



République Algérienne Démocratique Et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur

et de la Recherche Scientifique

Université Echahid Hamma Lakhdar El Oued

Faculté de la Technologie

Département Génie Des Procédés Et Pétrochimie

Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie des Procédés et Pétrochimie

Spécialité : Génie Pétrochimie

Présenté par :

- REDOUANI Abdel hak

- DAOUDI Lakhdar

- BOUKHEZNA Riad



**Etude de paramètres de fonctionnement d'un
sécheur des gaz associés : Groupement Bir
Seba**

Encadré par :

M^{me} MENECEUR Souhaila Encadreur M.A.A

Université Hamma Lakhdar d'El Oued

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions en premier lieu Dieu Tout-Puissant de nous avoir donné le courage et la volonté pour réaliser ce travail.

Ce mémoire, ne pourrait exister sans l'aide et l'engagement de certaines personnes qui ont décidé de nous accompagner résolument dans notre parcours.

*Nous tenons à présenterons vifs remerciements à notre encadreur **M^{me} Souhaila MENECEUR**, pour nous avoir dirigé durant toute la période de préparation de ce mémoire, nous lui exprimons, aussi, toute notre reconnaissance pour nous avoir initié et accompagné tout au long de notre travail ainsi que pour la confiance qu'elle nous a accordée durant cette période.*

Nos remerciements vont également au Dr.BALGHITH Mohamed Yazid pour son soutien et son précieuse assistance ainsi que toute personne ayant contribué de près ou de loin à l'accomplissement de ce modeste travail notamment le personnel du département exploitation du groupement Bir Seba.

Dédicace

Avec l'aide du Dieu Tout-Puissant, finalement ce travail est terminé.

Je dédie ce travail à :

- À l'esprit du mon cher et regretté père qui était à la source de
l'ambition et la persévérance qui ont été plantées en moi,*
- À la source de tendresse ma chère mère que Dieu la protège.*
- À ceux qui me rappellent de mon enfance : mes frères et mes sœurs
que Dieu les bénisse,*
 - À ma chère fiancée,*
 - À tous ceux qui m'aiment et toute personne que j'aime.*

-

Abdel hak

Dédicace

Je dédie cet humble travail à:

- Mon cher père, la fontaine du don qui a cultivé en moi l'ambition et la persévérance.*
- Mon ange dans la vie, dans le sens de l'amour et de l'affection, le sourire de la vie, le secret de mon existence et ma réussite "Ma Chère mère",*
- Mon cher frère et mes chères sœurs,*
 - Toute ma famille,*
 - Tous mes amis,*
- Et tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.*

Lakhdar

Dédicace

Je dédie ce travail qu'il n'aurait jamais pu voir de lumière sans le soutien inébranlable et illimité de :

- Mes chers parents, Que Dieu les protège, qui n'ont pas arrêté de donner de l'amour et faire ce qui est nécessaire jusqu'à mon arrivée pour qui je suis aujourd'hui et pour que le succès soit toujours à portée de mes mains.*
- Mes chers frères et sœurs,*
- Ma chère fiancée,*
- Tous ceux qui m'ont aidé directement ou indirectement pendant les moments difficiles.*

Riad

الملخص

يطرح وجود الماء في الغاز عدة مشاكل أثناء عملية المعالجة وكذلك أثناء النقل، ولتجنب هذه المشاكل نستخدم عدة أنواع من المجففات لتجفيف الغاز. بعد مرحلة فصل الزيت والماء عن الغازات المصاحبة، يمر الغاز عبر المجفف من أجل التخلص قدر الإمكان من أي أثر للماء يمكن أن يتسبب في تكوين الهيدرات في المعدات والمنشآت. الدراسة التي أجريناها على العملية المعتمدة في مركز إنتاج بئر السبع، بتمرير الغاز تحت تأثير معاملات التشغيل الحالية، من خلال المجففات بحيث تكون مستويات المياه المتبقية في الغاز أقل من 06 جزء في المليون ونقطة الندى بين (-57 درجة مئوية -66 درجة مئوية)، أظهرت أنه من الممكن تقليل وقت التجفيف بمقدار ساعة واحدة (01) وبالتالي من المحتمل الحصول على نقص في استهلاك الطاقة الحرارية.

الكلمات المفتاحية: غاز، تجفيف، مناخل جزيئية، مجففات. هيدرات

Résumé

La présence d'eaux dans le gaz pose plusieurs problèmes pendant le processus de traitement ainsi que pendant le transport, et afin d'éviter ces problèmes, nous utilisons plusieurs types de sécheurs pour déshydrater le gaz.

Après la phase de séparation de l'huile et de l'eau des gaz associés, le gaz passe dans le sécheur afin d'éliminer au maximum toute trace d'eau pouvant provoquer la formation des hydrates dans les équipements et installations.

L'étude que nous avons menée sur le processus adopté au centre de production de Bir Seba, en faisant passer le gaz sous l'effet des paramètres actuels d'exploitation, à travers les sécheurs pour que les niveaux d'eaux restantes dans le gaz soient inférieurs à 06 ppm et un point de rosée compris entre (-57°C ÷ -66°C), a montré qu'il est possible de réduire le temps de séchage d'une (01) heure et par conséquent obtenir éventuellement un gain en énergie calorifique consommée .

Mots clés : gaz, déshydratation, tamis moléculaires, sécheurs. Hydrate

Abstract

The presence of water in the gas has several problems during the treatment process as well as during transportation, to avoid these problems, we use several types of dryers to dehydrate the gas.

After the phase of separating the oil and water from the associated gases, the gas passes through the dryer to eliminate as much as possible any trace of water that could cause hydrates in the equipment and facilities.

The study we carried out on the process adopted at Bir Seba central processing facilities, by passing the gas under the effect of the current operating parameters, through the dryers so that the residual quantity of water in the gas will be less than 06 ppm with a dew point between (-57°C ÷ -66°C),

has shown that it is possible to reduce the drying time one (01) hour and therefore possibly make a saving in calorific energy consumed.

Keywords : gas, dehydration, molecular sieves, dryers. Hydrate

Sommaire

Résumé

listes des Tableaux

Listes des Figures

INTRODUCTION GENERALE 1

Chapitre I: Généralités sur le gaz associé

I.1.Situation Géographique Et Historique : 3

I.2.Le développement du champ BIR SEBA: 4

I .3. L'organigramme de groupement Bir Seba : 5

I.3.1.Département Exploitation : 6

I.3.2. Département Engineering & Production : 6

I.3.3.Département Maintenance : 7

I.3.4. Département HSE : 8

Chapitre II : Généralités sur le gaz associé

II .1.Gaz associé : 10

II .1.1.Origine du gaz associé: 10

II .1.2.Composition du gaz associé: 10

II .1.3.Emplois possibles du gaz associé : 11

II .1.4.Réinjection dans le gisement : 11

Chapitre III: Les hydrates

III.1 INTRODUCTION: 13

III.2. Eaux du gisement: 13

III.3. Hydrates et conditions de leur formation : 14

III.3.1. Conditions de formations des hydrates 14

III.4. Teneur en eau dans le gaz naturel : 14

III.4.1. Mesure de la teneur: 14

III.5. Hydrates de gaz et problèmes dans l'industrie pétrolière et gazière 15

III.6. Structures des hydrates: 16

III.6.1. Structure de la base: 16

III.6.2. Équilibre de la phase hydratée 21

III-7-Utilisation des inhibiteurs 24

Conclusion	25
Chapitre IV : déshydrations de gaz et fonctionnement de sécheur	
Introduction:	27
IV .1.Objectif de la déshydratation :	27
IV.2.Étapes du fonctionnement de sécheur:	27
IV.3. Principe de la déshydratation:	34
IV.3.1-Séchage par refroidissement ou compression:	34
IV.3.2-Séchage par absorption:	34
IV.4.Types Déshydratation:	34
IV.5. Types d'adsorbant:	35
IV.6. Adsorption sur les tamis moléculaires:	35
IV.6.1.Description sur les tamis moléculaires:	35
IV.6.2.Les avantages des tamis moléculaires :	36
IV.7.Principe de l'adsorption:	39
IV.8.Régénération des tamis moléculaires:	40
IV.9.Traitement du gaz:	42
IV.9.1.Déshydratation du gaz :	42
IV.10. Rôle de Chaque Composant:	45
IV.11.L'exportation de gaz:	45
IV.12.La Composition du gaz alimentant les sécheurs:	46
1.L'adsorption:	46
2. La regeneration:	46
IV .13.La composition du gaz de régénération est portée sur le tableau suivant:	46
Conclusion :	47
Chapitre V : Partie Calcul	
V.1. Conditions opératoires actuelles :	49
V . 2.Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :	49
V.2.1. Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange:	49
V.2.2. Calcul du facteur de compressibilité Z:	50
V.2.3. Calcul de densité relative du gaz:	50
V.2.4. Calcul de la masse volumique du gaz:	51

V.2.5. Calcul du diamètre minimum de la colonne:	51
V.2.5.1. Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz:	51
V.2.5.2. Calcul de la vitesse superficielle admise :	51
V.2.5.3. Calcul du diamètre minimum du dés hydrateur:	52
V.2.6. Calcul de la hauteur du lit:	52
V.2.6.1. Calcul du flux d'adsorption d'eau:	52
V.2.6.2 Calcul du flux d'adsorption d'eau:	52
V.2.6.3. Hauteur de la zone de transfert de masse:	53
V.2.6.4 Hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur:	53
V.2.7 Masse totale du lit:	54
V.2.8. Quantité d'eau adsorbée:	54
V.2.9.Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur:	54
V.2.9.1.Calcul des pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire 1/8'' :	54
V.2.9.2.Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique:	55
v.2.9.3. Pertes de charge totale à travers le déshydrateur:	55
v.3. Résultats des calculs obtenus:	56
V.3.1. Comparaison des résultats obtenus avec ceux installées:	56
v.4. Optimisation du temps de cycle du cas actuel :	57
v.4.1. Détermination du temps de rupture :	58
v.4.2. Répartition des temps du cycle :	59
v.4.3. Comparaison des résultats :	59
v.5. Interprétation des Résultats:	59
Conclusion générale	71
Recommandations :	72
LISTE DES RÉFÉRENCES:	73

Liste des tableaux

Tableau II- 01 : Composition approximative de APG.....	12
Tableau III-02 : Composants pouvant entrer dans les cavités des l'hydrates	20, 29.24
Tableau III-03: les composants peuvent entrer dans les cavités de l' hydrates	25
Tableau IV-04: Etat de la vanne pour le démarrage de la séquence.....	33
Tableau IV -05 : Séquence pour sèche -linge (mode automatique).....	38
Tableau IV-06: Tableaux de références croisées pour les vannes séquentielles du sécheur.....	39
Tableau IV-07 : différents types des tamis moléculaires.....	45
Tableau IV-08 : les dimensions critiques de certaines molécules.....	46
Tableau IV-09:la polarité décroissante des tamis moléculaires.....	47
Tableau IV-10:cycle de d'adsorption et régénération.....	50
Tableau IV-11 : Composition du gaz d'adsorption.....	55
Tableau IV-12: Composition du gaz de régénération.....	55
Tableau V-13 : Propriétés critiques du gaz.....	57
Tableau V-14:Résultats de calcul.....	66
Tableau V-15:Comparaison des résultats.....	66
Tableau V-16:Répartition du temps des cycles.....	69
Tableau V-17:Comparaison des résultats.....	69

Listes des Figures

Figure I- 01: Surface du Périmètre d'exploitation BRS 277,7 Km2Surface du Périmètre d'exploitation MOM 176 Km24.....	6
Figure I- 01: Organigramme de groupement Bir Seba.....	6
Figure I- 02: Organigramme du Département Exploitation	7
Figure III-04 : Colmatage d'un pipeline d'hydrocarbures sous-marin en raison de la formation d'hydrates.....	21
Figure III 05 : Structure des hydrates.....	22
Figure III-06 : Types des Structure des hydrates.....	26
Figure III-07 : Diagramme de phase pour les hydrocarbures de gaz naturel qui forment des hydrates (d'après McCain).....	27
Figure IV-08 : Unité de déshydratation des gaz.....	40
Figure IV-09 : Adsorption idéale en colonne (ZTM).....	48
Figure IV- 10: Schéma système de déshydratation du gaz.....	53
Figure V-11 : Représentation de la masse utilisée du tamis après le cycle d'adsorption.....	67
Figure V-12 : Variation de la masse du tamis en fonction du temps d'adsorption.....	68

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

Les gaz naturels provenant des puits de pétrole sont généralement appelés « **gaz associés** ». Ces gaz peuvent exister séparément du pétrole en tant que gaz libre ou peuvent être dissous dans le pétrole brut. Indépendamment de la source des gaz naturels, et une fois séparés du pétrole brut, ils existent couramment en mélanges avec d'autres hydrocarbures tels que l'éthane, le propane, le butane et les pentanes. En outre, les gaz naturels non traités contiennent de la vapeur d'eau, du sulfure d'hydrogène (H_2S), du dioxyde de carbone (CO_2), de l'azote (N_2) ainsi que d'autres composants. Les gaz associés qui contiennent de telles impuretés ne peuvent pas être facilement transportés, et ne peuvent pas non plus être utilisés sans traitement.

Alors, il est nécessaire de procéder à l'élimination, par séchage, de l'humidité ou la déshydratation du fait que la teneur en humidité de l'eau est présente dans chaque gaz. C'est la quantité de ce contenu qui diffère. La plupart des gaz bruts ou non traités sont saturés d'humidité, c'est-à-dire qu'ils conservent une teneur maximale à une pression et à une température spécifiée. Il est à noter que nous ne parlons pas des gouttes d'eau qui s'envolent avec le gaz qui s'élimine facilement dans les séparateurs mécaniques. Nous parlons plutôt de vapeur d'eau, qui nécessite l'application de procédés plus sophistiqués.

Le séchage ou la déshydratation permet une utilisation continue de l'équipement de traitement et des pipelines en aval en réduisant le risque de refroidissement des hydrates et de formation de bouchons de glace dans les pipelines. La plupart des méthodes de déshydratation sont basées sur l'absorption ou l'adsorption d'humidité ou sur sa condensation lors du refroidissement du gaz. La caractéristique la plus importante du gaz déshydraté est son point de rosée de l'eau (mesuré en degrés C ou degrés F tout comme la température).

Pour notre cas, et plus précisément au groupement Bir seba, les gaz associés sont débarrassés de l'eau, comme de tout autre composant, par une méthode physique qui est l'adsorption afin qu'ils soient acheminés vers ZCINA (complexe de traitement du gaz de Hassi-Messaoud) dans des conditions optimales.

Chapitre I

Historique de champ de Bir Seba

I.1.Situation Géographique Et Historique :

Présentation du groupe SONATRACH :[2]

La SONATRACH (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures) a été créée en 1963. C'est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique. Elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent. SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12^{ème} parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2^{ème} exportateur de GNL et de GPL et 3^{ème} exportateur de gaz naturel. Sonatrach, entreprise citoyenne, œuvre à resserrer les liens sociaux, aider les populations dans le besoin, promouvoir la recherche et les activités scientifiques, contribuer à la préservation de la nature et à la sauvegarde du patrimoine culturel et historique. Aujourd'hui, Sonatrach ne conçoit pas de développement économique sans un développement durable.

Bir Seba est situé à 130 km au Hassi Messaoud, la découverte de ce champ à l'année 2003 et la réalisation d'un centre de traitement et production d'huile et de gaz à 24 Novembre 2011. Ce champ pétrolier est exploité conjointement par SONATRACH PVEP et PTTEP. Le champ existant se compose des emplacements des puits, un centre de traitement et production de brut et de gaz naturel (CPF). Le taux de production actuel de pétrole est de 20000 barils de brut par jours pour la 1^{ère} phase et 40000 barils de brut par jours pour la 2^{ème} phase.

Le groupement de Bir Seba dispose d'un centre de production qui a été mis en production en Août 2015, composé d'une unité de traitement de brut par (Séparation et stabilisation) à savoir :

- Une séparation triphasique (brut-gaz-eau) équipé essentiellement par des échangeurs de chaleur installés en amont des séparateurs (2^{ème} et 3^{ème} étage).
- Stockage de brut pour l'exporter par un oléoduc de 130km de longueur vers Haoud el Hamra (HEH), Séchage et compression gaz qui sera par la suite exporter vers le centre de traitement gaz ZCINA à Hassi Messaoud.

Notre présente étude consiste à vérifier l'ensemble des paramètres de fonctionnement de l'échangeur deuxième étage qui est le premier élément dans la chaîne de traitement qui contribue d'une façon directe dans la réalisation d'un produit final avec des spécifications requises à l'expédition notamment la tension de vapeur TVR.

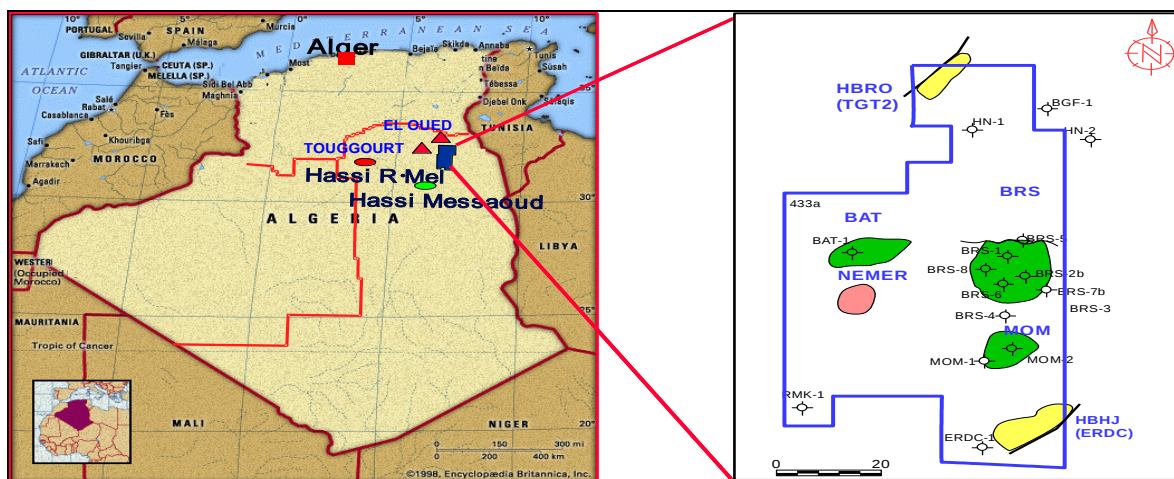


Figure (I-01) : Surface du Périmètre d'exploitation BRS 277,7 Km2
Surface du Périmètre d'exploitation MOM 176 Km2

I.2.Développement du champ BIR SEBA :[3]

Le développement du champ de Bir Seba est divisé deux phases afin de minimiser les incertitudes techniques et les dépenses initiales.

Ce qui s'impose en priorité, c'est démarrer à bonne fin la phase 1 dont la réalisation satisfaisante sera la clef pour un développement complet dans le futur.

PHASE 1

Les installations principales qui seront réalisées dans le cadre de la phase 1 sont les suivantes :

- ✓ Centre de production (CPF), capable de traiter 20 000 barils par jour.
- ✓ 3 manifolds de production.
- ✓ Deux turbogénérateurs.
- ✓ Production à partir de HAMRA : 16 puits producteurs.
- ✓ Base industrielle.
- ✓ Deux puits producteurs d'eau.
- ✓ Un oléoduc 12" et 130 km, s'acheminant vers Haoud El Hamra (HEH).
- ✓ Un gazoduc 12" et 130 km, s'acheminant vers Z-CINA à Hassi Messaoud (HMD)

PHASE 2

Les installations principales qui seront réalisées dans le cadre de la phase 2 sont les suivantes :

- ✓ Réalisation d'un deuxième train de séparation d'une capacité de 20 000 barils par jour.
- ✓ Production de deux phases : 40 000 barils par jour.
- ✓ D'un troisième turbogénérateur.
- ✓ D'un quatrième manifold de production.
- ✓ 38 puits producteurs :

- Hamra : 33 puits.
- T1 : 5 puits.
- ✓ Puits injecteurs d'eau (HAMRA).
- ✓ Maintien de pression par injection d'eau (à partir de la 5ème année).
- ✓ Injection de gaz lift (à partir de la 5ème année).

I .3. Organigramme du groupement Bir Seba : [2]

L'organigramme suivant donne le mode d'organisation du complexe et ses différentes structures.

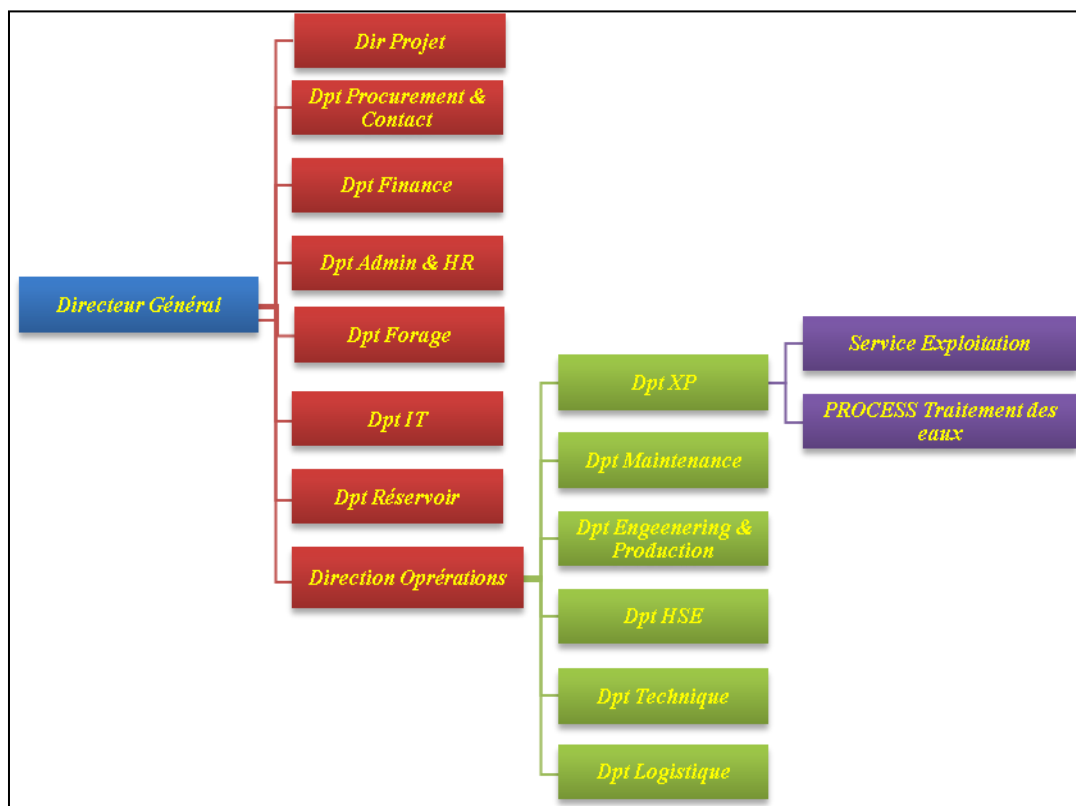


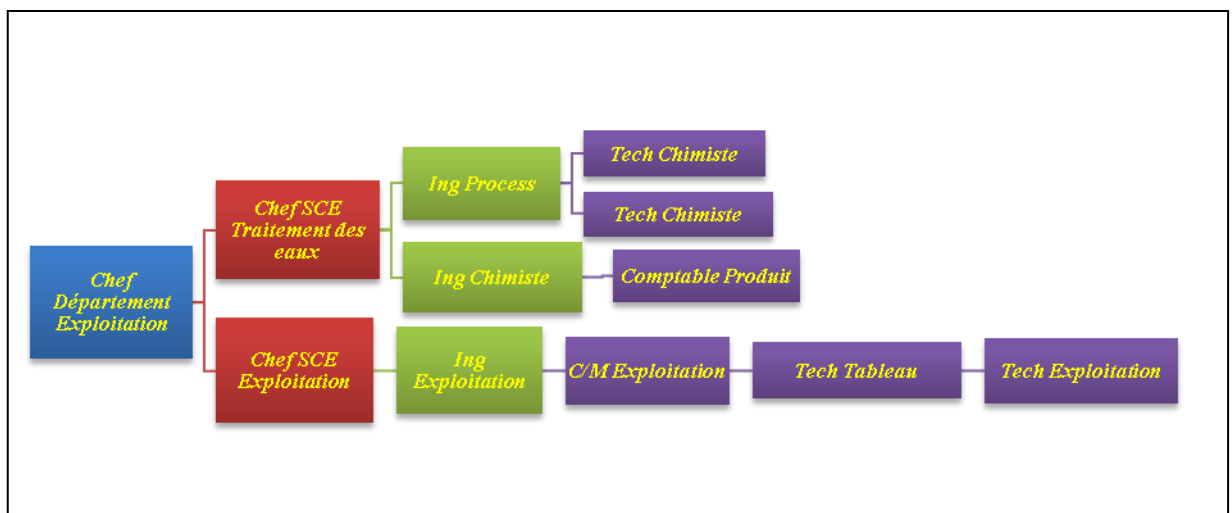
Figure (I-03) : Organigramme du groupement Bir Seba [2]

I.3.1. Département Exploitation :

Le département Exploitation est la structure qui assure le fonctionnement de l'usine 24h/24h. Cette structure contient deux services à savoir : Exploitation et laboratoire.

- a) **Service exploitation** : ce service assure le fonctionnement des équipements et installations en respectant les paramètres d'exploitation exigés par le procédé de production.
- b) **Service laboratoire** : il assure le suivi permanent de la qualité de produit fini et procède à des éventuels ajustements, le cas échéant. Aussi, il veille à ce que les rejets résultants des procédés de production soient conformes aux normes exigées par la réglementation en vigueur.

Organigramme de département d'exploitation : [5]



Figure(I-04): Organigramme du département d'exploitation

I.3.2. Département Engineering & Production :

Le Département Engineering & Production assure la gestion et le bon fonctionnement des puits du champ GBRS, en plus des opérations d'entretien et de test des puits.

Le Département E.P / GBRS est constitué de deux (02) services :

- Service mesures et contrôle.
- Service puits (opérations).

a) **Service mesure et contrôle** :

- Le contrôle journalier des puits : la pression de tête et de ligne, la température de tête et de ligne, le niveau dans le bac de l'inhibiteur de corrosion, la pression dans les espaces.

- Annulaires tubing/tubage 7" tubage 7"/tubage 9^{5/8} et tubage 9^{5/8}/tubage 13^{1/8}, % débit de puits, débit de pompe...

- Le réglage de débit suivant la demande de la salle de contrôle.
- La surveillance permanente de tous les puits du champ de GBRs.
- Dégorgement des puits producteurs.
- Ouverture de puits par action sur la vanne automatique 'B'.
- L'exécution des manœuvres sur la tête de puits tels que la fermeture ou l'ouverture des puits.
- Le prélèvement d'échantillons d'eau pour le contrôle de la salinité au laboratoire.
- Dépressuriser la ligne au niveau du puits ou du manifold.
- Etablissement des bilans de production journaliers, hebdomadaires, mensuels, et annuels.
- Superviser l'opération de Wells est⁽²⁾ (séparateur mobile).

b) Service puits (opérations) :

Elle occupe essentiellement des opérations d'entretien des équipements de surface ou de fond (Wire line) des puits producteurs pour assurer un fonctionnement optimal et en bonnes conditions de sécurité :

- Assurer la supervision de tous types d'opérations sur les puits producteurs : coiled tubing, workover, wireline(3), snubbing,...etc.
- Le changement des équipements usés de la tête de puits ou des réseaux de raccordement du puits.
- Le remplissage des bacs de l'inhibiteur de corrosion de chaque puits pour assurer la continuité d'injection.
- Le graissage des vannes et nettoyage de la tête de puits.
- Le contrôle et vérification de l'état des équipements au niveau de l'atelier

I.3.3. Département Maintenance :

Le département maintenance est composé de trois services d'intervention possédants chacun son propre atelier et un quatrième service s'appelant planning et méthode qui assure la préparation et la planification des tâches de ces services :

a) Service mécanique :

Il s'occupe de la maintenance préventive et curative des machines tournantes de l'unité telles que les pompes, moteurs, les aéro-réfrigérants ainsi que les équipements statiques tels que les séparateurs, les échangeurs de chaleur, les colonnes de distillation etc....

b) Service électricité :

Il s'occupe de la maintenance préventive et curative des équipements électriques et du froid de l'unité tels que les moteurs les disjoncteurs, les transformateurs et les installations de chauffages et conditionnement d'air etc....

c) Service instrumentation :

Il s'occupe de la maintenance préventive et curative des équipements et instruments des systèmes asservis de l'unité.

d) Service Planning & Méthodes :

Il veille sur la préparation et la planification des activités de la maintenance (curative et préventive) pour les trois services d'intervention précités.

I.3.4. Département HSE :

Le département HSE est composé de service prévention, service intervention, deux ingénieurs d'environnement et centre médical, il a comme objectif principal préserver les personnes, les installations, et l'environnement de tout endommagement à travers les actions des inspections, audits, évaluations des risques professionnels, analyse de sécurité des tâches ...etc. Aussi, il veille à réduire et atténuer la gravité des accidents en utilisant des moyens humains et matériels pour la lutte anti-incendie, sauvetages et secours. **13.1** Organigramme du Département HSE.

a. Service Prévention : il vise à réduire le taux des accidents jusqu'à le rendre ZERO conformément à la politique HSE de GBRS, en utilisant un arsenal de documents (check-list rapport...) et systèmes tels que Système Permis de travail, analyse sécurité des tâches, inspections, audit, induction HSE, Formation et sensibilisation.

b. Service intervention : Ce service est primordial dans l'organisation du Département HSE, car il n'intervient qu'après l'apparition des accidents tels que lutte contre l'incendie, évacuation des accidentés, le cas échéant.....etc.

Chapitre II

Généralités sur le gaz associé

II .1. Gaz associé :

Le gaz associé coexiste dans la roche réservoir avec un gisement de pétrole. Il peut être sous forme de gaz dissous dans l'huile ou forme de gaz de couverture (gaz cap) situé au-dessus de réserve de pétrole (huile). En examinant le diagramme de phase du système formé par l'huile et le gaz associé présent le dans le réservoir, le point qui représente les conditions du réservoir se trouve alors dans le domaine bi phasique. Le mélange se compose en effet d'une phase liquide (huile) et d'une phase gazeuse. Lorsque l'huile est produite. La pression diminue et une partie du gaz dissous est libérée. Cette traction gazeuse est habituellement séparée en surface, le gaz qui reste dissous dans les conditions de séparation est ensuite libéré par détente successive, la dernière détente étant réalisée à une pression voisine de la pression atmosphérique. La quantité de gaz dissoute ainsi libérée, soit aux conditions du séparateur de tête, soit aux conditions standards est caractérisée par le GOR (gas-oil ratio) défini comme le rapport des volumes respectifs de gaz libéré et d'huile résiduelle.

II .1.1. Origine du gaz associé :

Le gaz de pétrole associé (APG), ou gaz associé, est une forme de gaz naturel qui se trouve avec des dépôts de pétrole, soit dissous dans l'huile, soit sous forme de "bouchon de gaz" au-dessus de l'huile dans le réservoir. Historiquement, ce type de gaz a été libéré en tant que produit de rebut de l'industrie de l'extraction du pétrole. Appelé aussi gaz de torchère, Il est séparé directement lors de l'extraction du pétrole. Pendant longtemps, ce gaz était considéré comme un parent pauvre de l'exploitation du pétrole, que l'on voyait sur les champs pétroliers mondiaux, des centaines de torchères brûlant à l'air libre la plus grande partie du gaz produite en même temps que le pétrole. Il était considéré comme un déchet, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile.

II .1.2. Composition du gaz associé :

La composition en gaz associée est indiquée dans le tableau suivant :

Tableau II-01 : Composition approximative de APG [15]

Constituant	Fraction volumique (%)	Fraction massique (%)
Méthane	81	60
Ethane	5.5	7.7
Propane	6.6	3.5
Butane	4	10.8
Pentane	1.4	4.8
Nitrogène	1.0	1.3
Dioxyde de carbone	0.17	0.33

II .1.3. Emplois possibles du gaz associé :

C'est le volume et la composition du gaz associé qui vont orienter son emploi. Si le gaz est disponible en grandes quantités, il va justifier financièrement d'installer une usine de purification et un gazoduc, éventuellement en cumulant la production de plusieurs puits voisins, pour la production de Gaz de pétrole liquéfié (GPL). Si les quantités de gaz associé sont insuffisantes pour le vendre, on peut envisager les emplois suivants :

II .1.4. Réinjection dans le gisement :

Cette méthode est classiquement utilisée dans le cadre de la récupération assistée du pétrole ; elle permet de maintenir une pression de fond plus élevée, et donc d'améliorer le pourcentage de récupération du pétrole, ce qui rend l'opération rentable ; cependant, si le gaz est acide (présence de CO₂ ou d'H₂S), il exige des matériels et canalisations résistants à la corrosion. Du point de vue de l'exploitant, ce gaz n'est pas perdu, il est simplement stocké et reste disponible à l'exploitation quand le puits aura épuisé son liquide.

II .1.4. a. Génération d'énergie in situ par le gaz associé :

Le gaz non traité alimente une turbine génératrice d'électricité pour les besoins du site de production.

Chapitre III

Les hydrates

III.1 INTRODUCTION :

Les hydrates de gaz (également appelés hydrates de clathrate) sont des composés d'inclusion solides qui se forment lorsque l'eau et le gaz entrent en contact à des pressions élevées et à des températures basses. Ce système hôte-invité comprend un réseau hôte de molécules d'eau liées à l'hydrogène qui forment des cages, qui encapsulent des molécules de gaz invité telles que le méthane, le dioxyde de carbone et le propane (1). Une description détaillée des propriétés structurales des hydrates de gaz est donnée dans la section suivant

Sir Humphry Davy (2) a découvert pour la première fois des hydrates de gaz en 1810 lorsqu'il a remarqué qu'un solide était formé d'une solution de chlore gazeux (alors appelé gaz oxymuriatique) et d'eau au-dessus du point de glace. La découverte a peut-être même précédé Davy, car en 1778 Priestley a découvert des composés (formés du gel de SO₂ dans l'eau) qui pouvaient être des hydrates de clathrate, mais le manque de documentation adéquate rend cette découverte antérieure incertaine.

Les hydrates de gaz n'ont été considérés comme n'ayant aucune pertinence pratique avant 1934, lorsque Hammer schmidt a découvert que les hydrates de gaz plutôt que la glace étaient responsables du colmatage des lignes de transport de gaz au Canada (3). Les hydrates de gaz continuent de sévir dans l'industrie du pétrole et du gaz, car ils entraînent un grave risque de blocage dans les oléoducs et les gazoducs, à terre et en mer (figure 1). Les champs pétroliers en eau profonde ont amélioré les environnements à haute pression et basse température; ainsi, le risque de blocage des hydrates de gaz dans les pipelines et les installations offshore est extrême. En tant que tels, les hydrates de gaz sont le principal problème pour l'assurance des débits, le domaine soucieux d'assurer un écoulement continu des fluides dans les conduites et installations de pétrole / gaz..

La formation d'hydrate de gaz est également un problème clé dans la production de pétrole / gaz en eau profonde du point de vue de la sécurité. Comme récemment observé en 2010, les hydrates de gaz ont été un problème majeur dans le confinement de la fuite de pétrole suite à l'explosion du puits de pétrole / gaz en eau profonde du puits de Macondo dans le golfe du Mexique. Aux profondeurs de l'eau où se trouvait la fuite de pétrole, les conditions de température et de pression étaient facilement favorables à la formation d'hydrates de gaz à partir de la montée du panache de pétrole / gaz. En fait, la formation d'hydrates de gaz a été la cause de la défaillance d'une structure de confinement de 100 tonnes. [1]

III.2. Eaux du gisement :

Les eaux de gisement proviennent de l'aquifère sous jacent ou de l'exploitation d'un gisement la mise en mouvement de l'aquifère (poussée des eaux ou water drive) contribue à ralentir le déclin

de pression du réservoir.

Il peut même être nécessaire de restreindre le régime de production de certain puits de production par cristallisation des sels. Les eaux de gisement peuvent être d'origine marine elles sont alors caractérisées par teneur élevées en chlorures particulièrement en chlorure de sodium quelque fois très supérieures à la teneur dans l'eau de mer dissous. [1.2]

III.3. Hydrates et conditions de leur formation :[2]

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 .

Il existe deux formes 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).

III.3.1. Conditions de formations des hydrates :

On peut citer les principales conditions de formations des hydrates comme suit :

- Présence d'eau dans le gaz naturel.
- Les Basses températures.
- Les hautes pressions.

En parallèle, il existe aussi d'autres paramètres qui favorises la formation d'hydrates et qui sont d'ordre moins important tels que :

- L'augmentation de la turbulence de l'écoulement, tels que la vitesse d'écoulement élevée, pulsation de pression et toutes type d'agitation.
- La présence des fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation tels que microcristaux d'hydrates et particules solides (poussières, oxydes de corrosion) « jouent un rôle catalytique dans la réaction de formation ».

III.4. Teneur en eau dans le gaz :

La teneur en eau dans le gaz naturel dépend essentiellement de la température et de la pression.

Les sels en solution dans l'eau réduisent sa pression partielle en phase vapeur et la teneur en eau du gaz se trouve donc diminuée.

III.4.1. Mesure de la teneur :

La teneur en vapeur d'eau peut être mesurée par trois méthodes par observation du point de rosée, par rétention d'eau sur un adsorbant et par adsorption dans un liquide (karl-Fisher).

La méthode du point de rosée consiste à observer au moyen d'un miroir refroidi la

température de condensation de l'eau.

La teneur en eau peut être également mesurée après adsorption sur du perchlorate de magnésium, la quantité d'eau adsorbée étant déterminée par une méthode gravimétrique.

La méthode de karl-fisher, qui est largement employée, consiste à adsorber l'eau dans une solution et à mesurer la teneur en eau par la quantité de gaz nécessaire pour neutraliser le réactif (solution d'iode, de pyridine et d'anhydride sulfureux dans un méthanol appelée réactif de Karl-Fisher).

Connaissant l'évolution des conditions de température et de la pression dans une installation, il est possible au moyen de la courbe de rosée eau du gaz naturel, de déterminer la zone de formation des hydrates.

La quantité d'eau déposée peut être ensuite calculée à partir de la différence entre les teneurs en eau dans le gaz à saturation respectivement à l'entrée et à la sortie. [2.3]

III.5. Hydrates de gaz et problèmes dans l'industrie pétrolière et gazière :

Hammerschmidt¹ a déterminé que les hydrates de gaz naturel pouvaient bloquer les pipelines de transport de gaz parfois à une température supérieure au point de congélation de l'eau. Cette découverte a souligné l'importance des hydrates pour l'industrie pétrolière et gazière et a été une introduction à l'ère de la recherche moderne.

Les hydrates de gaz sont un problème très coûteux dans les opérations d'exploration et de production pétrolières. Les clathrates d'hydrates peuvent boucher les systèmes de collecte de gaz et les pipelines de transport sous-marins et en surface. Dans les explorations offshore, la principale préoccupation concerne les lignes de transfert multiphasiques de en- tête de puits à la plate-forme de production où les basses températures du fond marin et les pressions de fonctionnement élevées favorisent la formation d'hydrates de gaz.[14]

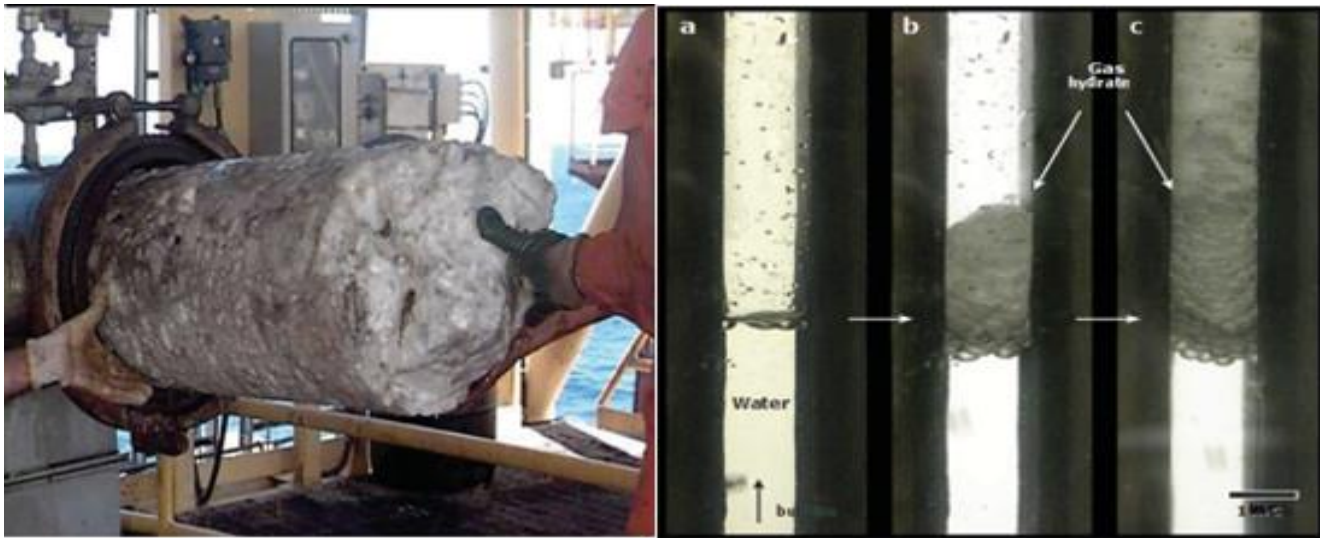


Figure (III-04) : Colmatage d'un pipeline d'hydrocarbures sous-marin en raison de la formation d'hydrates

III.6. Structures des hydrates :

III.6.1. Structure de la base :

En présence d'un gaz léger, les molécules d'eau peuvent former une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages dans les quelles sont piégées les molécules de gaz. En raison de cette structure en cage les hydrocarbures appartiennent à la catégorie des composés d'inclusion appelés cathares. Le réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogène entre les molécules d'eau et il est stabilisé par les molécules de gaz qui sont elles mêmes retenues dans les cages par des forces de Van Der Waals. [3]

Seules les molécules dont le diamètre est compris dans une certaine fourchette peuvent former ces inclusions en effet, le diamètre de la molécule doit être inférieur au diamètre de la cavité pour que la molécule puisse entrer dans la cavité et en même temps suffisamment grand, pour que le réseau cristallin soit stable.

Deux structures différentes du réseau cristallin appelées structure I et structure II ont été mises en évidence par diffraction des rayons X.

Dans ces structures, le motif de base est un pentagone formé par les molécules d'eau reliées par des liaisons hydrogènes. Alors que la face dans sa structure la plus courante (structure II) est formée d'anneaux hexagonaux empilés (fig.9.1). Ces motifs pentagonaux s'assemblent dans l'espace en formant des dodécaèdres à faces pentagonales, désigné par la notation 5^{12} .

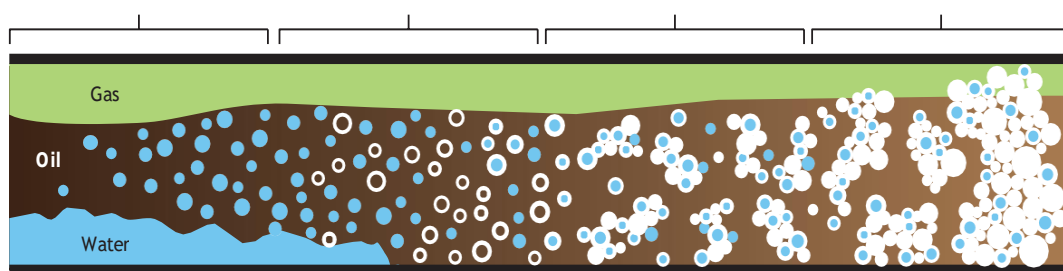
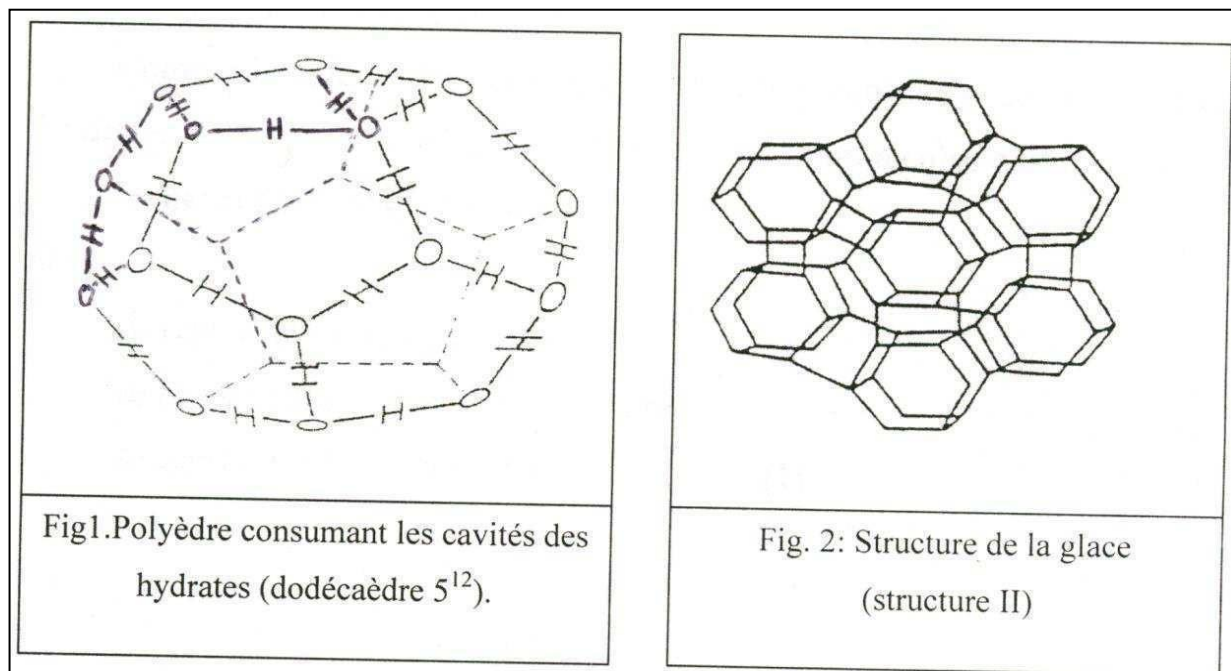


Figure (III- 05): Structure des hydrates [4]

A. Hydrates de structure I:

Aux conditions d'équilibre de pression et température de formation et de dissociation des hydrates, le cristal unitaire de cette structure est composé de 46 molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : méthane, éthane, dioxyde de carbone.

Structure I: $2M_1\ 6M_2\ 46H_2O$

Où: M_1 représente deux petites cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et référencées 5^{12}).

M_2 représente les six grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales et référencées $5^{12}6^2$)[3.4].

B. Hydrates de structures II:

Le cristal unitaire de cette structure est composé de 136 molécules d'eau mélangées avec les hydrocarbures suivants : propane, iso butane, n-butane.

Structure II : $16M_1\ 8M_3\ 136H_2O$.

Où : M_3 représente les huit grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 4 faces hexagonales et référencées $5^{12}\ 6^4$).

C-Hydrates de structure H :

Comme il s'ajoute à ces deux structures une autre appelée structure H des Hydrates dont le cristal est composé de 34 molécules d'eau.

Structure H: $3M_1\ 2M_3\ 34H_2O$. [4]

Où :

M_1 représente les petites cavités.

M_2 représente la cavité intermédiaire.

M_3 représente la grande cavité.

Tableau (III-02) : Composants pouvant entrer dans les cavités des l'hydrates SII20, 29

Component	Structure I		Structure II	
	Small Cavities	Large Cavities	Small Cavities	Large Cavities
C₁	+	+	+	+
C₂	–	+	–	+
C₃	–	–	–	+
nC₄	–	–	–	+
iC₄	–	–	–	+
CO₂	+	+	+	+
N₂	+	+	+	+
H₂S	+	+	+	+
O₂	+	+	+	+
Ar	+	+	+	+
2,2 Dimethylpropane	–	–	–	+
Cyclopropane	–	–	–	+
Cyclohexane	–	–	–	+
C₆H₆	–	–	–	+

**Tableau (III- 03) : les composants pouvant entrer dans les cavités de
l' hydratesSH20**

Component	Small/Medium Cavities	Huge Cavities
C₁	+	–
N₂	+	–
iC₅	–	+
Neohexene	–	+
2,3-Dimethylbutane	–	+
2,2,3-Trimethylbutane	–	+
3,3-Dimethylpentane	–	+
Methyl cyclopentane	–	+
1,2- Dimethyl cyclohexane	–	+
Cis-1,2- Dimethyl cyclohexane	–	+
Ethyl cyclopentane	–	+
Cyclooctane	–	+

III.6.2. Équilibre de la phase hydratée :

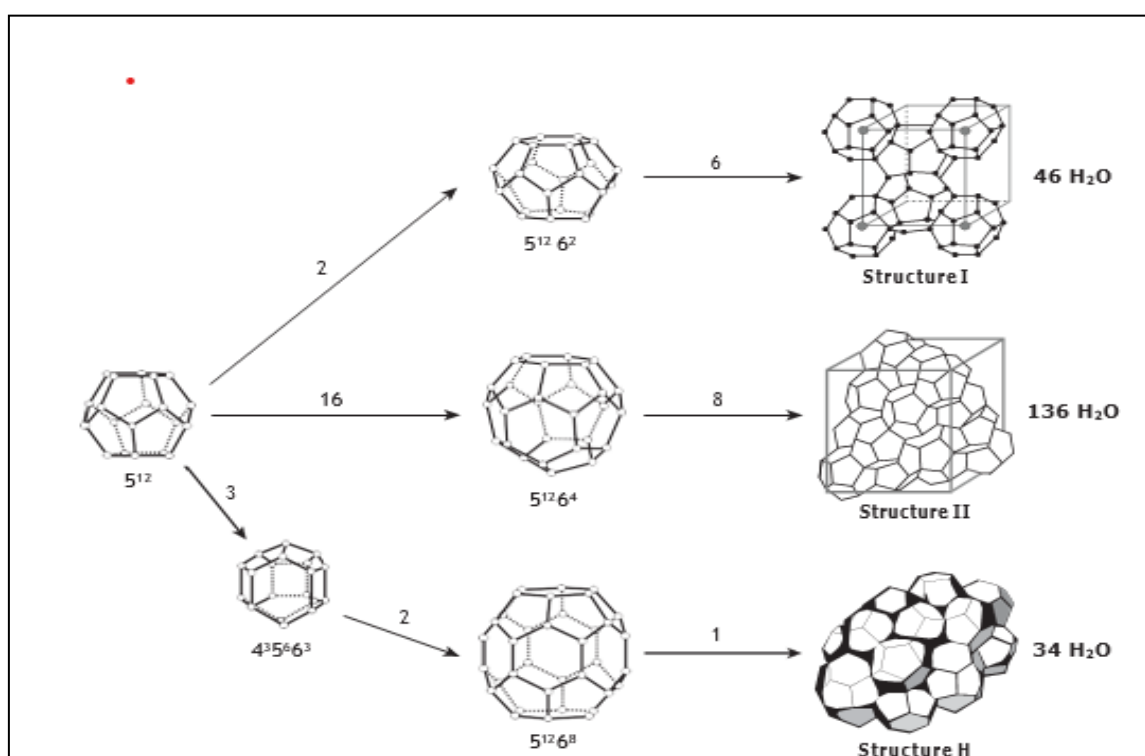


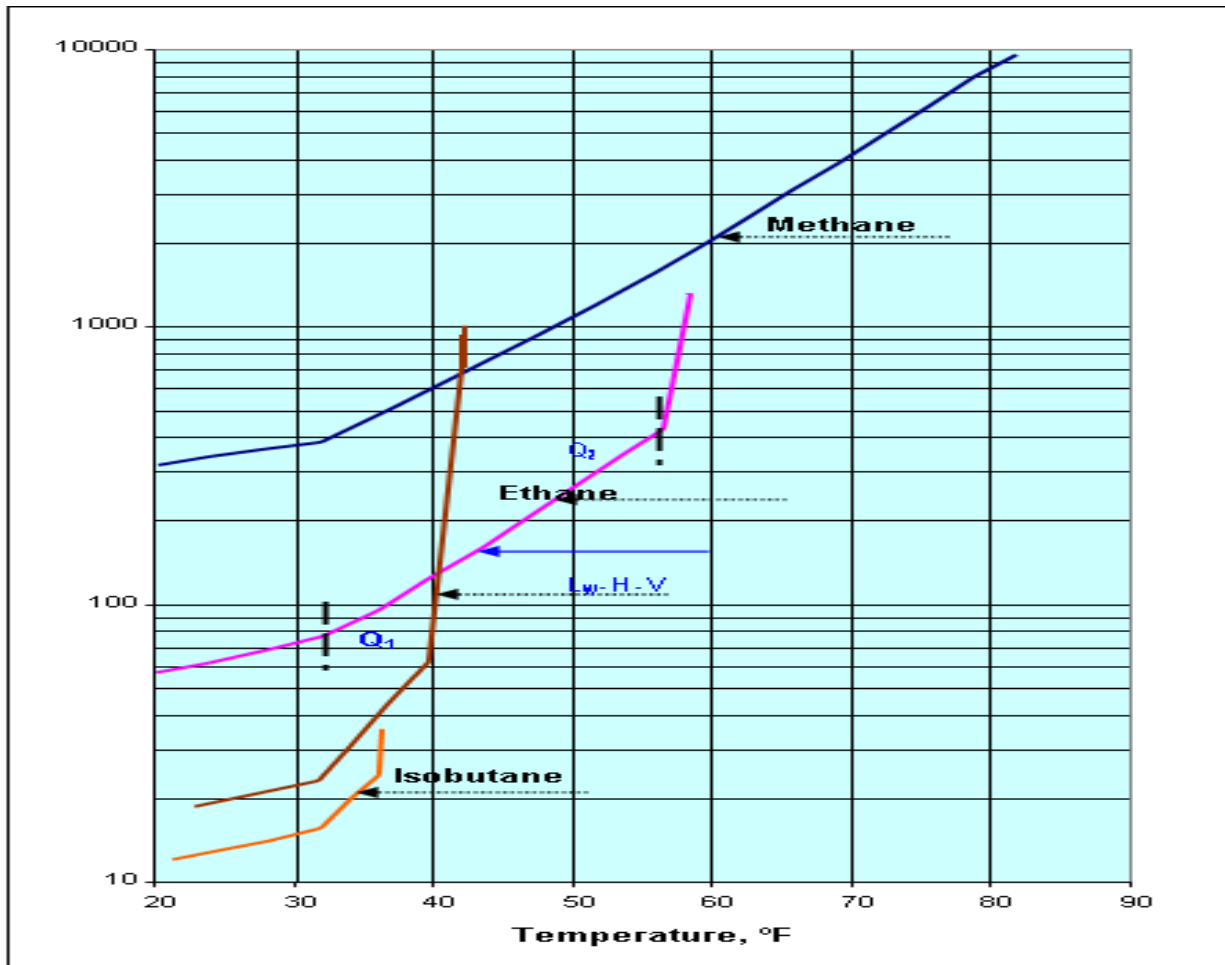
Figure (III-06) : Types des Structure des hydrates

La figure 4,36 montre la courbe d'équilibre des hydrates (I-H-V), (LW-H-V), (LW-H-LHC) pour plusieurs composants. Les lettres H, I, V, LW et LHC représentent respectivement l'hydrate, la glace, la vapeur d'hydrocarbure, l'eau liquide et l'hydrocarbure liquide. Le point quadruple inférieur, Q1 indique le point auquel la glace à quatre phases, l'eau liquide, la vapeur d'hydrocarbure et l'hydrate (I-LW-H-V) sont en équilibre. La température à ce point se rapproche du point de glace.

Diagramme de phases pour les hydrocarbures de gaz naturel qui forment des hydrates (d'après McCain) .

Le point Q2 est le point quadruple supérieur auquel l'équilibre liquide à quatre phases, liquide hydrocarboné, vapeur d'hydrocarbure et hydrate (LW-LHC-V-H) est en équilibre. Les pressions et

températures sur la ligne Q1Q2 représentent les conditions d'équilibre de l'eau liquide triphasée, de la vapeur d'hydrocarbure et de l'hydrate. Par conséquent, sur le côté droit de cette ligne, aucun hydrate ne se forme; cependant, les hydrates commencent à se former sur cette ligne et deviennent plus stables à une pression plus élevée et / ou à une température plus basse. Puisque notre objectif dans ce travail est de prédire la pression ou la température de formation d'hydrates naissante, toutes les données expérimentales recueillies et utilisées pour développer les nouvelles corrélations sont celles qui représentent la ligne d'équilibre triphasique (LW-H-V).



Figure(III- 07): Diagramme de phase pour les hydrocarbures de gaz naturel qui forment des hydrates (d'après McCain)[9]

A) Prévention des hydrates :[5]

La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors de conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée ou en baissant 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 une opération de séchage soit d'utiliser des inhibiteurs.

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

B) Chauffage :

Un chauffage momentané peut être également utilisé pour éliminer un bouchon d'hydrates. Cette opération nécessite de nombreuses précautions.

C) Réduction de pression :

Une faible pression effectuée à fixée représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toute fois une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché.

D) Sels :

Les électrolytes constituent des inhibiteurs très efficaces. Les sels en solution agissent par attraction des dipôles formés par les molécules d'eau ; les molécules d'eau tendent à s'associer avec les ions en solution, plutôt qu'à former un réseau autour des molécules de gaz en solution. Pour la même raison, la solubilité du gaz dans l'eau diminue.

Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs dépendent aux cations suivants : $Al^{3+} > Mg^{2+} > Ca^{2+} > Na^{+} > K^{+}$

Le chlorure de calcium est fréquemment choisi en raison de son efficacité et de son faible coût par contre, en raison des risques de corrosion et dépôt, les sels ne sont que peu utilisés en pratique comme inhibiteurs.

E) Alcools :

Les alcools notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs.

L'éthylène glycol parmi les glycols, celui qui se prête le mieux à l'inhibition des hydrates.

En raison de sa masse moléculaire plus faible.

L'emploi de diéthylène glycol peut tout de même se justifier lorsqu'il s'agit de réduire les pertes de solvant dans le gaz. Il est plus efficace à une concentration massique fixée.

Le méthanol est peu visqueux et n'est pas corrosif, par contre, sa forte TVR entraîne des pertes importantes en phase gazeuse, de plus la régénération par distillation du méthanol est relativement coûteuse, de ce fait le méthanol est souvent consommé en permanence sans être récupéré.

F) Autres inhibiteurs :

L'ammoniac est l'un des inhibiteurs très efficaces, mais il est corrosif, toxique et forme avec le dioxyde de carbone en présence d'eau, des carbonates qui risquent de constituer un dépôt solide. En outre, sa tension de vapeur est élevée il est difficile à récupérer.

La mono éthanol amine a été préconisée comme inhibiteur à une concentration massique donnée.

III-7-Utilisation des inhibiteurs :[5]

Abaissement de la température de la formation des hydrates par injection des inhibiteurs :[5,6]

Corrélation disponible :

En 1939, HAMMER SCHMIDT a proposé une formule empirique donnant l'abaissement de la température de formation des hydrates dû à un inhibiteur :

$$T=(K/M) * [C/(100-C)].$$

Avec les notations suivantes :

C : Concentration en poids d'inhibiteur,

K : coefficient empirique ; K=2273 pour les solutions d'éthylène glycol.

T: abaissement de la température de formation des hydrates en °F.

M : masse molaire du glycol.

Conclusion

Le gaz s'est heurté 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.

Chapitre IV

Déshydrations de gaz Et fonctionnement de sécheur

Introduction :

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivants 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 au moyen de la technique de traitement approprié.

IV .1. Objectif de la déshydratation :

Quelle que soit son origine, le gaz naturel contient toujours de l'eau, qu'elle provienne directement du réservoir ou qu'elle soit introduite lors des différentes opérations de traitement comme la désacidification par exemple. 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 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.

La qualité de la déshydratation dépend fortement du type d'application retenu pour le gaz. Pour le transport, le gaz naturel est déshydraté jusqu'à des teneurs de l'ordre de 7 lb/MMscf (pound/Million standard cubicfeet), cette valeur pouvant être plus basse dans les régions froides (par exemple 1 à 2 lb/MMSCF en Alaska) [14]

IV.2. Étapes du fonctionnement de sécheur :[13]

Étape 1 : vérification de l'état initial

Une fois que la commande RUN de séquence de régénération a été lancée, la séquence de régénération annoncera "Séquence de régénération automatique démarrée" et poursuivra l'exécution du séquençage de régénération sélectionné. La première activité du programme de séquence sera confirmée. Toutes les positions de vanne d'arrêt requises pour trois sécheurs (A : PASSÉ, B : EN ATTENTE, C : HORS LIGNE) sont satisfaites. Si les vannes ou les conditions de fonctionnement ne sont pas satisfaites, une alarme est générée pour informer l'opérateur des conditions anormales et la séquence de régénération se mettra en attente et attendra les actions correctives de l'opérateur et la commande RUN de l'opérateur.

Les actions de l'étape 1 consistent à indiquer à l'opérateur que la séquence a commencé, à vérifier les conditions d'état initial des différentes vannes d'arrêt.

Le tableau 1.5 montre les positions correctes de la vanne à l'étape 1 en plus de l'état de la vanne, l'état des contrôleurs, 03TIC-2812 pour le réchauffeur de gaz de régénération, 03HX-2802AB-1/2/3 et 03TIC-2810 pour le refroidisseur de gaz de régénération, 03HX- 2803 doivent être vérifiés.

Tag No	Service	Status	Set Point
03TIC - 2812	Température d'alimentation en gaz de régénération	Auto	120 deg C
03TIC - 2810	Température de refroidissement Du gaz de régénération	Auto	85 deg C

Tableau (IV-04): état des vannes pour le démarrage de la séquence

No	Tag No.	Service	Position	Confirmation Tag
1	03KV-2801A	Dryer-A Process Inlet Valve	Open	03KZLO-2801A
2	03KV-2803A	Dryer-A Process Outlet Valve	Open	03KZLO-2803A
3	03KV-2804A	Dryer-A Regen. Gas Inlet Valve	Close	03KZLC-2804A
4	03KV-2802A	Dryer-A Regen. Outlet Valve	Close	03KZLC-2802A
5	03KV-2801B	Dryer-B Process Inlet Valve	Close	03KZLC-2801B
6	03KV-2803B	Dryer-B Process Outlet Valve	Close	03KZLC-2803B
7	03KV-2804B	Dryer-B Regen. Gas Inlet Valve	Close	03KZLC-2804B
8	03KV-2802B	Dryer-B Regen. Outlet Valve	Close	03KZLC-2802B
9	03KV-2801C	Dryer-C Process Inlet Valve	Close	03KZLC-2801C

10	03KV-2803C	Dryer-C Process Outlet Valve	Close	03KZLC-2803C
11	03KV-2804C	Dryer-C Regen. Gas Inlet Valve	Close	03KZLC-2804C
12	03KV-2802C	Dryer-C Regen. Outlet Valve	Close	03KZLC-2802C
13	03KV-2806	Dryer Bypass Valve	Open	03KZLO-2806
14	03KV-2807	Regen. Gas Heater Process Bypass Valve	Close	03KZLC-2807
15	03KV-2808	Regen. Gas Heater Process Inlet Valve	Open	03KZLO-2808
16	03KV-4601	Regen. Gas Heater Heating Medium Inlet Valve	Open	03KZLO-4601
17	03KV-4602	Regen. Gas Heater Heating Medium Outlet Valve	Open	03KZLO-4602

Une séquence de régénération doit être satisfaite pour mettre le déshydrateur "STANDBY" 03V - 2801B en service. Les conditions initiales de fonctionnement seront vérifiées automatiquement une fois que l'interrupteur "ACTIVER" est sélectionné. L'action ÉTAPE 1 mentionnée ci-dessus est résumée ci-dessous. Confirmez que toutes les positions de soupape requises avant le début de la séquence de régénération A (A: PASSÉ, B: ATTENTE, C: HORS LIGNE) sont satisfaites.

Régulateur de température d'alimentation en gaz Règne, 03TIC - 2812 est en mode Auto et réglé à 120 ° C. Régulateur de température de refroidissement du gaz Règne, 03TIC - 2810 est en mode Auto et réglé à 85 C.

Étape 2 : Sécheuse de secours en ligne (03V - 2801B)

L'action ÉTAPE 2 met en ligne la sécheuse de secours (B).

2.01 Vanne d'entrée de processus ouvert, 03KV - 2801B. Le statut ouvert confirmé de la valve active l'étape suivante.

2.02 Vanne de sortie de processus ouvert, 03KV - 2803B. Le statut ouvert confirmé de la valve active l'étape suivante.

2.03 Démarrer une minuterie d'absorption pendant 480 min. (Accordable)

Étape 3 : mise hors service de sécheur usagé (03V-2801A) et préparation de l'étape 4

L'action ÉTAPE 3 consiste à mettre la sécheuse usagée (A) hors service et à se préparer à l'étape suivante.

3.01 Fermer la vanne d'entrée de processus, 03KV- 2801A. L'état de fermeture confirmé de la vanne active l'étape suivante.

3.02 Fermer la vanne de sortie de processus, 03KV-2803A. L'état de fermeture confirmé de la vanne active l'étape suivante.

3.03 Modifier le point de consigne du contrôle de la température d'alimentation en gaz de régénération, 03TIC-2812, à 100 degC.

Étape 4: accélération de la température du gaz de régénération pour le sécheur usé (03V-2801A)

L'action ÉTAPE 4 consiste à introduire le gaz de régénération dans le sécheur usagé (A) et à augmenter la température du gaz de régénération.

4.01 Ouvrez Regen. Vanne d'entrée de gaz, 03KV-2804A. Le statut ouvert confirmé de la valve active l'étape suivante.

4.02 Ouvrez Regen. Vanne de sortie de gaz, 03KV - 2802A. Le statut ouvert confirmé de la valve active l'étape suivante.

4.03 Fermer la soupape de dérivation de la sécheuse, 03KV - 2806. L'état de fermeture confirmé de la soupape active l'étape suivante.

4.04 Démarrer la minuterie de montée en température pendant 18 minutes (réglable) et augmenter le point de consigne du contrôle de température d'alimentation en gaz de régénération, TIC-2812 avec 10,6 ° C / min. (Accordable) de 100 deg C à 290 deg C. Si la température du gaz de régénération sur 03TIC - 2812 PV n'atteint pas 270 ° C par minuterie de 18 minutes, le temps de dépassement d'alarme pour la température de montée en puissance est activé. Si la température du gaz de régénération sur 03TIC - 2812 PV atteint 270 ° C en 18 minutes ou moins, passez à l'étape suivante.

Étape 5: Chauffage du sécheur usé (03V - 2801A)

L'action ÉTAPE 5 consiste à chauffer le sécheur usagé (A) et à éliminer l'eau adsorbée.

5.01 Démarrer une minuterie de chauffage pendant 209 min. (Réglable) lorsque le point de consigne de 03TIC - 2812 atteint 290 degrés. Passez à l'étape suivante.

5.02 Continuez le débit de gaz de régénération chaud jusqu'à ce que la minuterie de chauffage soit expirée.

Étape 6: Réduction de la température du gaz de régénération pour le sécheur régénéré (03V - 2801A)

L'action ÉTAPE 6 consiste à réduire la température du gaz de régénération.

6.01 Démarrer la minuterie de décélération pendant 18 minutes (réglable) et la décélération du point de consigne du contrôle de la température d'alimentation en gaz de régénération, TIC - 2812 avec 11,4 ° C / min. (Accordable) de 290 degrés à 85 degrés. Si la température du gaz de régénération sur 03TIC - 2812 PV n'atteint pas 120 ° C après 18 minutes, le temps de dépassement d'alarme pour la température de descente est activé. Lorsque la température de 120 ° C est atteinte, passez à l'étape suivante.

Étape 7: Refroidissement de sécheur régénéré (03V - 2801A) L'action STEP 7 refroidit la sécheuse régénérée (A).

7.01 Démarrer une minuterie de refroidissement pendant 136 min. (réglable) lorsque le point de consigne du TIC - 2812 atteint 85 degrés.

7.02 Ouvrez Regen. Vanne de dérivation du processus de chauffage au gaz, 03KV - 2807. Le statut ouvert le plus sûr avec 03KV - 2807 active l'étape suivante.

7.03 Fermez Regen. Vanne d'entrée de processus de chauffage à gaz, 03KV - 2808. L'état de fermeture confirmé de 03KV - 2808 active l'étape suivante.

7.04 Fermez Regen. Vanne d'admission de fluide de chauffage du réchauffeur de gaz, 03KV - 4601 L'état de dose confirmé de 03KV - 4601 active l'étape suivante.

7.05 Fermez Regen. Vanne de sortie de fluide de chauffage de chauffage à gaz, 03KV - 4602. L'état de fermeture confirmé de 03KV - 4602 active l'étape suivante.

7.06 Changer le contrôle de la température d'alimentation en gaz de régénération, 03TIC - 2812 en mode manuel et la sortie à 0%

7.07 Continuer le débit de gaz de régénération froid jusqu'à ce que la température du lit supérieur, 0371 2803A atteigne 100 ° C ou que la minuterie de refroidissement soit expirée.

Étape 8: Veille du sécheur régénéré (03V - 2801A)

L'action ÉTAPE 8 consiste à mettre le sécheur régénéré en veille (A).

8.01 Ouvrir Regen. Vanne d'admission de fluide de chauffage de chauffage à gaz, 03KV - 4601

L'état ouvert confirmé de 03KV - 4601 active l'étape suivante,

8.02 Ouvrir régén. La soupape de sortie moyenne de guérison du réchauffeur de gaz, 03KV - 4602

L'état ouvert confirmé de 03KV - 4602 active l'étape suivante

8.03 Ouvrir la soupape d'admission du processus de réchauffeur de gaz Regen, 03KV - 2808. L'état ouvert confirmé de 03KV - 2808 active l'étape suivante.

8.04 Fermer Régénération. Vanne de dérivation de processus de réchauffeur de gaz, 03KV - 2807.

Le statut confirmé 03KV - 2807 fermé active l'étape suivante

8.05 Changer le contrôle de la température d'alimentation en gaz de régénération, 03TIC - 2812 en mode Auto et régler à 120 degrés.

8.06 Vanne de dérivation de sécheuse ouverte, 03KV - 2806. L'état ouvert confirmé de 03KV - 2806 active l'étape suivante.

8.07 Fermez Regen. Soupape d'admission de gaz, 03KV - 2804A. Confirmé 03KV - l'état 2804A fermé active l'étape suivante.

8.08 Fermer Regen. Vanne de sortie de gaz, 03KV - 2802A. Confirmé 03KV - 2802A état fermé active l'état STANDBY

Étape 9: Répétez l'étape 1 pour la sécheuse usée (03V - 2801B) L'action ÉTAPE 8 consiste à démarrer la régénération pour la sécheuse usagée (B).

9.01 Répétez les étapes 1 à 8 pour la régénération du sécheur B après expiration de la minuterie d'adsorption démarrée en 2.03.

10.3.2 Modo manuelle Remarque :

Le mode Auto / Man ne peut être modifié que lorsque le bouton d'arrêt est enfoncé ou à l'étape 9.

L'opérateur peut changer les vannes de séquence en mode manuel. Cependant, l'ordre de fonctionnement des vannes séquentielles doit être suivi de celui du mode Auto car les verrouillages et autorisations suivants sont fournis pour le mode Manuel. L'ouverture des deux vannes pour

l'entrée et la sortie du processus sur l'autre sécheur permet de fermer les vannes d'entrée et de sortie du processus sur le sécheur en ligne.

La fermeture des deux vannes pour l'entrée et la sortie du gaz de régénération sur un sécheur permet l'entrée et la sortie du processus les vannes du même sécheur doivent être ouvertes et vice versa.

La séquence de surveillance du verrouillage doit être toujours active et en marche.

Tableau (IV-05) : Séquences pour sécheur (mode automatique) [13]

Step	Description	Start Time [min.]	Duration [min.]	Regen. Gas Heater Temp. Set Point [degC]	Expected Spent Bed A Top Temp. [degC]	Expected Regen. Gas Cooler Inlet Temp. [degC]	Flow Rate to Dryer A [kg/hr]	Flow Rate to Dryer Bypass [kg/hr]
1	Initial condition check	0	0	120	85	120	0	25287
2	Stand-by Dryer B online	0	2	120	85	120	0	25287
3	Spent Dryer A offline	2	1	120	85	120	0	25287
4	Ramp-up temperature of regeneration gas (Step 4.04, See *2 below)	3	18	100 → 290	85 or higher	100 or higher	25287	0
5	Heating of spent Dryer A (Step 5.01, See *2 below)	21	209	290	290	290	25287	0
6	Ramp-down temperature of regeneration gas (Step 6.01, See *2	230	18	290 → 85	290 or lower	290 or lower	25287	0

Step	Description	Start Time [min.]	Duration [min.]	Regen. Gas Heater Temp. Set Point [degC]	Expected Spent Bed A Top Temp. [degC]	Expected Regen. Gas Cooler Inlet Temp. [degC]	Flow Rate to Dryer A [kg/hr]	Flow Rate to Dryer Bypass [kg/hr]
	below)							
7	Cooling of Regenerated Dryer A(Step 7.01, See *2 below)	248	136(*1)	85	290 → 100 (*1)	290 → 100 (*1)	25287	0
8	Stand-by Regenerated Dryer A	384	96	120	100 or Lower	120	0	25287
9	Repeat Step 1 for another Dryer B	480	0	120	100 or Lower	120	0	25287

Tableau (IV-06) : Tableaux de références croisées pour les vannes séquentielles du sécheur. [13]

No.	Service	Dryer-A	Dryer-B	Dryer-C
1	Process Inlet Valve	03KV-2801A	03KV-2801B	03KV-2801C
2	Process Outlet Valve	03KV-2803A	03KV-2803B	03KV-2803C
3	Regen. Gas Inlet Valve	03KV-2804A	03KV-2804B	03KV-2804C
4	Regen. Gas Outlet Valve	03KV-2802A	03KV-2802B	03KV-2802C



Figure (IV-08) : unité de déshydratation des gaz

IV.3. Principe de la déshydratation :[5]

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 appropriée.

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

IV.3.1-Séchage par refroidissement ou compression :

La teneur en eau saturée du gaz baisse avec la montée de la pression ou la baisse de la température. Les gaz chauds saturés en eau peuvent être facilement séchés par refroidissement direct ou par compression suivi d'un refroidissement.

IV.3.2-Séchage par absorption :

Le séchage des gaz est assuré dans ce cas par lavage à contre courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, ce solvant est un glycol. Le gaz déshydraté sort en- tête de colonne, le glycol sort en fond, et régénéré par distillation et recyclé.

IV.4. Types Déshydratation :

Ilya 02 types

A-Déshydratation par membrane :

Il n'existe pas à l'heure actuelle de procédé industriel de déshydratation par membrane.

La déshydratation par membrane permet de séparer des mélanges gazeux par transfert sélectif, sous l'effet de différences de pression, à travers une couche mince et continue d'un polymère sélectif. Le perméateur est donc alimenté par le mélange gazeux à séparer sous haute pression (plusieurs dizaines de bars). Le retentât est récupéré à une pression égale (aux pertes de charge près) à celle de l'alimentation, le perméat est lui récupéré à une pression très inférieure à celle de l'alimentation, ce transfert basé sur la théorie de la diffusion.

.B-Déshydratation par Adsorption:

L'adsorption est un phénomène de surface qui correspond à la fixation des molécules d'un fluide à la surface d'un solide. Lorsque les molécules gazeuses sont en contact avec une surface solide, la vapeur d'eau dissoute dans le gaz est d'abord condensée dans les pores puis maintenue à la surface des pores par des forces qui dépendent des réactions ou des interactions physiques. [6.7]

D'une façon générale on admet deux types d'adsorption :

1. Adsorption physique:

L'adsorption physique est utilisée pour le traitement de gaz et elle est caractérisée par :

- ✓ Mise en jeu des forces résiduelles de Van Der Waals.

- ✓ Elle est exothermique (dégagement de chaleur).

2. Adsorption chimique :

L'adsorption chimique est utilisée dans le domaine catalytique et elle est caractérisée par :

- ✓ Mise en jeux des forces d'attraction dues aux liaisons chimiques ioniques.
- ✓ Elle est sélective mais la désorption nécessite une température élevée.

IV.5. Types d'adsorbant : [7]

La majorité d'adsorbants industriels sont capables d'adsorber les gaz ou les fluides organiques ou inorganiques mais leurs caractéristiques d'adsorption rendent chacune plus ou moins spécifique à une application particulière. Dans l'industrie de traitement de gaz, il existe différent type d'adsorbants à savoir :

❖ Les selicagel (SiO_2NH_2) :

C'est un produit dur, granulaire, très poreuses et disponible sous orme de poudre ou des grains, utilisé généralement pour la déshydratation de l'air.

❖ Les charbons actifs :

Ils sont préparés à partir des matières organiques. Et ils sont caractérisés par une porosité importante pour adsorber les hydrocarbures paraffiniques et les produits organiques. Ils sont utilisé généralement pour l'adsorption des matières organiques contenues dans les eaux usées.

❖ Les alumines actives (Al_2O_3):

Elles sont commercialisées sous forme de poudre granulée et sont utilisés comme déshydratants pour les gaz et les liquides. Leur capacité d'adsorption est pratiquement faible.

❖ Les tamis moléculaires :

Ce sont des cristaux de zéolithe synthétique de métal aluminosilicates leur régénération exige une température très élevée et ayant une large utilisation dans le domaine de déshydratation du gaz.

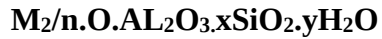
IV.6. Adsorption sur les tamis moléculaires :

IV.6.1. Description d'adsorption sur les tamis moléculaires :

Les tamis moléculaires contrairement aux autres adsorbants leurs pores sont d'une précision uniforme en dimension, suivant la dimension de ces pores les molécules peuvent être facilement adsorbées, lentement adsorbées ou complètement rejetées.

Cette sélectivité de tamisage qui repose sur la taille des molécules à laquelle il a été ajouté une préférence sélective pour les molécules polaires ou polarisables, augmentée d'une haute capacité dans des larges conditions opératoires, donne aux tamis moléculaires un très haut degré de sélectivité d'adsorption.

Les tamis moléculaires sont des zéolites cristallines ayant une formule chimique de base :



Où M : cation de valence n.

Plusieurs espèces de zéolites sont connues, qui diffèrent dans leurs compositions chimiques, leur structure cristalline et leur propriété d'adsorption.



Dans les deux cas l'ion de sodium peut être échangé afin de former d'autres produits utilisables.

IV.6.2. Avantages des tamis moléculaires :

- Une dégradation lente avec le temps.
- La diminution de la capacité d'adsorption avec l'augmentation de la température est moins prononcée.
- Une capacité d'adsorption élevée à des concentrations faibles de l'adsorbat.
- Les tamis sont plus recommandés pour la déshydrations des liquides. par ailleurs, les tamis moléculaires présentent les avantages de pouvoir être régénéré et réutilisé d'où leur utilisation dans les installations fonctionnant en continue.

En remplaçant partiellement les cations de sodium du tamis moléculaires du type 4A° par les cations de potassium, on obtient les tamis de type 3A°.

Si le cation de substitution est le calcium et non le potassium on obtient les tamis de type 5A°. Les tamis moléculaires de type 10X sont obtenus dans la synthèse de la zéolite de type 13X.

Tableau (IV-07) : Différents types des tamis moléculaires [11]

Type	Diamètre des Pores (Å°)	Molécules adsorbées	Applications
3A	3	molécules avec diamètre effectif < 3Å° H ₂ O, NH ₃	utilisé pour sécher les liquides polaires tels que le méthanol.
4A	4	molécules avec diamètre effectif < 4Å° CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₆	utilisé pour le séchage des vapeurs des hydrocarbures insaturés.
5A	5	molécules avec diamètre effectif < 5Å°	sert à séparer les paraffines normales des cycles hydrocarbonés par un processus d'adsorption sélective.
10X	8	Iso paraffines, oléfines, C ₄ H ₁₀ molécules des diamètres effectifs < 8Å°	sert à la séparation des hydrocarbures pour le séchage des gaz et la purification de l'air

Pour avoir si une molécule peut ou non passer à travers un pore et pénétrer à l'intérieur de réseau cristallin, il faut connaître sa forme géométrique, car pour une molécule sphérique. L'Argon par exemple, le diamètre critique est égal au diamètre effectif du tamis, alors que pour une molécule linéaire, le cas des paraffines de diamètre critique est déterminé à partir de la section de la molécule.

Le tableau suivant présente les dimensions critiques de certaines molécules :

Tableau (IV-08) : les dimensions critiques de certaines molécules [11].

Molécules	Diamètre (Å)
Hydrogène, acétylène	2,4
Eau, Oxygène, CO, CO ₂	2,8
Azote	3,0
Ammoniac, Hydrogène sulfuré	3,6
Méthane	4,0
Ethylène, Oxyde d'éthylène	4,2
Ethane, Méthanol, Ethanol	4,4
Méthyle, Mercaptan	4,5
Propane, n Butane	4,9
Propylène,	5,0
toluène,	6,7
benzène,	6,8

Tableau (IV-09) :la polarité décroissante des tamis moléculaires [11].

Polarité décroissante	• L'eau L'ammoniac • Le dioxyde de soufre • L'acide de soufre • Les alcynes • Les alcènes • Le dioxyde de Carbone • Les alcanes • L e methane
-----------------------	--

IV.7. Principe de l'adsorption :

L'adsorption sur les tamis moléculaires constitue un procédé de séparation physique très efficace qui peut souvent remplacer la distillation fractionnée. Le tamis moléculaire est utilisé pour l'adsorption des molécules d'eau du gaz.

Le procédé d'adsorption le plus employé est l'adsorption dans un ballon, le gaz à déshydraté traverse un ballon rempli de tamis moléculaires en granulés. Le composé à adsorbé (l'eau) est fixé et retenue par les pores de tamis moléculaires sur une couche d'épaisseur relativement faible. Au fur et à mesure que le gaz hydraté continue d'entrer dans le ballon, cette couche se sature en eau et le gaz finit alors de se déshydrater sur le reste du tamis moléculaires.

L'adsorption se fait à chaque instant dans une zone bien définie du lit, à l'entrée de cette zone la teneur en eau du gaz est encore à son niveau de départ, tandis qu'à la sortie, ce niveau est réduit aux spécifications du gaz traité.[10]

Cette portion du lit (zone où se produit l'adsorption) est appelée : **zone de transfert de matière (ZTM)**. Ce dernier est la distance que doit parcourir un gaz pour que sa concentration en H₂O chute à zéro.

À mesure que la durée d'adsorption augmente la zone de transfert de matière se déplace lentement de l'entrée vers la sortie du ballon, lorsque la partie inférieure de la ZTM atteint l'extrémité, le point de rosée du gaz traité commence à s'élever assez lentement d'abord et puis très rapidement : C'est le point de saturation, le lit est dit (saturé), et il est nécessaire de procéder à la régénération des tamis moléculaires.

L'importance de la zone de transfert de matière dépend principalement :

- De la cinétique de l'adsorption de l'adsorbat.
- Des caractéristiques thermodynamiques du fluide vecteur.
- De la vitesse linéaire superficielle.
- Des types, de la forme et de granulométrie du tamis moléculaires.
- Des concentrations C_0 et C_s .

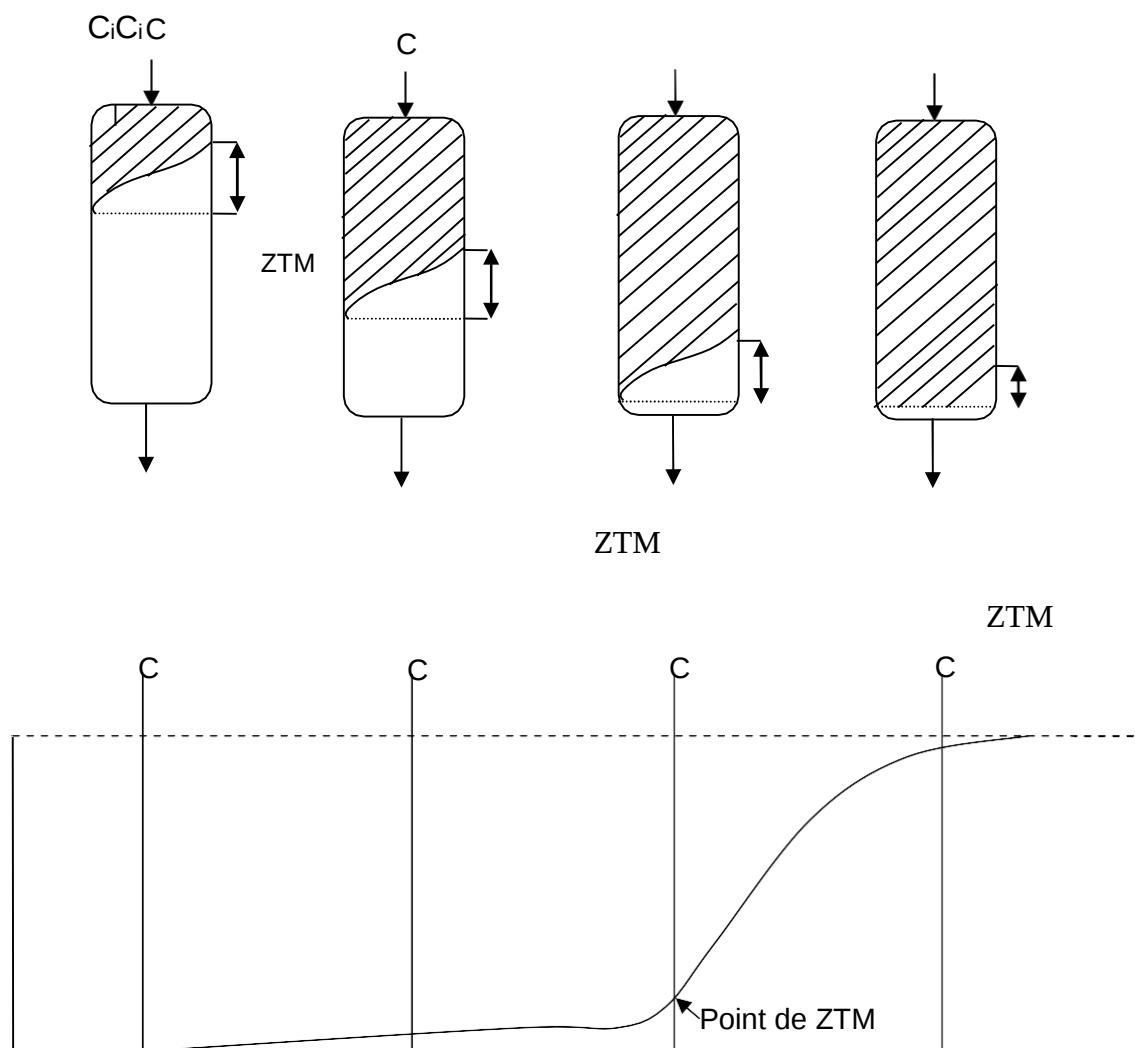


Figure (IV-09) : Adsorption idéale en colonne (ZTM)

IV.8. Régénération des tamis moléculaires :

Un tamis moléculaires saturé peut retrouver sa capacité initiale par le procédé connu sous le nom de régénération. La régénération consiste à restituer aux tamis moléculaires saturé sa capacité d'adsorption initiale par extraction des corps fixés dans la structure poreuse du tamis moléculaires à la fin de la phase d'adsorption. Afin de maintenir la continuité du procédé de déshydratation, le gaz à déshydraté est dirigé vers un autre déshydrateur précédemment régénéré. Il existe dans le domaine de traitement du gaz quatre (04) méthodes de régénération à savoir [9]:

- Régénération par chauffage (Thermal Swing).
- Régénération par dépressurisation (Pressure Swing).
- Régénération par entraînement.
- Régénération par déplacement.

A- Régénération par chauffage (Thermal Swing) :

Cette méthode consiste à porter le dés hydrateur à une température élevée, le corps adsorbé quitte la surface du tamis moléculaires et se trouve rapidement éliminé par un courant gazeux qui traverse le dés hydrateur du bas vers le haut.

Ce type de régénération peut être réalisé à une légèrement inférieure et une température de l'ordre de 200 à 300°C.

Généralement ce type de régénération est composé de trois phases :

- 1) Phase de chauffage;
- 2) Phase de refroidissement;
- 3) Phase de standby.

Généralement le cycle de régénération est lent peut prendre plusieurs heures, le cycle de régénération est de 06heures.

Tableau (IV-10) : cycle d'adsorption et régénération [12] .

Heure	6	12	18	00
1 ^{ère} sécheur	Service	Service	Régénération	Servie
2 ^{ème} sécheur	Régénération	Service	Service	Régénération
3 ^{ème} sécheur	Service	Régénération	Service	Service

B- Régénération par dépressurisation (Pressure Swing) :

Est basée sur la diminution de la capacité d'adsorption par abaissement de la pression, la température demeurante inchangée. Ce type de régénération est pratiquement obtenu en purgeant le déshydrateur à régénérer par une partie du gaz traité détendu à travers des vannes.

Généralement le cycle de régénération est court peut prendre quelque minute.

C- Régénération par entraînement :

Cette méthode permet d'éliminer le composé adsorbé grâce à l'entraînement par un fluide non adsorbable, il est soit soluble, soit miscible. Ce procédé ne nécessite pas une variation de pression ou de température.

D- Régénération par déplacement :

Cette méthode consiste à faire circuler un fluide contenant une forte concentration d'un corps facilement adsorbé qui est capable de déplacer le composé précédemment adsorbé. Il ne reste plus qu'à régénérer ensuite le tamis moléculaire par l'une des trois premières méthodes [8].

IV.9. Traitement du gaz : [10]

IV.9.1. Déshydratation du gaz :

Le système 28 est constitué des équipements suivants :

- le réchauffeur du gaz d'alimentation (03HX-2801)
- le sécheur (03V-2801A/B/C)
- le réfrigérant du gaz de régénération (03HX-2803)
- le séparateur du gaz de régénération (03V-2802)
- le compresseur du gaz de régénération (03ME-2801A/B)
- le réchauffeur du gaz de régénération (03HX-2802A/B-1/2/3)
- le filtre de sortie sécheur (03F-2801A/B)

Le gaz provenant du compresseur d'exportation de gaz entre dans le réchauffeur du gaz d'alimentation (03HX-2801) côté tube pour y être surchauffé, puis s'achemine vers le sécheur.

Après être sorti du réchauffeur du gaz d'alimentation, le gaz entre dans l'un des trois sécheurs (03V-2801A/B/C). Le système de déshydratation a pour fonction d'enlever l'eau contenue dans le gaz jusqu'à une proportion inférieure à 6 ppmv au moyen d'un tamis moléculaire.

La logique de régulation du processus de déshydratation est exécutée de sorte que l'un des trois sécheurs soit en mode d'adsorption, alors que les deux autres sont soit en mode de régénération, soit hors ligne (en secours). La déshydratation du gaz s'effectue à travers le lit de tamis moléculaire, doté d'un système de régulation ad hoc qui contrôle les modes de fonctionnement séquentiels : adsorption, régénération et standby. Les cycles de fonctionnement sont : 8 heures de déshydratation, 6.4 heures de régénération (3.8 heures de chauffe et 2.6 heures de refroidissement) et 1.6 heures de standby. Un des trois lits d'adsorption est hors ligne (en secours).

La régénération se fait en deux étapes : la chauffe (pour chasser l'eau) et le refroidissement (pour mettre le lit en mode d'adsorption aussi rapidement que raisonnablement possible).

Régénération :

Le débit du gaz de régénération est contrôlé tout au long d'une séquence par le régulateur 03FIC-2801. Le lit à régénérer est mis en mode de régénération. Les vannes de séquence sont mises en mode de chauffe comme dans le Tableau 4.3.

La température de consigne des réchauffeurs du gaz de régénération est augmentée par un système de séquence jusqu'à la température requise pour la régénération (290°C sur les P&ID). Le lit à régénérer est chauffé progressivement à raison de 10.6°C/min, pour chasser de l'eau. Lorsque la partie supérieure du lit atteint la température requise de 290°C, le régulateur de séquence commande la baisse de la température de consigne des réchauffeurs et, en conséquence, l'alimentation de ces derniers en fluide caloporteur s'arrête.

Les réchauffeurs sont par la suite refroidi jusqu'à la température égale à celle du gaz déshydraté sorti de l'unité de déshydratation. Le gaz de régénération ainsi refroidi traverse le lit régénéré et le refroidit jusqu'à ce que la température à la partie supérieure du lit atteigne 100°C. Les réchauffeurs peuvent être contournés en utilisant les vannes de séquence pour faciliter le processus de refroidissement du lit. La température de sortie du réfrigérant du gaz de régénération est réglée égale ou supérieure à la température de consigne du réfrigérant final du compresseur d'exportation de gaz. Cela permet de s'assurer qu'il n'y a pas à craindre la condensation des liquides quand le gaz humide provenant des compresseurs d'exportation de gaz et le gaz de régénération recyclé se mélangent. La pression sur le lit en cours de régénération sera maintenue constante, comme les compresseurs du gaz de régénération sont des machines de type centrifuge à vitesse fixe et à débit constant, donc contrôlés sur le flux de recyclage allant vers le séparateur du gaz de régénération.

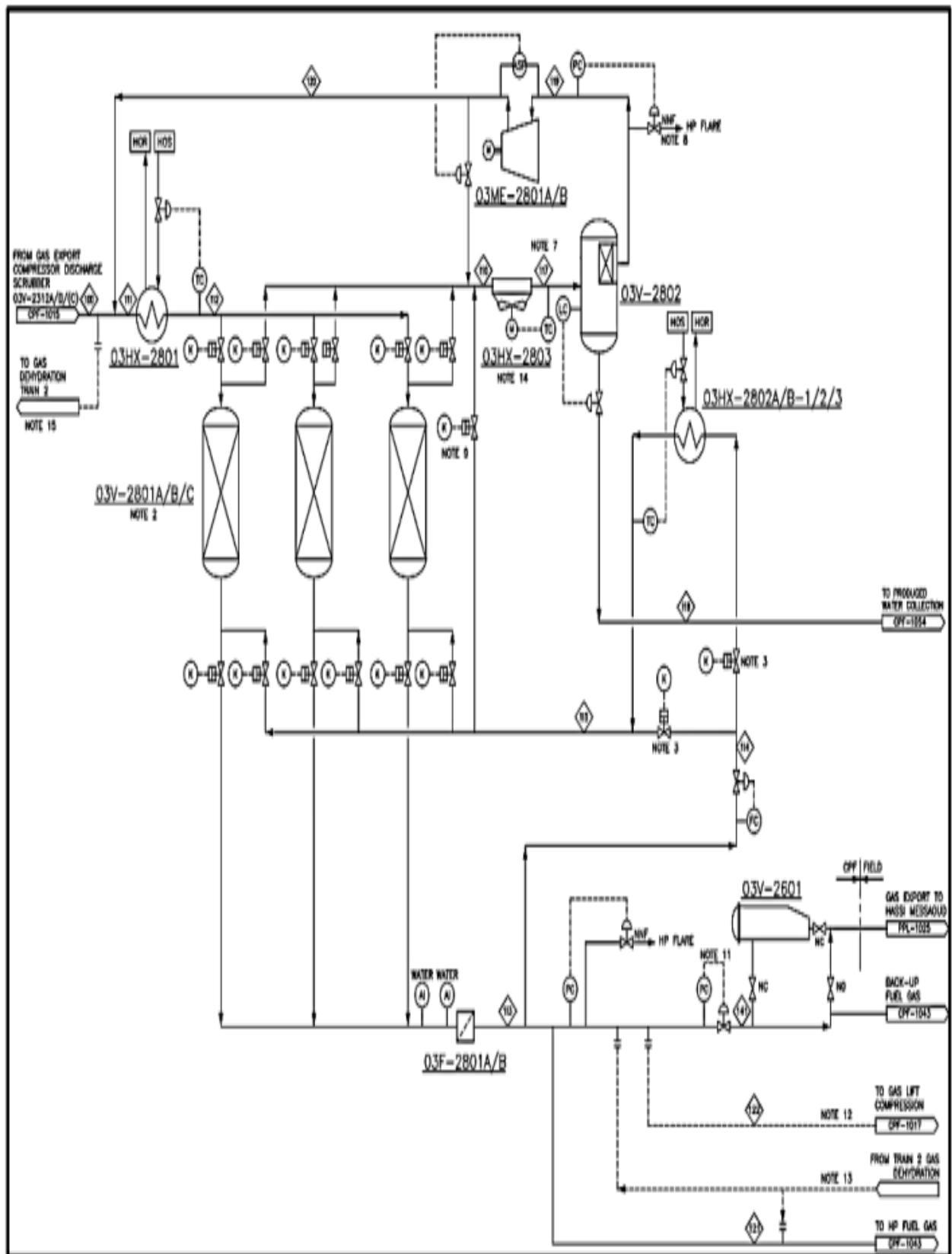


Figure (IV-10) : Schéma du système de déshydratation du gaz

IV.10. Rôle de Chaque Composant :[9]

- Les refroidisseurs de gaz d'alimentation permettent de refroidir le gaz d'alimentation pour améliorer la séparation
- Réchauffeur de régénération de déshydratation de vapeur Fournir la chaleur exigée au ruisseau du gaz de la régénération.
- Séparateur haute pression c'est un réservoir vertical où le liquide est séparé du gaz de l'alimentation
- Filtre d'admission du dés hydrateur de vapeur :Retire les solides fins et tout liquide restant du gaz de l'alimentation
- Les filtres de sortie de déshydratation de vapeur : l'élimination totale des fines de tamis moléculaire qui peuvent être transportées avec le flux de gaz d'alimentation asséché
- L'échangeur de régénération des dés hydrateurs de vapeur : Refroidit le gaz de la régénération saturé et condenser l'eau.
- Séparateur de gaz de régénération de vapeur : Facilite la séparation de l'eau concentré du gaz de la régénération.
- Déshydrateurs de vapeur : Enlève, par adsorption, l'humidité du gaz de l'alimentation.

IV.11. L'exportation de gaz : [13]

Le système 26 est constitué des équipements suivants :

- deux vannes de régulation pour l'exportation de gaz (03PV-2601A/B)
- la gare de racleur départ (03V-2601)
- six postes de sectionnement sur le gazoduc

Le gaz provenant du CPF afflue dans le pipeline conduisant à Hassi Messaoud (ZCINA) pour davantage de traitement. Une vanne régulatrice de contre-pression (03PV-2601A/B) est prévue en amont de l'entrée au pipeline afin de :

- maintenir un rapport de pression minimal entre aspiration et refoulement des compresseurs gaz d'expédition pour éviter le blocage,
- fournir une pression constante pour l'alimentation en fuel gaz HP.
- fournir une pression constante pour l'aspiration des futurs compresseurs Gaz- Lift.
- fournir une pression constante pour un comptage exact du gaz.
- assurer les conditions stables pour le fonctionnement de l'unité de déshydratation du gaz.
-

IV.12. La Composition du gaz alimentant les sécheurs :

1. L'adsorption:

Tableau (IV-11) : la Composition du gaz d'adsorption

Composition n	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i-C_4H_{10}$	$n-C_4H_6$
%molaire	0.2	1.4	66.86	14.18	9.98	1.92	3.64

Composition	$i-C_5H_{12}$	$n-C_5H_{12}$	$n-C_6H_{14}$
%molaire	0.92	0.68	0.21

2. La régénération:

- ❖ Charge : gaz sec
- ❖ Pression de régénération : 40bars
- ❖ Température de régénération : 270 °C

IV .13. La composition du gaz de régénération est portée sur le tableau suivant :

Tableau (IV-12) : La Composition du gaz de régénération

Composition	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i-C_4H_{10}$	$n-C_4H_6$
%molaire	0.19	1.37	64.84	13.92	10.08	2.07	4.11

Composition	$i-C_5H_{12}$	$n-C_5H_{12}$	$n-C_6H_{14}$
%molaire	1.36	1.14	0.92

Conclusion :

Le séchage est une opération qui a une grande importance dans les processus industriels de fabrication liés à des domaines tels que l'industrie pétrochimique.

Le séchage est une opération qui nécessite beaucoup d'énergie dans les opérations industrielles et comme tous les sécheurs fonctionnent avec une grande consommation d'énergie, l'étude d'un modèle et des paramètres de contrôle offre l'opportunité d'améliorer l'opération du séchage.

Le gaz ne perd pas ses caractéristiques physiques pendant le séchage.

Chapitre V

Partie Calcul

V.1. 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/MMscfgaz .

V. 2. Calcul de déshydrateur dans les conditions actuelles :

V.2.1. Calcul des températures et pressions critiques et réduites du mélange :

Tableau (V-13) : 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

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

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

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

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

Avec :

T_{ci}: Température critique du constituant i

P_{ci}: Pression critique du constituant i

Y_i: Fraction molaire du constituant i

c)**Tr_m**: Température réduite du mélange, elle est donnée par:

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

d)**Pr_m** : Pression réduite du mélange, elle donnée par :

$$P_{rm} = \frac{P}{P_{cm}}$$

V.2.2. Calcul du facteur de compressibilité Z:

En utilisant les équations c et d respectivement :

Avec T=323,17 K, et P= 1171 psi nous obtenons : Tr_m=1,411, Pr_m=1,712

En utilisant l'abaque universel de l'annexe A (Tr_m = 1,411 et

Pr_m = 1,712)

On trouve :

$Z = 0.799$

V.2.3. Calcul de densité relative du gaz:

En se basant sur l'équation suivante :

$$d_G = \frac{M_W}{M_{W \text{ air}}}$$

M_W : masse moléculaire du gaz, M_W = 23,933 g/mol

M_{W air} : masse moléculaire d'air, M_{W air}=29 g/mol

On trouve :

$$d_G = 0.82$$

V.2.4. Calcul de la masse volumique du gaz:

En remplaçant les valeurs suivantes dans l'équation :

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

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

R= 8,314 J/mole K

Nous obtenons :

$$\rho_G = 102.21 \text{ Kg/M} \quad 6.381 \text{ lb /ft}^3$$

V.2.5. Calcul du diamètre minimum de la colonne :

V.2.5.1. Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz :

Est donnée par la formule suivante :

$$G = (C \times \rho_B \times \rho_G \times d_p \times g)^{0.5}$$

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

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

$DP = 1/8'' = 0.01042 \text{ ft}$: 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]

$$G = (0.33 \times 44 \times 6.381 \times 0.01042 \times 32.2)^{0.5}$$

$$G = 6327.2 \text{ lb gaz /h.ft}^2$$

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.

V.2.5.2. Calcul de la vitesse superficielle admise :

$$V_g = \frac{G.Z.T}{162.P.d} = \frac{6327,19 \cdot 0,799 \cdot 313,15}{162 \cdot 1171 \cdot 0,82}$$

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

T : température de service [°k]

P : pression de service, [psia]

$$V_g = 7.55 \text{ ft/min}$$

V.2.5.3. Calcul du diamètre minimum du dés hydrateur :

Surface d'écoulement :

qg : débit massique du gaz [lb/h]

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

Vg = 7,55 ft/min

G = 6327,19 lb gaz/h.ft²

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

$$q_g = \frac{Q}{3} = \frac{3991.08}{3}$$

$$q_g = Q/3 = 3991.3,08$$

Donc : S = 2,63 ft²

Le Diamètre minimal du dés hydrateur:

$$D_{min} = (4 \times \pi S)^{0.5} = (4 \times 3,14 \times 2,63)^{0.5}$$

V .2.6. Calcul de la hauteur du lit:

V.2.6.1. Calcul du flux d'adsorption d'eau :

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

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

V.2.6.2 Calcul du flux d'adsorption d'eau:

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

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

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

D: Diamètre de lit [ft]

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

A (T=122°F et P=1171 psi), on trouve Yw = 69 lb H₂O/MMScF de gaz

$$q_{eau} = 8.28 \text{ lb } H_2O / h \cdot ft^2$$

V.2.6.3 Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse:

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

$$h_z = A \cdot \left(\frac{q_{eau}^{0.7895}}{R_s^{0.5506} \cdot V_g^{0.02646}} \right)$$

A : constante, pour les tamis moléculaires [A =225]

hz: hauteur de la zone de transfert de masse [in]

qeau: quantité d'eau dans le gaz par unité de surface du dés hydrateur [lbH₂O / h. ft²]

Vg: vitesse superficielle du gaz [ft / h]

Rs: Saturation relative du gaz d'entrée en % [100% pour notre cas]

$$h_z = 0.88 \text{ ft}$$

V.2.6.4 Hauteur minimale (d'adsorption) du dés hydrateur:

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%]

θB : Le temps d'adsorption [12 h]

ρt: masse volumique de tamis moléculaire [44 Lb/ft³]

Donc la hauteur de l'adsorbeur est :

$$h_{ad} = 6.821 \text{ ft}$$

Donc la hauteur de lit

$$L = h_z + h_{ad} = 0.88 + 6.821$$

$$L = 15.009 \text{ ft}$$

V.2.7 masse La 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

$$M_t = 14200.74 \text{ lb}$$

V.2.8. Quantité d'eau adsorbée :

- Quantité d'eau adsorbée par cycle:

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

$$Q_w = 1071.84 \text{ lbH}_2\text{O} / \text{sécheur}$$

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

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

$$Q_w = 89.32 \text{ Kg} / \text{heure} / \text{séch}$$

V.2.9. Calcul les pertes de charge à travers les dés hydrateur :

V.2.9.1. 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 :

$$\Delta P / 4.75 = 0.054 \times 0.012 \times 4.87 + 1.9 \times 10^{-5} \times 96.11 \times 4.87^2$$

$$\Delta P = 0.0706 \text{ psi}$$

V.2.9.2. 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 :

$$\Delta P / H = [0.025 \times \frac{(1-\varepsilon)^2}{\varepsilon^3} \times \mu \times \frac{V_g}{D_p}] + [4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-\varepsilon)}{\varepsilon^3} \times d_g \times \frac{V_g^2}{D_p}]$$

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

V.2.9.2.a. Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique 1/2'' :

$$\frac{\Delta P}{h_1+h_2} = [0.025 \times \frac{(1-0.37)^2}{0.37^3} \times 0.012 \times \frac{4.87}{6.35}] + [4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0.37)}{6.35^3} \times 104.913 \times \frac{4.87^2}{6.35}]$$

$$\Delta P = 0.00115 \text{ psi}$$

V.2.9.2.b. Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique 1/4'' :

$$\frac{\Delta P}{h_3} = [0.025 \times \frac{(1-0.4)^2}{0.4^3} \times 0.012 \times \frac{4.87}{12.7}] + [4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0.4)}{0.4^3} \times 104.913 \times \frac{4.87^2}{12.7}]$$

$$\Delta P = 0.00071 \text{ psi}$$

V.2.9.3. 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 : $\Delta P = 0,0706 + 0,00115 + 0,00071$

$$\Delta P = 0.07246 \text{ psi}$$

V.3. Résultats des calculs obtenus :

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

Tableau (V-14): 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 (Kg/m ³)	704.81
Capacité d'adsorption a 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 superficiel admise (m/min)	7.55
Diamètre (m)	1.17
Hauteur du lit(m)	4.575
Teneur en eau (lb H ₂ O /MMsef 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

V.3.1. Comparaison des résultats obtenus avec ceux installées :

Tableau (V-15): Comparaison des résultats

Paramètres	Design	Calcule	% 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/ dés hydrateur)	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 dés hydrateur 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 **11609,69kg/sécheur (100 %)**. ce qui représente un écart de **(28,63%)**. Donc, dans ces conditions, les dés hydrateurs assurent la déshydratation du gaz, mais ils b sont sous exploités.

V.4. Optimisation du temps de cycle du cas actuel :

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

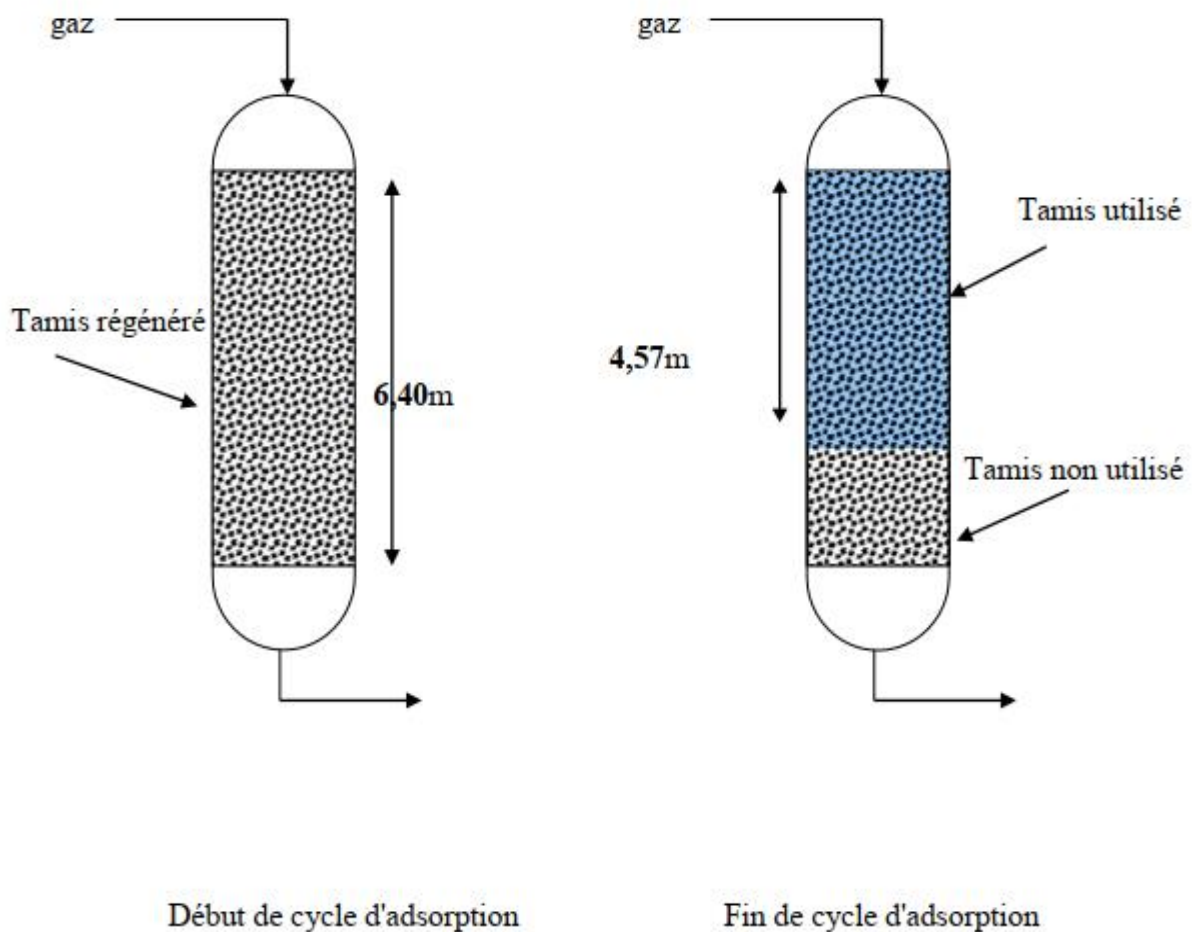


Figure (V-11) : Représentation de la masse utilisée du tamis après le cycle d'adsorption

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.

V.4.1. 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).

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

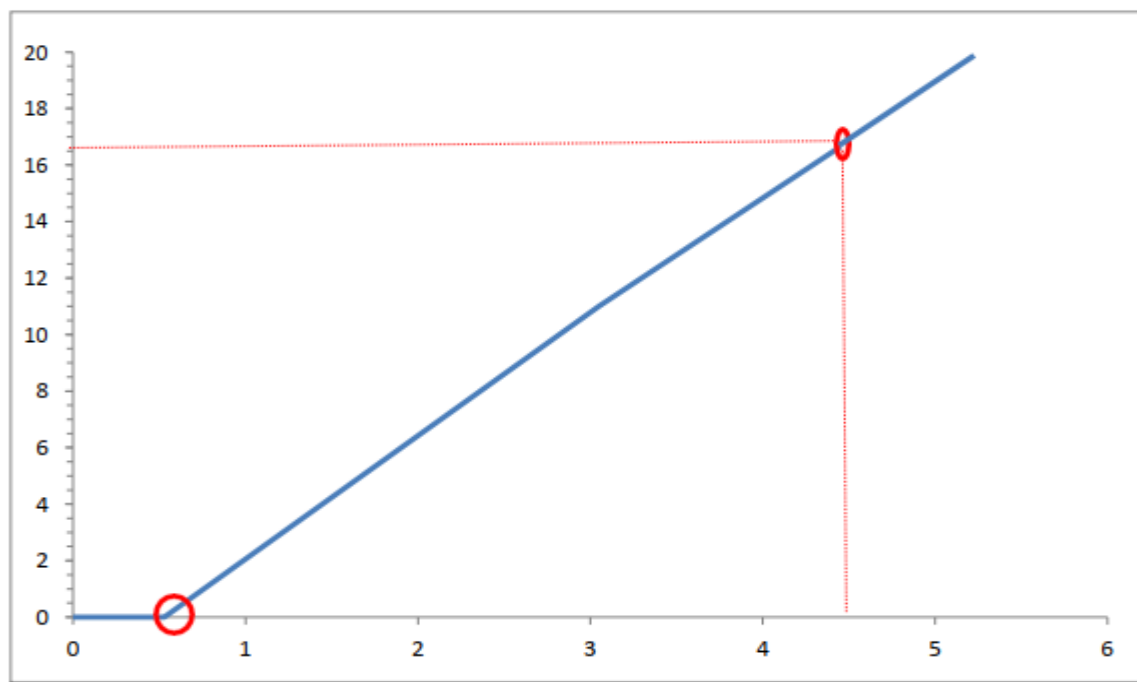


Figure (V-12): Variation de la masse du tamis en fonction du temps d'adsorption
La figure 14 Indique que le temps de rupture est **16.65 heures**.

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 20.5heures**

V.4.2. Répartition des temps du cycle :

Tableau(V-16) : Répartition du temps des cycles

Paramètres	Calcul (h)	Actual(h)
Temps de cycle d'adsorption(h)	15	12
Temps régénération du chauffage(h)	2	3.48

Temps régénération du refroidissement(h)	2	2.26
Temps de stand by(h)	1.5	1.6
Temps de cycle total(h)	20.5	17.75
Nombre de cycle d'année(h)	420.48	486.76

V.4.3. Comparaison des résultats :

Tableau (V-17) : Comparaison des résultats

Paramètres	Design	Calcule	% 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/ dés hydrateur)	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 dés hydrateurs peuvent fonctionner en toute sécurité.

V.5. Interprétation Des Résultats :

D'après tous les résultats obtenus, on a réalisé la modification du temps des cycles du dés-hydrateur sans faire de modification sur les dimensions des sécheurs.

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 :

- ✓ L'énergie calorifique.
- ✓ L'énergie électrique de l'aéro-réfrigérant.
- ✓ Le prix d'achat des tamis.

Conclusion générale

Conclusion générale

Cette étude 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.

Au vu des résultats obtenus dans les conditions actuelles, nous observons que le déshydrateur est surdimensionné à un temps de cycle de 17.75 heures (12 heures d'adsorption et 5.75 heures de régénération). Ces conditions assurent la déshydratation du gaz, mais ils sont mal exploités. Donc pour assurer une bonne exploitation de l'unité de déshydratation, nous avons constaté qu'il est nécessaire de réaliser une étude d'optimisation du temps des cycles de fonctionnement des déshydrateurs et par conséquent prolongement de longévité des tamis.

Les résultats obtenus, nous a permis de conclure qu'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. Dans les conditions actuelles nous observons que cette optimisation du temps des cycles adoptée 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 et la robinetterie est dû essentiellement au dépôt de coke à haute température. Comme les séquences sont gérées par les ouvertures et fermetures des vannes, un nombre de cycle réduit solliciterait moins l'ouverture et la fermeture de ces vannes.

Enfin, nous pouvons conclure qu'il est possible d'économiser de l'énergie, et de même 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 de vis des tamis moléculaires des sécheurs.

LISTE DES RÉFÉRENCES :

- [1]: Yacine TOUMI, Centre de traitement d'huile BRS Description et Procédés, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme Technicien Spécialisé, IAP Arzew (Oran), 2016-2018, p1-5-6.
- [2]: Document de GBRS, Manuel d'exploitation pour le CPF (Procédés), Groupement de Bir Seba, Hassi Messaoud 2014, p 8-13-25-29-36-46-48-58
- [3]:Ryma Imene MOKHTARI, Étude comparative des émulsionnants (optimisation de dessalage des huiles de GBRS par utilisation des des émulsifiants), Rapport de fin de stage projet MSP formation avant recrutement, IAP Arzew (Oran), 2017, p 4
- [4]:ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux-75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p. (L'Institut Français du Pétrole).
- [6]:[www.fremer.fr/exploitation/ en jeux/ hydrates/ index.htm/](http://www.fremer.fr/exploitation/en%20jeux/hydrates/index.htm) 2004/16.04.2011/ à la découvertes des grands fonds.
- [7]:COULSON and RICHARDSON'S. Chemical Engineering, particles technologies and separation process. Fifth edition, volume 2. Butterworth Heinemann, 2002.1208p. ISBN 0-7506-4445-1.
- [8]: mémoire: étude de l'effet de changement du diamètre des tamis moléculaires sur le système de séchage (unité GLA/HBK).
- [9]: James G. Speight, Ph.D. D.Sc, synthetic fuels handbook, (2008).
- [10]: Chemistry of Petrochemical Processes.
- [11]: Dr. A.H Younger, P .Eng, natural gas processing principles and technology, part 1, (2004).

[12]: Dr. Boyun Guo and Dr. AliGhalambor, natural gas engineering handbook, (2005).

[13] : Doucement 0-6092 Field Développement ; région de Bir Seba, Hassi Messaoud, 2015

[14] : L'expertise technique et scientifique de référence

[15]: Okba Ben Daas , Cylia Oukacha , Optimisation des paramètres de fonctionnement du déethaniseur (C-701) et du débutaniseur (C-702) de la section de fractionnement du gaz à l'UTG de Guellala , Mémoire de Master, Université de M'hamed Bougara Boumerdes , 2016-2017 , p 9-10 .