	3,14237	529,2	4,07484
nC4H10	3,64	0,0145	425,2	6,1654	551,25	7,993125
iC5H12	0,92	0,0049	461	2,2589	483,63	2,369787
nC5H12	0,68	0,0038	469,8	1,78524	489,51	1,860138
nC6H14	0,21	0,002	507,9	1,0158	439,53	0,87906
Totale	100	1		228,77549		683,97487

T_{cm}: Température critique du mélange, elle est donnée par :

$$T_{rm} = \frac{Y_i}{T_{ci}}$$

P_{cm} : pression critique du mélange, et est donnée par :

$$P_{cm} = \frac{Y_i}{P_{ci}}$$

Avec :

T_{ci}: Température critique du constituant i

P_{ci}: Pression critique du constituant i

Y_i: Fraction molaire du constituant i

T_{rm}: Température réduite du mélange, elle est donnée par:

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{cm}}$$

P_{rm} : Pression réduite du mélange, elle donnée par :

$$Prm = \frac{P}{Pcm}$$

IV.3.2. Calcul du facteur de compressibilité Z

En utilisant les équations 5.3 et 5.4 respectivement :

Avec $T=323,17$ K, et $P= 1171$ psi nous obtenons : $T_{rm}=1,411$, $P_{rm}=1,712$

En utilisant l'abaque universel de l'annexe A ($T_{rm} = 1,411$ et $P_{rm} = 1,712$)

On trouve :

$$Z = 0,799$$

IV.3.3. Calcul de densité relative du gaz

En se basant sur l'équation suivante :

$$d_G = \frac{M_w}{M_{wair}}$$

MW : masse moléculaire du gaz, $M_w = 23,933$ g/mol

MW^{air} : masse moléculaire d'air, $MW^{air}=29$ g/mol

On trouve :

$$d_G = 0,82$$

IV.3.4. Calcul de la masse volumique du gaz

$$\rho_G = \frac{PM_w}{ZRT}$$

En remplaçant les valeurs suivantes dans l'équation :

$Z= 0,799$, $P = 80$ bar, $T = 323,15$ K.

$R= 8,314$ J/mole K

Nous obtenons :

$$\rho_G = 102,21 \text{ Kg/m} \quad 6,381 \text{ Ib/ft}^3$$

IV.3.5. Calcul du diamètre minimum de la colonne

IV.3.5.1. Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz

Est donnée par la formule suivante :

$$G=(C \times \rho_t \times \rho_G \times d_p \times g)^{0,5}$$

$\rho_B = 44 \text{ lb/ft}^3$: masse volumique du tamis tassé, (lb/ft³)

$\rho_G = 6,381 \text{ lb/ft}^3$: masse volumique de l'alimentation (lb/Cu ft)

$D_p = 1/8'' = 0.01042 \text{ ft}$: diamètre moyen des particules de l'adsorbant

$C = 1,06$: Constante comprise entre (0.81 et 1.06)

g : accélération de la pesanteur [32,2 ft/s²]

$$G = (0,33 \times 44 \times 6,381 \times 0,01042 \times 32,2)^{0,5}$$

$$G = 6327,19 \text{ lb gaz/h.ft}^2$$

Afin d'éviter tous les phénomènes d'écrasement et de cassure des particules du tamis, il est nécessaire que la vitesse de l'écoulement ne dépasse pas la valeur limite de vitesse calculée.

IV.3.5.2. Calcul de la vitesse superficielle admise :

$$V_g = \frac{G.Z.T}{162.P.d} = \frac{6327,19 \times 0,799 \times 313,15}{162 \times 1171,082}$$

G : la vitesse d'écoulement du gaz [lb/ft².h]

T : température de service [°k]

P : pression de service, [psia]

$$V_g = 7,55 \text{ ft/min}$$

IV.3.5.3. Calcul du diamètre minimum du déshydrateur

Surface d'écoulement:

$$S = \frac{q_g}{G}$$

q_g : débit massique du gaz [lb/h]

G : vitesse de masse d'écoulement du gaz [lb / ft² .h]

Nous avons trois déshydrateur fonctionnent en parallèles donc le débit de gaz d'alimentation se divise en trois :

$$q_g = \frac{Q}{3} = \frac{3991,08}{3}$$

Donc : $S = 2,63 \text{ ft}^2$

Le Diamètre minimal du déshydrateur

$$D_{min} = \left(\frac{4 \times S}{\pi} \right)^{0,5} = \left(\frac{4 \times 2,63}{3,14} \right)^{0,5}$$

$$D_{min} = 1,17 \text{ ft}$$

IV .3.6. Calcul de la hauteur du lit

IV.3.6.1. Calcul du flux d'adsorption d'eau

Y_w : teneur en eau dans l'alimentation, (lb H₂O/MMScF de gaz)

En utilisant les données obtenues à partir des résultats de la simulation HYSIS :

$$Y_w = 69 \text{ lb H}_2\text{O/MMScF de gaz}$$

IV.3.6.2 Calcul du flux d'adsorption d'eau

Le flux d'adsorption d'eau est donné par l'équation suivant :

$$q_{eau} = \frac{(Q/2) \cdot Y_w \cdot 4}{D^2 \cdot \pi \cdot 24}$$

Q: Débit volumique du gaz [75,46 MMScF/Day]

D: Diamètre de lit [ft]

Y_w : Teneur en eau dans l'alimentation, (lb H₂O/MMScF de gaz)

A (T=122°F et P=1171 psi), on trouve $Y_w = 69 \text{ lb H}_2\text{O/MMScF de gaz}$

$$q_{eau} = 8,28 \text{ lbH}_2\text{O/h.ft}^2$$

IV.3.6.3 Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse

La zone de transfert de masse est donnée par l'équation suivant :

$$hz = A \cdot \left(\frac{q_{eau}^{0,7895}}{R_S^{0,5506} \cdot Vg^{0,02646}} \right)$$

A : constante, pour les tamis moléculaires [A =225]
 h_z: hauteur de la zone de transfert de masse [in]
 q_{eau}: quantité d'eau dans le gaz par unité de surface du déshydrateur [lbH₂O / h. ft²]
 V_g: vitesse superficielle du gaz [ft / h]
 R_s: Saturation relative du gaz d'entrée en % [100% pour notre cas]

$$h_z = 0,88 \text{ ft}$$

IV.3.6.4 Hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur

La hauteur d'adsorption du déshydrateur est donnée par l'équation suivant :

$$h_{ad} = \frac{\theta_B \cdot q_{eau}}{0,01 \cdot X \cdot \rho_t}$$

X : capacité d'adsorption à 1100 cycles [10,9%]
 θ_B : Le temps d'adsorption [12 h]
 ρ_t: masse volumique de tamis moléculaire [44 Lb/ft³]
 Donc la hauteur de l'adsorbent est :

$$h_{ad} = 6,821 \text{ ft}$$

Donc la hauteur de lit

$$L = h_z + h_{ad} = 0,88 + 6,821$$

$$L = 15,009 \text{ ft}$$

IV.3.7 La masse totale du lit

La masse totale du tamis moléculaire est donnée par l'équation suivant :

$$M_t = \frac{\rho_t \cdot \pi \cdot D^2 \cdot L}{4}$$

ρ_t: masse volumique de tamis moléculaire [44 Lb/ft³]
 L : hauteur totale de lit
 D : diamètre de lit

$$M_t = 14200,74 \text{ lb}$$

IV.3.8. Quantité d'eau adsorbée

- Quantité d'eau adsorbée par cycle

$$Q_w = [Y_w \times (Q_{gaz} / 2) \times \theta_B] / 24 = [69 \times (75,46/2) \times 12] / 24$$

$$Q_w = 1071,84 \text{ lb H}_2\text{O/sécheur}$$

- Quantité d'eau adsorbée (kg/ heure/séch)

$$Q_w = Q_w \text{ (kg H}_2\text{O/sécheur) /12 = 1071,84/12}$$

$$Q_w = 89,32 \text{ kg/ heure/séch}$$

IV.3.9. Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur

IV.3.9.1. Calcul des pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire 1/8''

Les pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire est donnée par l'équation suivant :

$$\Delta P/H = A \times \mu \times V_g + B \times \rho_g \times V_g^2$$

μ : viscosité dynamique en Centpoises

ρ_g : Masse volumique du gaz [Kg / m³]

V_g : vitesse superficielle [m / min]

A, B: constantes

H : hauteur totale de lit actuel [4,57 m]

Donc :

$$\Delta P/4,75 = 0,054 \times 0,012 \times 4,87 + 1,9 \times 10^{-5} \times 96,11 \times 4,87^2$$

$$\Delta P = 0,0706 \text{ psi}$$

IV.3.9.2. Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique

Les pertes de charge à travers les billes de céramique est donnée par l'équation suivant :

$$\Delta P/H = \left[0,025 \times \frac{(1-\varepsilon)^2}{\varepsilon^3} \times \mu \times \frac{V_g}{D_p} \right] + \left[4,861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-\varepsilon)}{\varepsilon^3} \times d_g \times \frac{V_g^2}{D_p} \right]$$

μ : Viscosité dynamique en Centpoises

d_g : Densité du gaz [Kg / m³]

V_g : Vitesse superficielle en [m / min]

D_p : Diamètre équivalent des billes en [mm]

ε : Pourcentage de vide

IV.3.9.2.a. Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique 1/2''

$$\frac{\Delta P}{h_1+h_2} = \left[0,025 \times \frac{(1-0,37)^2}{0,37^3} \times 0,012 \times \frac{4,87}{6,35} \right] + \left[4,861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0,37)}{0,37^3} \times 104,913 \times \frac{4,87^2}{6,35} \right]$$

$$\Delta P = 0,00115 \text{ psi}$$

IV.3.9.2.b. Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique 1/4''

$$\frac{\Delta P}{h^3} = \left[0,025 \times \frac{(1-0,4)^2}{0,4^3} \times 0,012 \times \frac{4,87}{12,7} \right] + \left[4,861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0,4)}{0,4^3} \times 104,913 \times \frac{4,87^2}{12,7} \right]$$

$$\Delta P = 0,00071 \text{ psi}$$

IV.3.9.3. Pertes de charge totale au travers du déshydrateur

Les pertes de charge totale est donnée par l'équation suivant :

$$\Delta P_{\text{totale}} = \Delta P_{\text{tamis moléculaire}} + \Delta P_{\text{céramique}}$$

Donc : $\Delta P = 0,0706 + 0,00115 + 0,00071$

$$\Delta P = 0,07246 \text{ psi}$$

IV.4. Résultats des calculs obtenus

Une récapitulation des résultats de calcul est donnée dans le tableau suivant :

Tableau 9 Résultats de calcul

Paramètres	Résultats
Température de service, (°C)	50
Pression de service, (bars)	80
Débit de gaz brut, (Kg/h)	63931
Masse volumique du tamis tassé, (kg/m ³)	704,81
Capacité d'adsorption à 1100 cycles, (%)	10,9
Masse moléculaire (g/mole)	23,933
Densité relative du gaz	0,82
Masse volumique du mélange, (kg/m ³)	102,21
Vitesse massique, lb gaz/h.ft ²	6327,19
Vitesse superficielle admise (m/min)	7,55
Diamètre, (m)	1,17
Hauteur du lit, (m)	4,575
Teneur en eau, (lb H ₂ O/MMscf de gaz)	78,14
Quantité d'eau adsorbée par cycle, (kg/lit)	754,41
Quantité d'eau adsorbée par heure/séch, (kg)	62,86
Masse totale du lit, (kg)	6441,35

IV.4.1. Comparaison des résultats obtenus avec ceux installés :

Tableau 10 Comparaison des résultats

Paramètres	design	Calculé	% d'écart
Diamètre (m)	1,89	1,17	23,52
Hauteur du lit (m)	6,40	4,57	16,63
Masse du lit (kg tamis/déshydrateur)	11609,69	6441,35	28,63

D'après les résultats obtenus, on remarque que pour déshydrater un gaz avec les paramètres actuel, il faut utiliser un déshydrateur de diamètre de 1,17 m (au minimum) et de hauteur de 4,57 m et d'une masse de tamis de 6441.35 kg (au minimum).

On remarque aussi que le déshydrateur est surdimensionné, car la masse nécessaire pour déshydrater le gaz est de **6441.35 kg/sécheur (61,37 %)** et la masse installée est de **11609,69 kg/sécheur (100 %)**. ce qui représente un écart de **(28,63%)**.

Donc, dans ces conditions, les déshydrateurs assurent la déshydratation du gaz, mais ils b sont sous exploités.

IV.5. Optimisation du temps de cycle du cas actuel :

Actuellement, et d'après les résultats de calcul, chaque déshydrateur fonctionne avec (61,37 %) de sa masse totale.

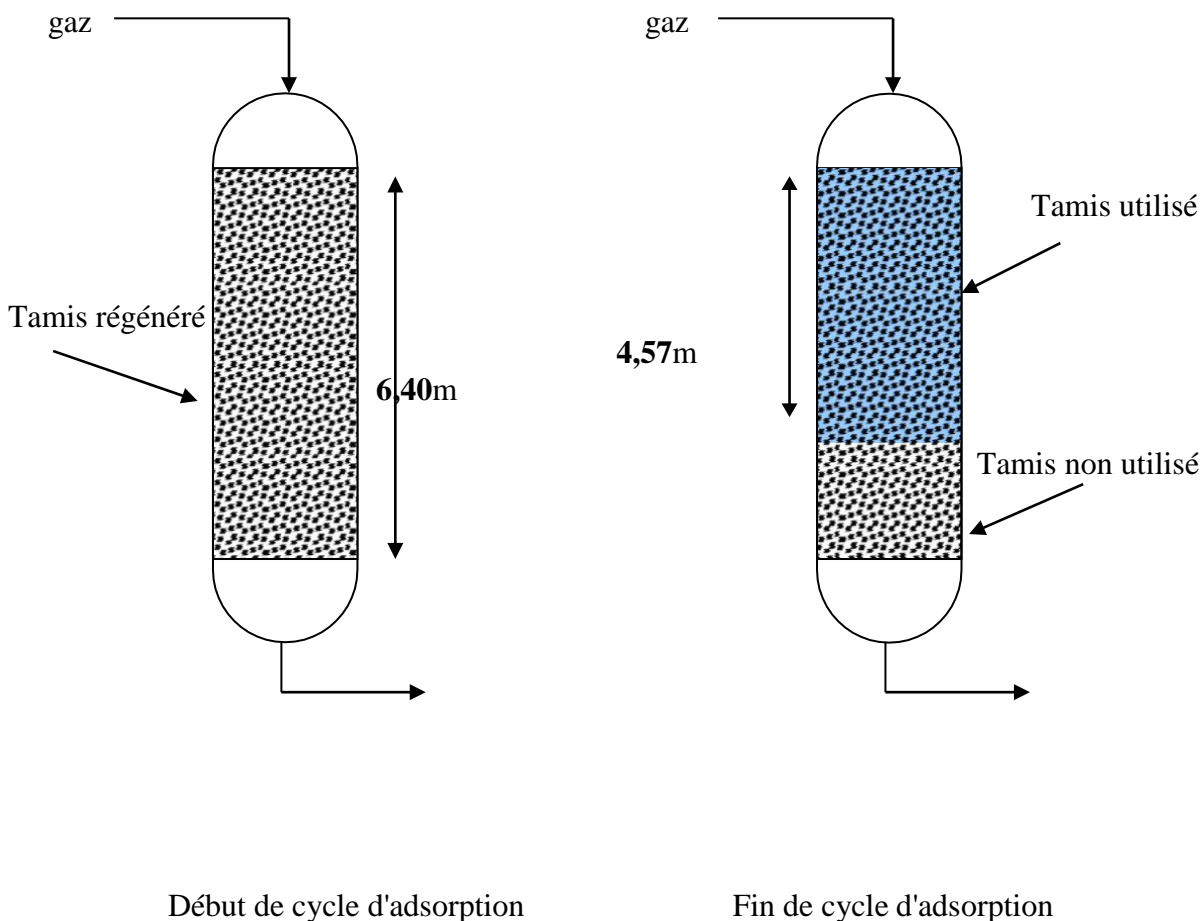


Figure 13 Représentation de la masse utilisée du tamis après le cycle d'adsorption

Afin d'exploiter toute la masse du tamis moléculaire, on va déterminer le temps d'adsorption nécessaire qui correspond à la masse installée. En augmentant ce dernier qui est actuellement de 12 heures, on détermine le temps de rupture.

IV.5.1. Détermination du temps de rupture :

Dans la pratique, pour réaliser une opération d'adsorption sans risque de problème de fuite, il est nécessaire de limiter le temps de cycle d'adsorption à un temps légèrement inférieur au temps de rupture (temps limite).

$$\theta_B = \frac{0,01 \times X \times \rho_t}{q_{eau}}$$

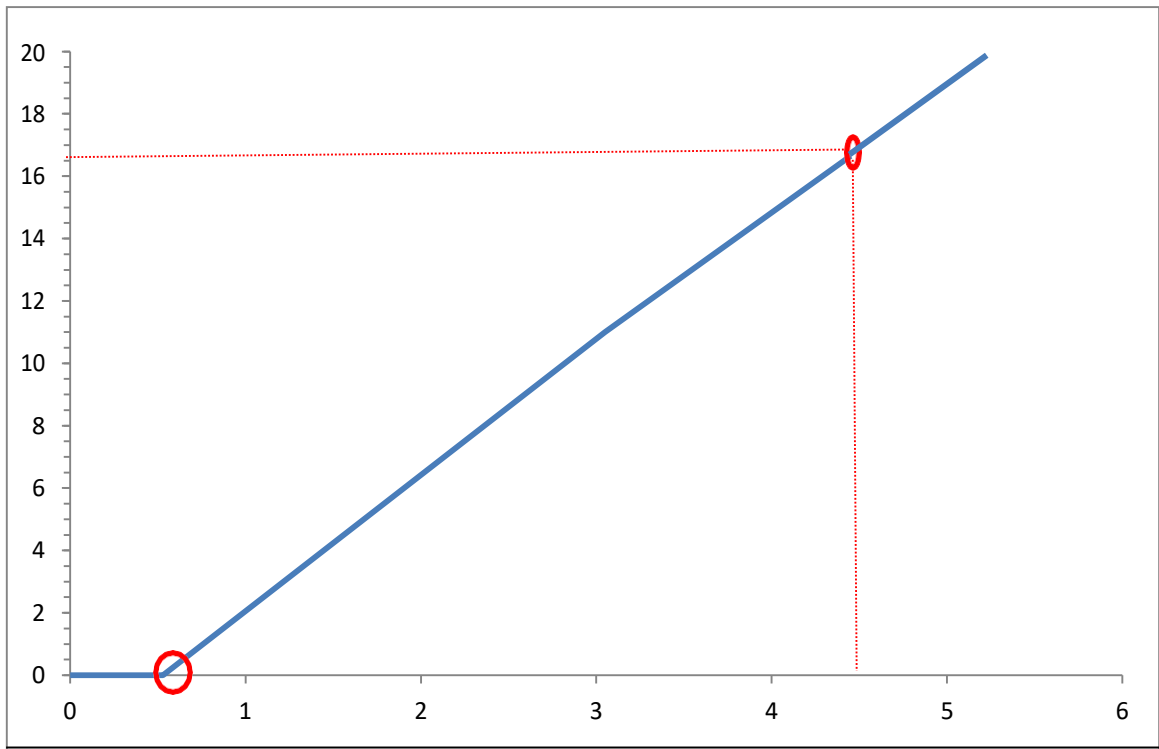


Figure 14 *Variation de la masse du tamis en fonction du temps d'adsorption*

La figure 14 Indique que le temps de rupture est **16.65 heures**.

Un temps d'adsorption de **15 heures** est un temps optimal avec lequel on exploite toute la masse du tamis nécessaire, ainsi on augmente le **temps total du cycle qui devient 20.5 heures**

IV.5.2. Répartition des temps du cycle :

Tableau 11 *Répartition du temps des cycles*

Paramètres	Calcul	Actuel
Temps de cycle d'adsorption (h)	15	12
Temps de régénération (h)	Chauffage	2
	Refroidissement	1,45
Temps de stand-by (h)	1,5	15
Temps de cycle Total, (h)	20.5	16
Nombre de cycles par année	420,48	547,5
Temps pour atteindre à 1100 cycles	31,39 mois	24,10 mois

IV.5.3. Comparaison des résultats :

Tableau 12 *Comparaison des résultats*

Paramètres	design	Calculé	% d'écart
Diamètre (m)	1,89	1,84	1,34
Hauteur totale du lit (m)	6,40	6,37	0,23
Masse du lit (kg tamis/déshydrateur)	11609,69	11523,27	0,37

D'après cette comparaison, on remarque que les écarts entre les résultats calculés et ceux du design sont très faibles.

Donc, l'optimisation de temps des cycles utilisée dans les déshydrateurs est meilleure.

Les déshydrateurs peuvent fonctionner en toute sécurité.

IV.6. Interprétation Des Résultats

D'après tous les résultats obtenus, on a réalisé la modification du temps des cycles du déshydrateur sans faire de modification sur les dimensions des sècheurs.

Avec l'augmentation du temps des cycles on aura :

- ✚ Une diminution de nombre de cycles, par conséquent une augmentation de l'efficacité du tamis.
- ✚ Exploitation de toute la masse du tamis moléculaire installée.
- ✚ Augmenter la durée d'utilisation du tamis.
- ✚ Réduire le nombre de changement.

Suite à cette étude on a conclu qu'on peut faire une économie de coût sur :

- ✓ Le fuel gaz du four.
- ✓ L'énergie électrique de l'aéroréfrigérant.
- ✓ Le prix d'achat des tamis.

CONCLUSION

Cette étude pratique nous a permis de développer nos connaissances théoriques concernant les différents équipements dynamiques et statiques, ainsi que les différents procédés industriels de traitement de gaz et de pétrole.

A la lumière des résultats obtenus dans les conditions actuelles nous remarquons que le déshydrateur est surdimensionné à un temps de cycle de 16 heures (10 heures d'adsorption et 4 heures de régénération). Ces conditions assurent la déshydratation du gaz, mais ils sont mal exploités. Donc pour le bon fonctionnement de l'unité de déshydratation nous avons constaté que l'étude de l'optimisation du temps des cycles peut prévoir un bon fonctionnement des déshydrateurs et un prolongement de la durée de vie des tamis.

Un temps d'adsorption de 15 heures est un temps optimal pour lequel on exploite toute la masse du tamis nécessaires, ainsi on augmente le temps total du cycle qui devient 20.5 heures et à la lumière des résultats obtenus. Dans les conditions actuelles nous remarquons que cette optimisation du temps des cycles utilisée dans les déshydrateurs est meilleure.

Un gain sur la durée de vie du tamis va être plus long du fait que le vieillissement du tamis est dû surtout au dépôt de coke à haute température, et la durée de vie de la robinetterie. Comme les séquences sont gérées par les ouvertures et fermeture de vannes, un nombre de cycle réduit solliciterait moins l'ouverture et la fermeture des vannes.

Suite à cette étude, nous pouvons conclure qu'on peut faire une économie d'énergie, de fuel gaz et allonger la durée de vie des tamis.

Recommandations :

- Une étude technico-économique est souhaitable dans le but de minimiser la Surconsommation d'énergie et augmenter la durée des sécheurs.
- Le renouvellement du Tamis ;
- Travailler avec les colonnes d'adsorption et un temps de cycle de 20,5 heures, Remis en service avec les mêmes paramètres opératoire.

Bibliographies

- A. Kidnay, W. P. (2006). *Fundamentals of Natural Gas Processing*. boca Raton: Taylor and Francis Group.
- A.Eimer. (2014). *Gas Treating”, Absorption theory and Practice*. Norway: John wiley &sons.
- Abou-Kassem, J. D. (1982). *Isobaric heat capacities of natural gases at elevated pressures and temperatures*. Proc. SPE Annu. Tech. Conf.
- Abu Kassem, J., Dranchuk, P., & Mattar, L. (1965). Computer Calculation Of Compressibility Of Natural Gas. *The journal Of Canadian Petroleum Technology*.
- Amooey, A. A. (2015, Mai). a novel correlation approach to estimating naturel viscosity. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 88(3).
- Bahadori, A. (2014). *Natural Gas Processing Technology and Engineering Design*. Lismore, NSW, Australia: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevie.
- Cadiergues, R. (2004). *L'eau, la vapeur d'eau et l'hydronique*. Paris: Xpair.
- Christensen, D. L. (2009). *Thermodynamic simulation of the water/glycol mixture*. Alborg University Esbjerg.
- Dempsey, J. (1965). Computer Routine Treats Gas Viscosity as a Variable. *O & G Journal*.
- Dranchuk, P., & Abou-kassem, J. (1975). *Calculation of Z factors for natural gases using equations of state*. Can. Pet. Technol 14.
- Faulkner, L. L. (2006). *Fundamentals of Natural gas Processing*. Columbus, Ohio:ColumbusDivision, Battelle Memorial Institute.
- Gawish, A., & Al-Homadhi, E. (2005, mai 14). Natural Gases Viscosity under Reservoir Conditions. *Society of Petroleum Engineers*.
- Ghalambor, A., & Dr.Boyun. (2005). *Natural Gas Engineering Handbook*. Houston: University Of Louisiana at Lafayette.
- Jimmy-Humphrey, G. E.-K. (2002). *procédés de separation* (2 ed., Vol. 2).
- Kareem, L. A. (2014). Z Factor implicit Correlation, Convergence Problem and Pseudo-Reduced compressibility. *Society Of Peroleum Engineers*.
- Kohl, A., & Nielsen, R. (1997). *Gas Purification* (Vol. 5). Huston, Texas: Library of Congress Cataloging-in-Publication Dat

Les Annexes

Annexe 1: Fiche technique de déshydrateur

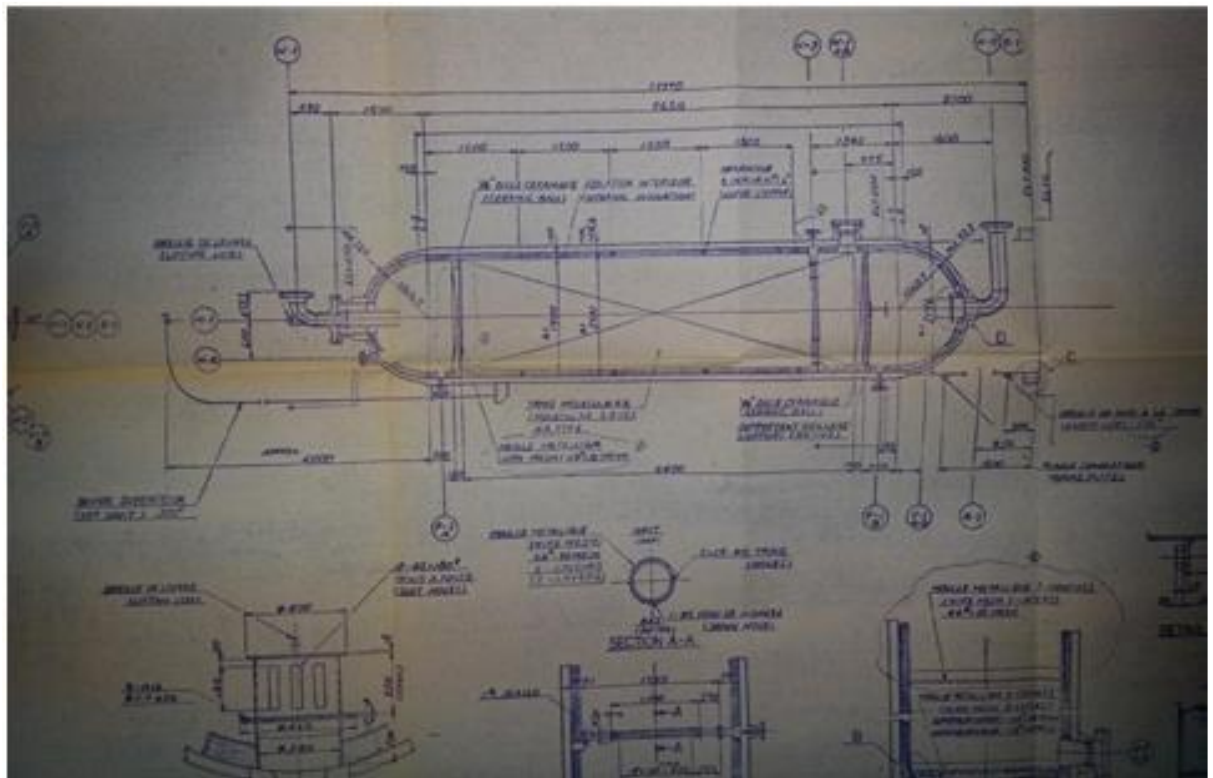
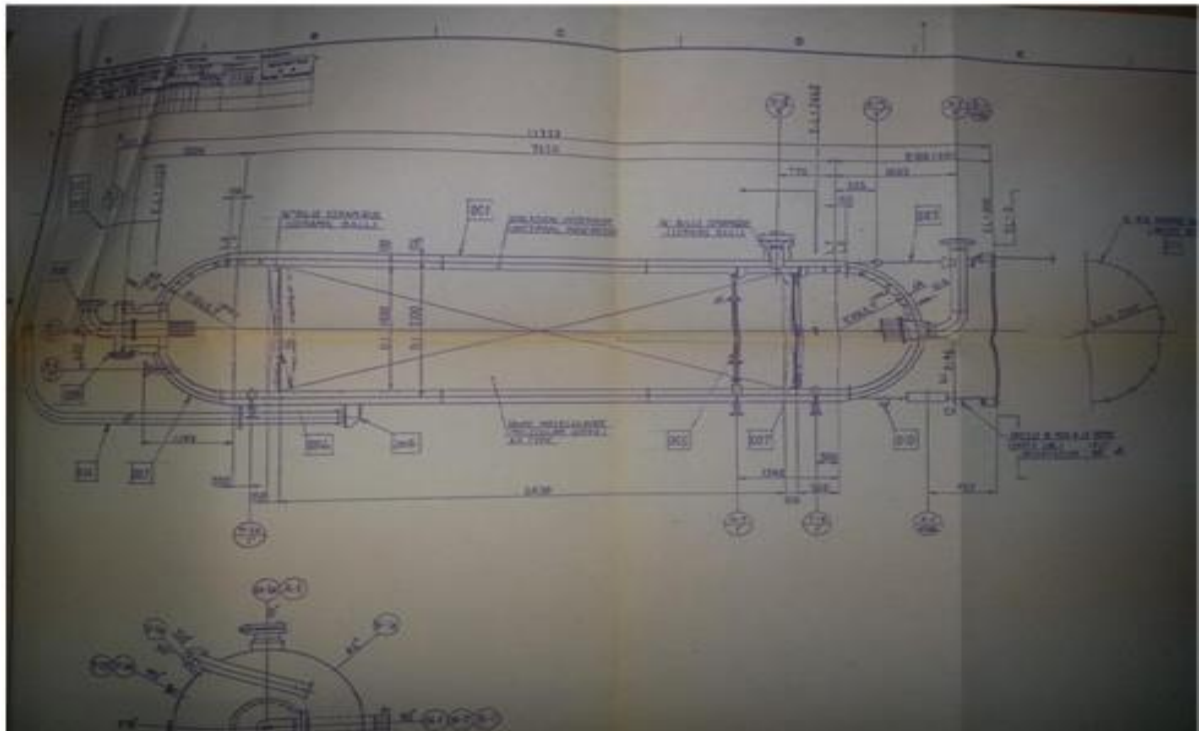
1 / 2

MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD.

FICHE TECHNIQUE RELATIVE AU RECIPIENT ET AU REACTEUR		Rév.		
		Date	30/06/82	
		Vérification	Tous	
1 Usine	PROJET AZ	Item N°	Service	
2 Client	SONATRACH	T-303A, B, C, D	Dessicateur	
3 Commande	52319G	Nbre requis	4	
4 Lieu	Intérieur (Extérieur)	D.I. du calandre	2,100 mm, Long.L.T.L.T. 7,650 mm	
5 Type	Vertical	Code	ASME Sect. VIII Div.1	
6 Règlement	D.P.I.	Conditions conceptuelles		
7		Côté calandre	Côté Chemise/Serpentin	Poids
8				Vide: kg
9	Fluide	Gaz naturel		Plein d'eau: kg
10	Press. de service	97,5/41 BarG	Bar G	Service: kg
11	Temp. de service	60/290 °C		
12	Press. de calcul	110/50 BarG	Bar G	Peinturage
13	Conception de vide	Non Oui	Non Oui	Non Oui
14	Temp. de calcul	75/305 °C		
15	Press. d'Essai Hydraul.	165 BarG	Bar G	Calorifugeage
16	Press. d'Essai Pneumat.	-	Bar G	Non No
17	Volume Plein	22,8 m ³		Chaud (Int.) 100 mm
18	Service	-		Froid Cold
19	Temps de rétention			%
20	Radiographie	Non Oui	Total %	Accessoires
21	Détente de tensions	Non Oui		Plateforme
22	Surépaisseur de corrosion	3,0 mm		Echelle
23	Matériau Calandre	A 515 Gr 70		Verre-regard
24	Tête	A 515 Gr 70		Agitateur
25	Ajutage			
26	Bride			
27	Garniture			
28	Boulon & Ecrou			
29	Interne	Acier en carbone		
30				
31	Remarques			
32				
33				
34				
35	35	35	35	35
36	36	36	36	36
37	37	37	37	37
38	38	38	38	38
39	39	39	39	39
40	40	40	40	40
41	41	41	41	41
42	42	42	42	42
43	43	43	43	43
44	44	44	44	44
45	45	45	45	45
46	46	46	46	46
47	47	47	47	47
48	48	48	48	48
49	49	49	49	49
50	50	50	50	50
51	51	51	51	51
52	52	52	52	52
53	53	53	53	53
54	54	54	54	54
55	55	55	55	55
56	56	56	56	56
57	57	57	57	57
58	58	58	58	58
59	59	59	59	59
60	60	60	60	60
61	61	61	61	61

Marque	O'm	Dim.	Régime	Service	Marque	O'm	Dim.	Régime	Service
N-1	1	8"	ANSI900° RJ	Entrée de G.N.	M-1	1	20"	ANSI900° RJ	Trou d'homme
N-2	1	8"	ANSI900° RJ	Sortie de G.N.					
N-1AB	2	8"	ANSI900° RJ	Evacuation d'adsorbant					
N-3	1	1"	ANSI900° RJ	Ajutage de rechange					
N-4	1	2"	ANSI900° RJ	PSV					
P-1AB	2	1"	ANSI900° RJ	Ajutage Pd					

Vérifié par	Dessiné par	Date
K.T.	K.T.	22/07/81



Annexe 2: Constantes pour l'estimation de la chaleur Spécifique du gaz

Constants of the degree three fit of Cp as a function of temperature				
	a	b	c	d
Methane (C ₁)	19.89	5.024 × 10 ⁻²	1.269 × 10 ⁻⁵	-11.01 × 10 ⁻⁹
Ethane (C ₂)	6.900	17.27 × 10 ⁻²	-6.406 × 10 ⁻⁵	7.285 × 10 ⁻⁹
Propane (C ₃)	-4.04	30.48 × 10 ⁻²	-15.72 × 10 ⁻⁵	31.74 × 10 ⁻⁹
n-Butane (C ₄)	3.96	37.15 × 10 ⁻²	-18.34 × 10 ⁻⁵	35.00 × 10 ⁻⁹
i-Butane (C ₄)	-7.913	41.60 × 10 ⁻²	-23.01 × 10 ⁻⁵	49.91 × 10 ⁻⁹
n-Pentane (C ₅)	6.774	45.43 × 10 ⁻²	-22.46 × 10 ⁻⁵	42.29 × 10 ⁻⁹
i-Pentane (C ₅)	6.774	45.43 × 10 ⁻²	-22.46 × 10 ⁻⁵	42.29 × 10 ⁻⁹
n-Hexane (C ₆)	6.938	55.22 × 10 ⁻²	-28.65 × 10 ⁻⁵	57.69 × 10 ⁻⁹
Heptane+ (C ₇₊)	9.118	73.20 × 10 ⁻²	-37.98 × 10 ⁻⁵	76.47 × 10 ⁻⁹
Carbon dioxide (CO ₂)	22.26	5.981 × 10 ⁻²	-3.501 × 10 ⁻⁵	7.469 × 10 ⁻⁹
Nitrogen (N ₂)	28.90	0.1571 × 10 ⁻²	0.8081 × 10 ⁻⁵	-2.873 × 10 ⁻⁹

Annexe 4: Composition de la charge de design

No.	Point de prélèvement		Composition (Mol%)	
			(E)	(H)
E-311	Entrée déshydrateur	CO ₂	1,40	1,45
		N ₂	0,20	0,21
		C ₁	66,72	69,25
		C ₂	14,15	14,54
		C ₃	9,96	9,69
		iC ₄	1,92	1,58
		nC ₄	3,63	2,59
		iC ₅	0,92	0,36
		nC ₅	0,68	0,22
		C ₆ ⁺	0,21	0,03
		H ₂ O	0,21	0,08
-312	Condensat produit	CO ₂	0,02	0,03
		N ₂	0,00	0,00
		C ₁	0,19	0,23
		C ₂	0,85	1,37
		C ₃	4,62	9,06
		iC ₄	3,65	7,20
		nC ₄	12,25	22,52
		iC ₅	13,60	16,24
		nC ₅	15,55	15,77
		C ₆ ⁺	49,18	27,54
		H ₂ O	0,09	0,04

Annexe 5: Propriétés critiques des constituants du gaz naturel

Table 4-9. Critical Properties of Natural Gas Constituents

Constituent	Molecular weight	Critical temperature, °R	Critical pressure, psia
Methane.....	16.04	343.3	673.1
Ethane.....	30.07	549.8	708.3
Propane.....	44.09	666.0	617.4
Isobutane.....	58.12	734.7	529.1
<i>n</i> -Butane.....	58.12	765.3	550.7
Isopentane.....	72.15	829.8	483
<i>n</i> -Pentane.....	72.15	845.6	489.5
Isohexane, 121*.....	72.15	880.9	450.5
Isohexane, 140*.....	84.16	896.5	440.1
<i>n</i> -Hexane, 155*.....	84.16	914.1	439.7
Isoheptane, 174*.....	98.18	937.6	417
Isoheptane, 194.....	98.18	955.9	400
<i>n</i> -Heptane, 209.....	98.18	972.3	396.9
Isooctane, 229.....	114.22	999	379
Isooctane, 240.....	118.22	1019	391
<i>n</i> -Octane, 258.....	114.22	1024.9	362.1
<i>n</i> -Nonane.....	128.25	1071	331
<i>n</i> -Decane.....	142.28	1114	306
Helium.....	4.0	9.4	33.2
Air.....	29.0	238.4	547
Nitrogen.....	28.02	226.9	492
Oxygen.....	32.0	277.9	730
Carbon dioxide.....	44.01	547.7	1073
Hydrogen sulfide.....	34.08	672.4	1306

* Number indicates boiling point in degrees Fahrenheit.
SOURCE: (1-15).

Annexe 6: Fiche technique du tamis moléculaire UOP-UI-94



MOLSIV[®]
ADSORBENTS
a product of **UOP**

Information Produit

TAMIS MOLECULAIRE UOP TYPE 4A UI-94

ADSORBENT DATA

DESCRIPTION

Le Tamis moléculaire UOP Type 4A UI-94 est un adsorbant à base d'un aluminosilicate de métal alcalin extrudé sous forme cylindrique. Il adsorbe les molécules avec un diamètre critique jusqu'à 4 Angstroms.

APPLICATION

Le Type UI-94 a été spécialement développé pour les applications de séchage d'hydrocarbures saturés à haute sévérité. Son excellente tenue à la perte de charge et sa haute capacité de déshydratation en font un choix idéal pour le séchage de gaz naturel et des condensats.

FORMULE CHIMIQUE

Al_2O_3, SiO_2, Na_2O

REGENERATION

Le Tamis Moléculaire UOP Type 4A UI-94 peut être régénéré par purge à haute température. L'efficacité de la régénération dépend de la température, de la pression et de la teneur en humidité du gaz de purge.

CONDITIONNEMENT Le Tamis Moléculaire type 4A UI-94 est disponible en extrudés cylindriques de 1/16" et 1/8". Il est expédié en fûts étanches métalliques de 135 kg net, ou en sacs "Quick-Load" de 1080 Kg.

PROPRIETES TYPQUES	UI-94 1/16"	UI-94 1/8"
Forme de la particule	Extrudé cylindrique	Extrudé cylindrique
Diamètre de la particule	1.6 mm	3.2 mm
Masse Volumique Apparente (kg/m ³)	657	657
Résistance à l'Ecrasement (kg)	7.7	4.1
Chaleur d'Adsorption (kJ/kg H ₂ O)	4186	4186
Capacité en Eau à l'Equilibre (%wt) **	22	22
Teneur en eau Résiduelle (à l'expédition) (%wt)	< 1.5	< 1.5

** kg H₂O/100 kg Adsorbant Actif à 23.3 hPa, 25°C

Annexe 7 : Tableau de conversion

Température	°C	°F	R	°K
°C	1	1.8 (°C) +32	1.8 (°C) +491.7	°C-273.15
°F	(°F-32)/1.8	1	°F+459.7	1.8 (°F+459.7)
R	(R-491.7)/1.8	1.8 (°C)-459.7	1	R/1.8
°K	(°K)-273.15	1.8 (°K) +459.7	1.8 (°K)	1

Longueur	m	in	ft
m	1	39.37	3.281
in	0.0254	1	0.08333
ft	0.3048	12	1

Surface	m ²	sq in	sq ft
m ²	1	1550	10.76
sq in	0.0006451	1	0.006944
sq ft	0.09290	144	1

MMscf=27100 Sm³ (14,5 psi et 60 °F)

Msm³=36,83 MMscf (14,5 psi et 60 °F)

Msm³=44073 K mole (0 °C, 100 K Pa)

1 g/cm³=62, 4 lb/ft³

1 Kg/m. s=0,0672lb/ft.sec

1lb/hr.ft²=4, 89 Kg/h.m²

1l =0, 0353 ft³

1bar =14, 5 psi

1 kca l=3,968 Btu

1 bar = 2088, 54 PsF

1 kg =2, 205 lb

Annexe 8: schéma PFD du l'unité de deshydratation

