



Université Mohamed Khider de Biskra  
Faculté des sciences et de la technologie  
Département de chimie industrielle

## MÉMOIRE DE MASTER

Domaine : Sciences et Techniques  
Filière : Sciences et Génie d' environnement  
Spécialité : Génie des procédés de l' environnement

Réf. :

---

Présenté et soutenu par :  
**DRISSI MALEK**

Le : lundi 7 septembre 2020

# Etude de récupération des pertes par évaporation au niveau des bacs de stockage brut ONR

---

Jury :

Dr. <i>BOUREMEL Cherifa</i>	MCA	Université de Biskra	Président
Dr. <i>SAKRI Adel</i>	MCA	Université de Biskra	Rapporteur
M. <i>MAARI Ibrahim</i>	Ing	Direction d'Oued Noummer Sonatrach	<i>CO-Rapporteur</i>
Dr. <i>REHALI Hanane</i>	MCB	Université de Biskra	<i>Examineur</i>

Année universitaire : 2019 - 2020

## *Dédicaces*

Louange à Dieu qui m'a donné la force pour terminer ce modeste travail.

A mes très chers parents, mes frères et ma sœur,

A tous mes amis,

A tous ce qui ont participé de pré ou de loin à la réalisation de ce travail,

A tout ce que j'aime,

Je dédie ce modeste travail.

# *Remerciement*

Un grand merci au bon dieu de m'avoir guidé vers le bon chemin de la lumière et du savoir.

Je tiens à remercier vivement mon encadreur, Monsieur Mr **Adel Sakri** et l'ingénieur **Ibrahim Maamri** pour leurs suivi, leurs assistances et leurs conseils.

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de mon stage et qui m'ont aidée lors de la rédaction de ce mémoire.

## ملخص

تشكل الغازات المنتشرة على شكل مكونات عضوية متطايرة من خزانات المحروقات خطرا على تلويث البيئة والصحة، في هذا العمل نهدف الى تثمين واسترجاع الغاز المنبعث في الجو في حقل الانتاج واد نومر والذي سببه الغاز المنحل من البترول (ضغط بخار ريد) وهو كمية معتبرة عن طريق محاكاة قناة ثانوية أو اقتراح خزان آخر يطفو.

## Abstract

The gases dispersed in the form of COV from the fuel tanks pose a risk to polluting the environment and health, in this work we aim to evaluate and recover the gas emitted into the atmosphere in the production field ONR, that is caused by the dissolved gas from petroleum (TVR), which is a significant amount by simulating a secondary channel or suggesting another tank that floats.

**KEY WORDS :** COV : volatile organic component , TVR : Reid vapor pressure

## Résumé

Les gaz dispersés sous forme de COV à partir des réservoirs d'hydrocarbure présentent un risque de pollution de l'environnement et de la santé, dans ce travail nous visons à évaluer et récupérer le gaz émis dans l'atmosphère dans le champ de production ONR, qui est causé par le gaz dissous du pétrole (TVR), qui est une quantité importante en simulant un canal secondaire ou en suggérant un autre réservoir qui flotte (Réservoir à toit flottant)

**MOT CLE :** COV : composant organique volatile , TVR : tension de vapeur Reid

# *Abréviation*

<b>TVR</b>	Tension de vapeur reid
<b>COV</b>	Composent organique volatile
<b>HP</b>	HAUT PRISSION
<b>MP</b>	MOYEN PRISSION
<b>BP</b>	BASE PRISSION
<b>ONR</b>	OUED NOUMR
<b>MBTU</b>	MILLION BRITCH THERMEL UNITE

# Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

## *Partie Théorique*

### *Chapitre I: Présentation de champs d'Oued Noumer*

I. Présentation de champs d'Oued Noumer .....	4
I.1 Introduction : .....	4
I.2 Le champ de HassiR'mel : .....	4
I.3 Direction Oued Noumer : .....	5
I.3.1 Situation géographique.....	5
I.3.2 Situation géologique.....	6
I.3.3 Chronologie de développement.....	7
I.3.4 Capacité.....	7
I.4 Ressources humaines .....	8
I.5 Description technologique .....	9
I.6 Gaz basse pression .....	12
I.7 Gaz moyenne pression .....	12
I.8 Description du l'unité de stockage de huile 60 T 01 .....	13
I.8.1 L'exploitation de l'unité de stockage 60 .....	15

### *Chapitre II: Le stockage des hydrocarbures*

II. Stockage des hydrocarbures.....	18
II.1 Introduction.....	18
II.2 Rôle du stockage.....	18
II.3 Classification des bacs de stockage .....	19
II.4 Types de bac de stockage.....	20
II.4.1 Réservoirs de stockage à pression atmosphérique : .....	20
II.4.1.1 Réservoir à toit fixe (Tank FIXED ROOF) : .....	21
II.4.1.2 Réservoir à toit flottant : .....	22
II.4.2 Bacs de stockage sous pression : .....	26
II.5 L'impact des COV sur la santé et l'environnement.....	27
II.5.1 Définitions des COV.....	27
II.5.2 Les effets sur la santé et l'environnement Santé.....	29

## *Partie Pratique*

### *Chapitre III: Problème de dégazage au niveau des bacs de stockage d'ONR*

III. Problème de dégazage au niveau des bacs de stockage d'ONR.....	34
III.1 Diagnostique de l'unité de stockage : .....	34
III.2 L'état actuel de stockage de brut en ONR.....	36
III.2.1 Première proposition de récupération des pertes gaz au niveau des bacs.....	36
III.3 Problème de corrosion des bacs .....	37
III.3.1 Protection Electrochimique de l'installation .....	37
III.3.2 Protection par anode sacrificiel .....	37
III.3.3 Protection par revêtement.....	38

## *Partie Pratique*

### *Chapitre III: Problème de dégazage au niveau des bacs de stockage d'ONR*

IV. Simulation de l'unité de Stockage par logiciel AspenHYSYS .....	40
IV.1 Simulation en mode statique : .....	40
IV.2 Résultats de simulation statique de l'unité stockage brut.....	44
IV.3 La variation de débit massique et volumique, TVR en fonction de température a une pression constante.....	44
IV.4 Simulation de la première proposition .....	49
IV.5 l'étude économique .....	50
IV.6 Le prix de gaz.....	52
Conclusion.....	55

Bibliographie

Annexe

# Liste de figure

Figure I.1 : Plan de l'exploitation rationnelle du champ Hassi R'mel .....	4
Figure I.2: Situation géographique des champs Oued Noumer et Hassi R'mel .....	5
Figure I.3: Réseau de collecte des gisements à Oued Noumer avec 2,75 km de profondeur .....	6
Figure I.4: Organigramme de la direction Oued Nommer .....	8
Figure I.5: Schéma synoptique de l'unité 20 .....	9
Figure I.6: Schéma synoptique de l'unité 30 .....	11
Figure I.7: Schéma reliant l'unité 20 avec l'unité 30 .....	13
Figure I.8: jeu de vannes (production et expédition) .....	16
Figure II.1: Réservoir à toit fixe avec leur Composants .....	21
Figure II.2: Réservoir à toit flottant avec leur Composants .....	22
Figure II.3: Les avantages de toit flottant .....	24
Figure II.4: Réservoir à toit flottant avec leur Composants .....	25
Figure II.5: Sphere et avec leur Composants .....	27
Figure II.6: Les effets sur la santé et l'environnement Santé .....	31
Figure III.1: Les pertes par évaporation et mouvement de bac à toit fixe .....	35
Figure III.2: Les pertes par évaporation et mouvement de bac à toit fixe .....	35
Figure III.3 : Schéma l'état actuel de stockage de Brut d'ONR .....	36
Figure III.3: PFD de la première proposition de récupération des pertes de gaz au niveau des bacs .....	37
Figure III.4: Différents types de corrosion .....	38
Figure IV.1 : Interface du simulateur HYSYS pour le choix des composés .....	40
Figure IV.2 : Interface du simulateur HYSYS pour le choix du modèle thermodynamique ..	41
Figure IV.3 : Simulation statique de l'unité de stockage de Brut .....	42
Figure IV.4 : Interface de choix de réservoir (TANK) dans le simulateur HYSYS .....	42
Figure IV.5: interface de choix de réservoir (TANK) dans le simulateur HYSYS .....	43
Figure IV.6 : Interface de choix de réservoir (TANK) dans le simulateur HYSYS .....	43
Figure IV.7: La variation de débit massique en fonction de température a une pression constante .....	45
Figure IV.8: La variation de tension de vapeur en fonction de température a une pression constante .....	46
Figure IV.9 : La variation de débit massique en fonction de pression a une température constante .....	48
Figure IV.10: La variation de tension de vapeur TVR en fonction de l'augmentation de pression et température .....	48
Figure IV.11: Simulation de la première proposition .....	49
Figure IV.12: l'interface d'un convertisseur des unités .....	51
Figure IV.13 : Prix du GN et des LGN .....	52

# *Liste de tableaux*

<b>Tableau I.1 :</b> Tableau matériel pour les bacs de stockage de brut ONR .....	15
<b>Tableau II.1:</b> Classification des COV selon leur température d'ébullition.....	28
<b>Tableau II.2:</b> Les grandes familles de COV .....	29
<b>Tableau II.3:</b> Effets et impacts de certains COV sur la santé humaine.....	30
<b>Tableau IV.1 :</b> La composition de la charge qui alimente les bacs de Brut.....	40
<b>Table IV.2 :</b> La variation de débit massique et volumique, TVR en fonction de température a une pression constante .....	44
<b>Table IV.3 :</b> La variation de débit massique, volumique et TVR en fonction de pression a une température constante .....	47
<b>Tableau IV.4:</b> Prix de gaz .....	53

*Introduction*  
*générale*

# **Introduction**

---

## **Introduction générale**

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. Elle représente le quart de la consommation énergétique mondiale. En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple le faible intervalle de combustion qui le caractérise, en font l'une des sources d'énergie les plus fiables connues à ce jour. Il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole. IL est considéré comme le combustible fossile du siècle, comme le pétrole l'était lors du siècle précédent et le charbon il y a deux siècles.

L'Algérie est devenue le troisième exportateur mondial de gaz naturel et a même prouvé clairement qu'elle est un acteur mondial important par l'utilisation de technologies nouvelles. En particulier, le système de récupération des gaz torchés est inscrit comme un objectif prioritaire dans le cadre politique de la revalorisation des énergies de la SONATRACH.

Pendant le stockage de pétrole brut dans un réservoir, sa composition légère (c1, c2, c3....) S'évapore naturellement du fait de l'entrée de la chaleur à travers les parois du réservoir (boiloff). En plus de l'évaporation naturelle, la quantité de boil-off dépend aussi des problèmes liés à l'exploitation. Ce boil-off sera évacué directement vers l'atmosphère ou envoyé vers les torches, ce qui se traduit par des pertes importantes en gaz naturel et brut produit avec une augmentation des émissions des gaz toxiques à effet de sert.

Le présent projet est basé sur l'évaluation des pertes par évaporation au niveau des bacs de stockage de brut au niveau de champs de OUED Noumer et la récupération éventuelle de ses pertes. Il vise aussi à étudier la possibilité de récupérer ces gaz perdu vers l'atmosphère et de les réutiliser dans le complexe même, afin de réduire l'autoconsommation du complexe. Qui va se traduire par une diminution des coûts de production ainsi que la préservation de l'environnement par la diminution des émissions des gaz toxiques à effet de serre (taxes contre la pollution) , et évite le problème de corrosion des bacs.

Le mémoire comporte quatre chapitres :

Le premier chapitre, donne une présentation du champ de production d'OUED Noumer, et le deuxième chapitre présentant une partie théorique sur le stockage des hydrocarbures, le chapitre III sera réserve ou explique le problème de dégazage (perte par évaporation) et corrosion au niveau des bacs de stockage existantes et proposer des solutions pour régler, le dernier chapitre estime ces pertes par une simulation avec logiciel **ASPENHYSYS** de l'état actuel de stockage de brut et les solutions proposes .

*Partie*  
*Théorique*

# *Chapitre I :*

*Présentation de champs d'Oued*

*Noumer*

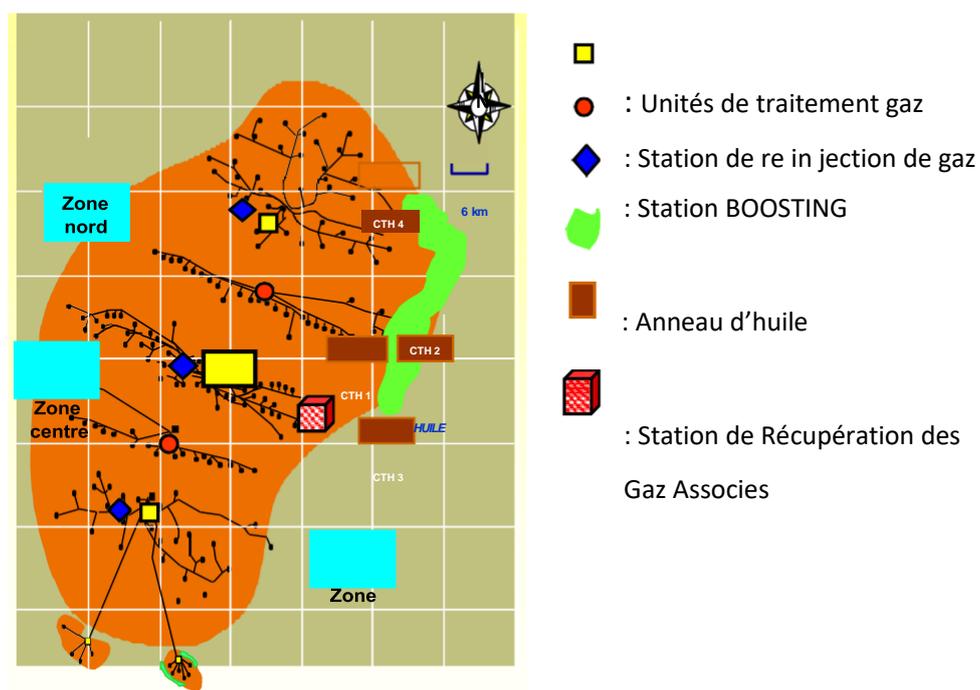
## I. Présentation de champs d'Oued Noumer

### I.1 Introduction :

Le champ Oued Noumer-ONR de la Région Hassi R'mel est l'un des sites pétroliers et gaziers exploités par la SONATRACH au profit de l'état Algérien, sous tutelle de sa nouvelle Activité Exploration-Production ex-Activité Amont tout en déployant des compétences techniques Algérienne à 100%.

### I.2 Le champ de HassiR'mel :

Hassi R'mel porte du désert, se trouve à 525 km au Sud d'Alger, à une altitude moyenne de 760m, est une région relativement plate du Sahara où le paysage constitué d'un vaste plateau rocailloux et ne pousse qu'une faible végétation composée essentiellement de buissons et de pistachiers sauvages. Le champ découvert en 1956 s'étale sur plus de 3500 km<sup>2</sup>, il est l'un des plus grands gisements de gaz à l'échelle mondiale. [1]



*Figure I.1 : Plan de l'exploitation rationnelle du champ Hassi R'mel [1]*

Le champ de Hassi R'mel possède plusieurs installations réparties sur trois secteurs :

- ❖ Secteur nord : Module 3 et station de compression nord.
- ❖ Secteur centre : Module 0, Module1, Module 4, CSTF, SRGA et le CNDG.
- ❖ Secteur Sud : Module 2, Station de compression sud, Djebel Bissa et Hassi R'mel sud.

### I.3 Direction Oued Noumer :

#### I.3.1 Situation géographique :

La direction Oued Noumer est située à 140km au sud-est du champ gazier de Hassi R'mel et à 220km à l'ouest-nord-ouest du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Son siège administratif et sa base de vie sont installés à 5km au nord de la RN 49, axe routier reliant Ghardaïa à Ouargla et à environ 45km de la ville de Ghardaïa. Le champ s'étend sur une superficie de 110km<sup>2</sup>, il produit l'huile et du gaz à condensat. Il se compose des périmètres tel que : Oued Noumer, Ait Kheir, Sidi-Mezghich, Makouda, Djorf (abandonné), Glib El Djmel, Triefis, Oued El Ghofran, Hassi Bou Khellala Nord, Oued Noumer Sud et Chaabet El Nakhla.

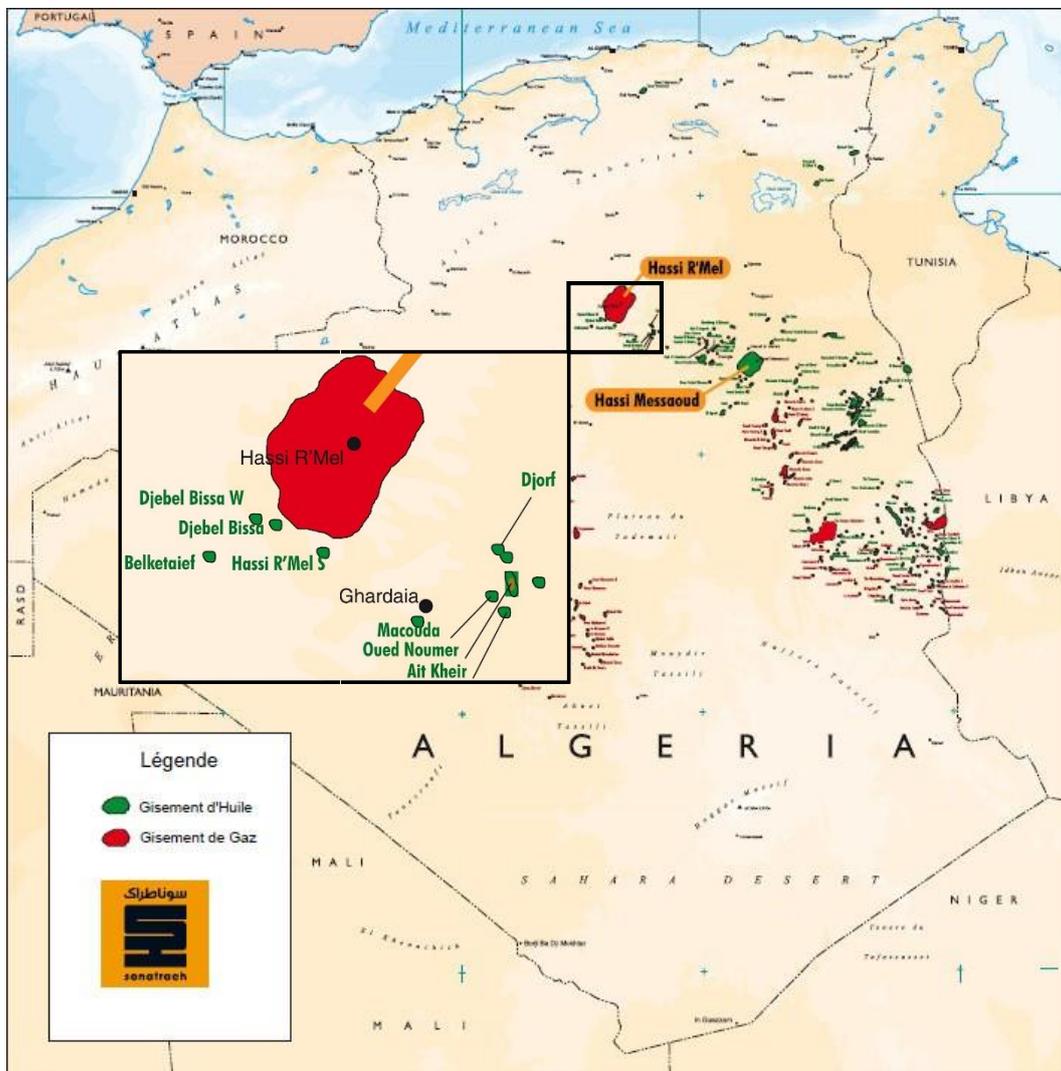


Figure I.2: Situation géographique des champs Oued Noumer et Hassi R'mel

**I.3.2 Situation géologique :**

La direction Oued Noumer incorpore deux champs producteurs majeurs, Oued Noumeret Ait Kheir. En tout 15 puits ont été forés dans la structure d'Oued Noumer, dont 06 producteurs. Dans la structure d'Ait Kheir, 28 puits ont été forés, dont 14 producteurs. En plus, 11 puits ont été forés dans les structures comprenant Makouda, Djorf, et Ras Sedra ; la production d'hydrocarbures à partir de ces structures a été très faible. La production provient des grès du Trias Argilo- Gréseux (TAG) qui se trouve en discordance sur des roches d'âge Ordovicien (BEICIP, 1980), suivant les résultats des analyses de carottes faites par BEICIP. On reconnaît 3 zones principales, TAG A, B et C. Les grès de TAG A et B produisent du condensat de gaz et de l'huile légère, alors que les grès inférieurs de TAG C sont aquifères ,

La majorité de la production provient des grès fluviaux épais TAG de B ,Au-dessus de la zone TAG A se trouve l'Argile- Siliceux Supérieur. Cette unité est recouverte par une série évaporitique épaisse et la formation du Trais Salifère. La présence du sel pourrait expliquer les pressions de gisement épais qui ont le support d'un aquifère actif. Dans ce cas, le sel aurait joué le rôle d'une barrière très étanche si la colonne rocheuse avait été soumise à un soulèvement profondeur d'enfouissement plus grande.

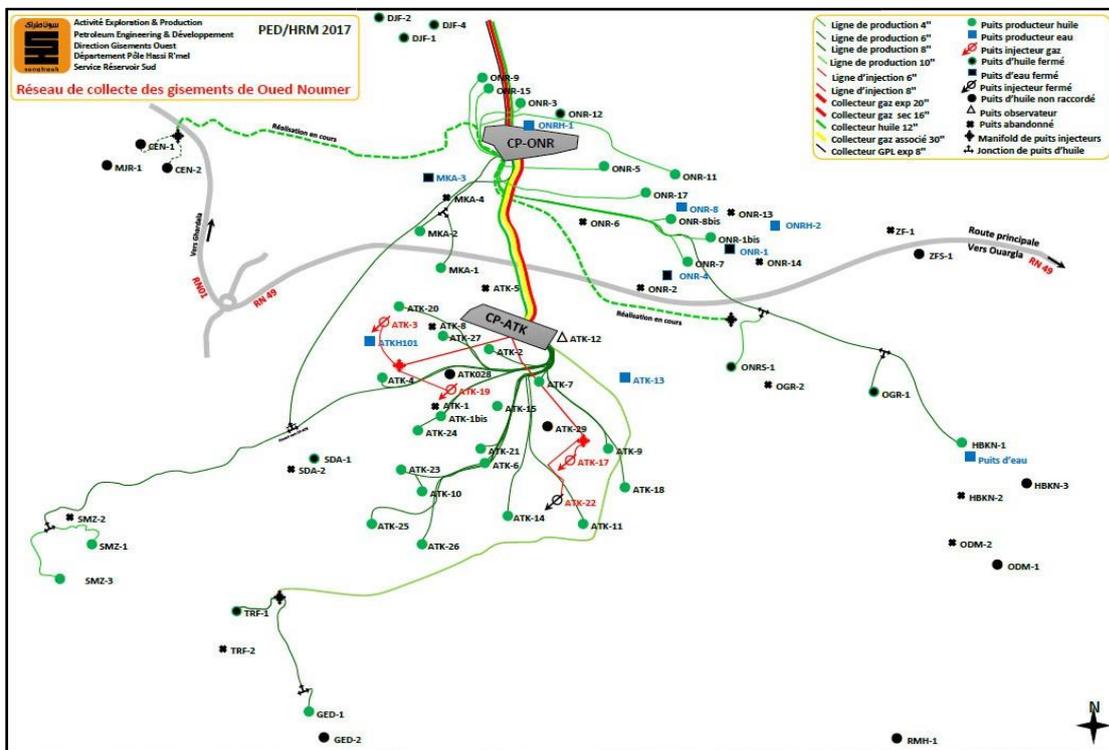


Figure I.3: Réseau de collecte des gisements à Oued Noumer avec 2,75 km de profondeur

### I.3.3 Chronologie de développement :

Les dates clés qui ont ponctué le développement de la direction Oued Noumer sont :

- ❖ **1969** : La Première découverte d'un puits d'huile et de gaz à Oued Noumer. Jusqu'à présent 17 puits ont été forés (ONR 1 à ONR 15 plus ONR 1bis et ONR 8bis) dont quatre sont noyés (ONR 2, 4, 6, 10), deux abandonnés (ONR 13 et 14), un puits fermé ONR 12, un puits sec ONR 15 et le reste des puits producteurs sont reliés au Centre de production ONR.
- ❖ **1972** : Mise en service première unité de séparation (démarrage des champs ONR/ATK). Suite à la découverte d'ATK 1, vingt-sept puits qu'ont été forés dont cinq sont des puits injecteurs de gaz (ATK i3, ATK i10, ATK i17, ATK i 19, ATKi22).
- ❖ **1974** : El Djorf a été découvert par le puits DJF1, quatre puits ont été forés dont DJF 3 est trouvé noyé. Actuellement tous ces puits sont fermés et ce depuis les années 80 à cause de leurs faibles potentiels.
- ❖ **1975** : Makouda a été découvert par le puits MKA 1, quatre puits ont été forés dont deux (MKA 3, 4) sont trouvés noyés. MKA 1 et MKA 2 sont reliés au centre de production ONR.
- ❖ **1976** : Sidi Mezghiche a été découvert par le puits SMZ 1, trois puits ont été forés dont SMZ 2 est trouvé noyé. Les puits SMZ et SMZ 1 sont relié via une collecte de 4" vers centre de production d'Ait Kheir.
- ❖ **1986** : Démarrage de la nouvelle unité de séparation de brute et de récupération de gaz.
- ❖ **1997** : Démarrage de l'unité d'extraction de GPL.

Et plus récemment, d'autres petites structures ont été découvertes par des forages d'exploration au voisinage et au sud du gisement de Ait El Kheir, dont en :

- ❖ **2012** : Glib El Djemel le puits GED 1 découvert suite au résultat positif du DST. Tréfis, deux puits ont été foré TRF 1 et TRF 2, ce dernier et trouvé sec Les deux puits TRF 1 et GED 1 sont raccordé via une collecte 10" au centre de production d'Ait El Kheir.
- ❖ **2014** : Hassi Boukhellala Nord découvert en janvier 2014 par le puits HBKN 1 suite au résultat positif du DST, le puits est raccordé au centre de production ONR via un pipe 6".

### I.3.4 Capacité:

La capacité globale de la direction d'Oued Noumer est portée à produire 9 millions Sm<sup>3</sup>/jour de gaz brut, 8750 tonnes / jour de pétrole brut et condensat et 1200 tonnes /jour de GPL.

La capacité globale de stockage atmosphérique du brut quant à elle s'élève à 19520 m<sup>3</sup> par quatre bacs de stockage R0/1/2/3/4. Deux bacs test s'ajoute aussi, de capacité 1000 et 540 m<sup>3</sup> à ATK et ONR respectivement. Le GPL est stocké dans 2 sphères de capacité globale 1120m<sup>3</sup> .[2]

I.4 Ressources humaines :

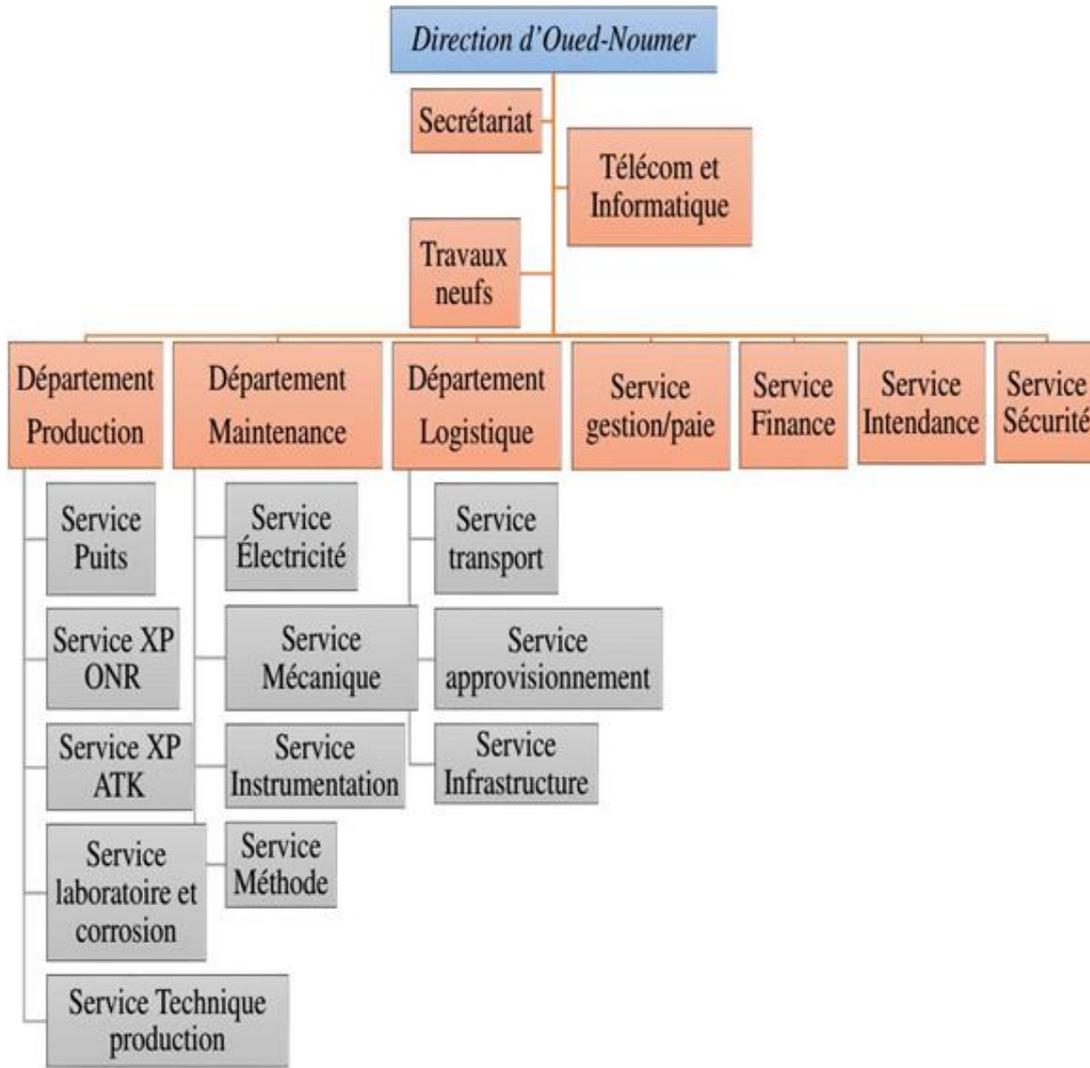


Figure I.4: Organigramme de la direction Oued Noumer [3]

## I.5 Description technologique :

### I.5.1 Unité de séparation (unité 20) :

Cette unité a pour but de collecter les effluents gaz et ou/huile provenant des différents centres de production ONR, ATK, SMZ, GED, TRF, MKA, HBKN, OGR, ONR Sud et CEN; de séparer l'huile brute du gaz associé ; de stabiliser l'huile pour éviter un dégazage dans les bacs de stockage et de permettre la mise à la torche des gaz haute pression provenant d'ATK et du séparateur de brut haute pression lors du non fonctionnement des unités de compression. L'unité de séparation se compose de Quatre séparateurs de brut ; Deux fours de stabilisation et un groupe d'injection d'eau de lavage.

#### I.5.1.A Séparateur HP 020B01 :

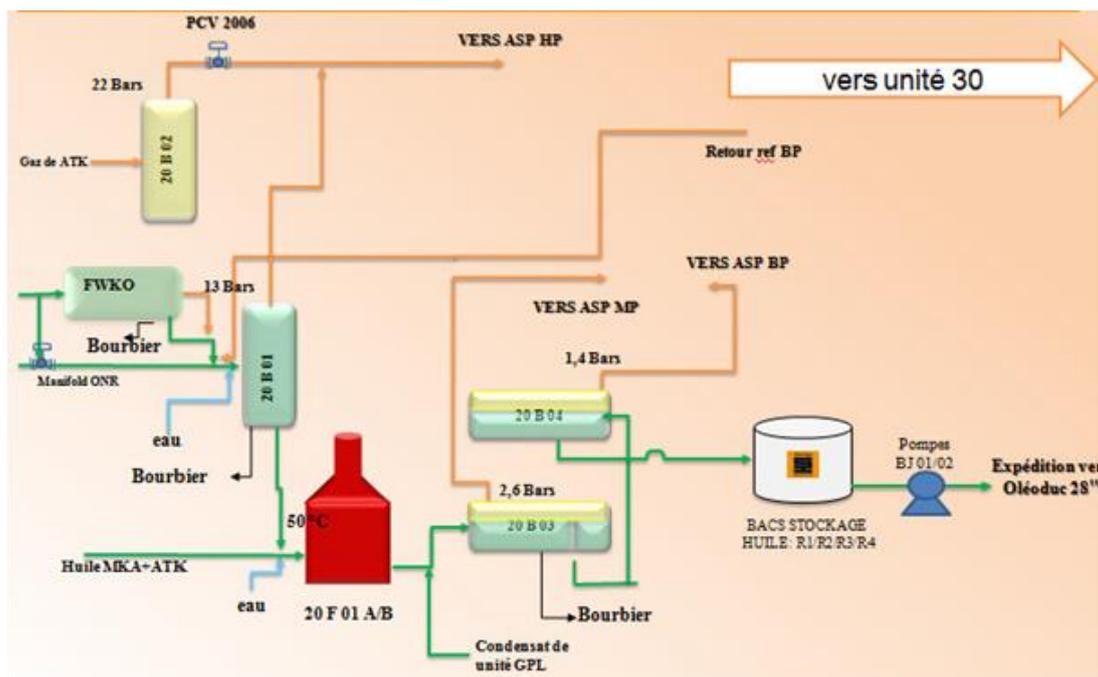


Figure I.5: Schéma synoptique de l'unité 20 [4]

Le mélange triphasique des puits ONR et les retours liquides venant de l'unité 30 alimentent le séparateur vertical 20 B 01. L'eau de gisement est dirigée vers unité déshuilage ou bourbier sous contrôle de niveau par la ligne DB 020 01 2". L'huile est expédiée sous contrôle de niveau vers les fours de stabilisation 020F01A/B.

Les gaz récupérés sont expédiés sous régulation de pression vers les ballons séparateurs d'aspiration 3<sup>ème</sup> étage des unités de compression (031B 03 - 032 B 03 et 033 B 03). Une partie du débit est dirigée vers le réseau gaz combustible. La mise à la torche en cas d'arrêt d'urgence est assurée par la vanne ESDV 02013. Le séparateur 020 B 01 a un volume intérieur de 38,2 m<sup>3</sup>

#### I.5.1.B Piège à bouchons liquides 020B02 :

Les effluents gaz venant du 011 B 01 du centre de production d'ATK alimentent le piège à liquide 020 B 02. Les liquides séparés du gaz sont expédiés sous contrôle de niveau vers les fours de stabilisation 020F01A/B. Cependant Si les liquides récupérés sont essentiellement composés d'eau ils sont dirigés vers unité déshuilage ou bourbier sous contrôle de niveau.

Le gaz récupéré est expédié sous contrôle de pression vers les ballons séparateurs d'aspiration 3<sup>ème</sup> étage des unités de compression (031 B 03 - 032 B 03 - 033 B 03). Une fraction du débit gazeux est dirigée vers le séparateur de gaz combustible 120 B 01. Le piège à liquide 020 B 02 à un volume intérieur de 52.7 m<sup>3</sup>.

#### **I.5.1.C Séparateur MP 020B03 :**

Les effluents chauds venant des fours de stabilisation 020F01 A et B alimentent le séparateur horizontal 020 B 03. L'huile stabilisée est expédiée sous régulation de niveau vers le ballon à basse pression 020B04 et l'eau décantée est dirigée sous régulation de niveau vers unité déshuilage ou bourbier.

Le gaz de flash moyenne pression est dirigé sous régulation de pression vers les filtres séparateurs d'aspiration 2<sup>ème</sup> étage des unités de compression (031 B 02 - 032 B 02 - 033 B 02). Le séparateur moyenne pression à un volume intérieur de 18.3 m<sup>3</sup>.

#### **I.5.1.D Séparateur BP 020B04 :**

Les huiles stabilisées venant de la séparatrice moyenne pression 020 B 03 alimentent le séparateur horizontal 020 B 04. L'huile stabilisée et dégazée est expédiée sous contrôle de niveau vers les bacs de stockage existants RI-R2-R3-R4 avec le volume de chacun 4 880m<sup>3</sup>.

Les gaz de flash basse pression sont dirigés sous régulation de pression vers les filtres séparateurs d'aspiration 1er étage des unités de compression (031 B 01 - 032 B 01 - 033 B 01).

La séparatrice basse pression a un volume intérieur de 31.2 m<sup>3</sup>.

#### **I.5.1.E Four de stabilisation 020F01A/B :**

Les deux fours étant de conception strictement identique, la description donnée correspond à un seul four. Le four est alimenté avec l'huile brute venant des séparateurs 020 B 01 et 020 B 02 + l'huile brute venant de la collecte ATK + le mélange diphasique huile/gaz de Makouda + les condensats récupérés sur Les ballons d'aspirations 3<sup>ème</sup> étage des unités de compression (30 B 03 - 032 B 03 - 033 B 03). L'huile réchauffée est expédiée vers le séparateur moyenne pression 020B03. La ligne PB 020 58 16" permet de by-passer les fours de stabilisation.

#### **I.5.1.G Groupe injection d'eau de lavage 020P01A/B et 020P02A/B :**

L'eau utilisée pour l'injection d'eau de lavage est prélevée sur le circuit d'eau brute par les pompes 020P01A/B (une en service et l'autre en secours) et injectée sous pression avec débit réglé manuellement dans la ligne d'alimentation des fours de stabilisation 020F01A/B. Les pompes 20P02A/B sont utilisées pour l'injection d'eau pour le dessalage au niveau de manifold ONR (une en service et l'autre en secours). Les pompes utilisées sont du type "centrifuge" position horizontale entraînées par un moteur électrique. Les deux groupes des pompes sont alimentés à partir du bac R.101 avec un volume de 630 m<sup>3</sup>.

### I.5.1.K Unité de compression (unité 30) :

Les installations de compression comportent trois unités de compression des gaz venant de l'unité 20. Elles sont de conception identique (unités 31/32/33).

Chaque unité comprend une Turbine à gaz 30 KG 01 avec ses auxiliaires, un multiplicateur de vitesse et deux compresseurs centrifuges à deux étages ; un compresseur 030K01 comprenant un étage BP et un étage MP et compresseur 030K02 comprenant un étage MP et un étage HP. Et des séparateurs filtres d'aspiration :

- 030 B 01, aspirateur 1er étage 030 K 01.
- 030 B 02, aspirateur 2ème étage 030 K 01.
- 030 B 03, aspirateur 1er étage 030 K 02.
- 030 B 04, aspirateur 2ème étage 030 K 02.

\*Une batterie d'aéroréfrigérants de gaz inter-étages et finals :

- 030A01, pour le refoulement du 2ème étage 030 K 01.
- 030A02, pour le refoulement du 1ème étage 030 K 02.
- 030A03, pour le refoulement du 2ème étage 030 K 02.

\*Un aéroréfrigérant d'huile de lubrification 170 A 01 (pour le train 31). [4]

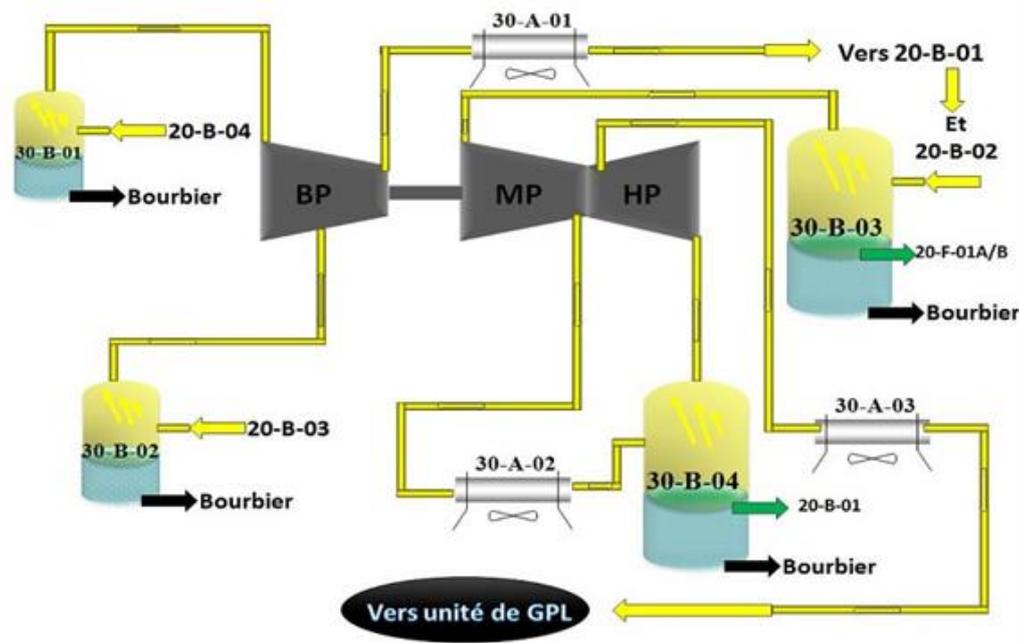


Figure I.6: Schéma synoptique de l'unité 30

Les trois unités de compression 031/032/033 sont de conception identique. Le fonctionnement de l'une des unités correspond exactement en tout point de marche de deux autres unités. Exemple unité 31 :

Les différents gaz à compresser (cas design) par chaque unité sont le gaz BP (1.2 bars absolus), effluent du séparateur 020 B 04 ; gaz MP (4 bars absolus), effluent du séparateur 020 B 03 et le gaz HP (15 bars absolus), effluent du séparateur 020 B 01 et du piège à liquide 020 B 02.

**I.6 Gaz basse pression :**

Le gaz BP venant du 20 B 04 arrive en alimentation du 31 B 01 ( $P=1.2\text{bars}$  et  $T=47^\circ\text{c}$ ) puis traverse le matelas éliminateur où sont piégés les éventuelles particules liquides et solides, ces dernières sont envoyées vers l'unité déshuilage ou borbier après son accumulation sous contrôle de niveau.

Le gaz sort du ballon 31 B 01 est admis à l'aspiration 1er étage du compresseur 31 K01.

**I.7 Gaz moyenne pression :**

Le gaz MP venant du 20 B 03 arrive en alimentation du 31 B 02 ( $P=4\text{bars}$  et  $T=55^\circ\text{c}$ ) et il traverse le matelas éliminateur où sont piégés les éventuelles particules liquides et solides purgées et envoyer l'unité déshuilage ou borbier. Le gaz MP est aspiré par le compresseur 31 K 01 et mélanger avec le gaz BP puis refoulé ( $P=15\text{ bars}$  et  $T=155^\circ\text{c}$ ), il est dirigé vers le séparateur 20B01 via l'aéroréfrigérant 31 A 01 où sa température est abaissée jusqu'à  $136^\circ\text{C}$ . Une partie du refoulement est dirigée avant le refroidissement 31A01 vers le recyclage anti- pompage.

**Gaz haute pression :**

Le gaz HP provenant des ballons 20 B 01 et 20 B 02 (gaz venant d'ATK) sont collectés en aval de la vanne PCV 2006 du 20 B 02 pour avoir la même pression du gaz 20 B 01 ( $15\text{bars}$ ), ce gaz arrive dans le séparateur filtre 031 B 03 ( $P=15\text{ bars}$  et  $T=41^\circ\text{C}$ ) et traverse le matelas éliminateur où sont piégés les particules liquides et solides entraînées pour qu'elles seront évacuées sous contrôle de niveau vers l'unité déshuilage ou borbier. Le gaz sort du 31 B 03 est admis à l'aspiration 1er étage du 31 K 02. Le compresseur refoule le gaz à une  $P=45\text{ bars}$  et une  $T=132^\circ\text{C}$ , puis passe par les aéro-réfrigérants 31 A 01/02 où sa température est abaissée jusqu'à  $55^\circ\text{C}$ . Le gaz introduit dans le ballon 31 B 04 traverse le matelas éliminateur où sont retenues les particules liquides et solides, ces particules sont dirigées sous contrôle de niveau vers le séparateur 20 B 01.

Un système anti- pompage est mis en place pour protéger le 2ème étage. Le gaz sort du 31 B 04 est admis à l'aspiration 2ème étage du 31 K 02. Le compresseur refoule le gaz à une  $P=101\text{ bars}$  et une  $T=140^\circ\text{C}$ , puis il passe par les aéro-réfrigérants 31 A 03 où sa température est abaissée  $62^\circ\text{C}$  ensuite le gaz se dirige vers l'unité de GPL.[4]

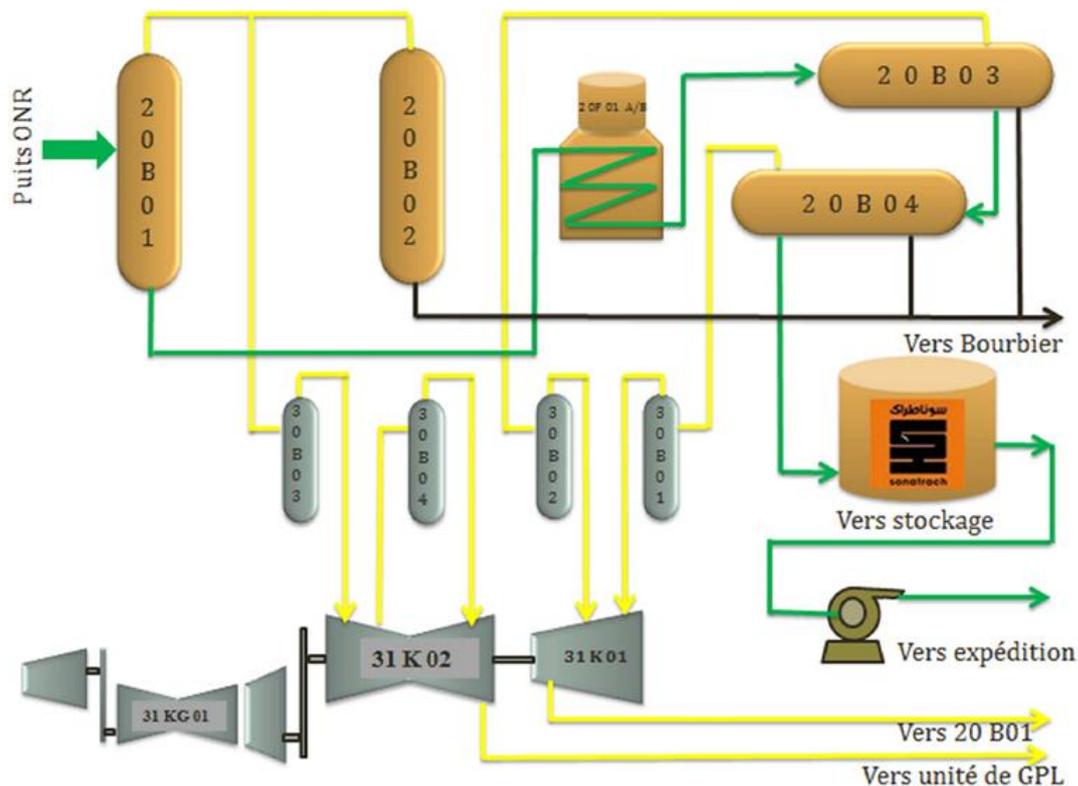


Figure I.7: Schéma reliant l'unité 20 avec l'unité 30

## I.8 Description du l'unité de stockage de huile 60 T 01

Après la séparation de pétrole brut de champ de OUED Noumer dans l'unité 20 le stockage de ce dernière fait par quatre bacs atmosphériques de forme cylindrique avec toit fixe bombé **R1, R2.R3.R4** avec les dimensions suivantes :

- Diamètre extérieur : 24 mètres
- Hauteur : 10.8 mètres
- Capacité de stockage : 4880 m<sup>3</sup>

Chaque bac comprend :

### A-Sur le toit :

- Un (01) trou d'homme Ø 20" sur lequel est installé le joint hydraulique,
- Quatre (04) tubulures Ø 10" équipées chacune d'un évent muni d'un arrête flamme,
- Deux (02) tubulures Ø 4" pour le jaugeage du réservoir

### B-Sur la robe :

Deux (02) trous d'homme Ø 24",

Une (01) tubulure Ø 14" alimentation/vidange

Une (01) tubulure Ø 8" raccordement au WASH TANK

Deux (02) purges de fond Ø4",

Une (01) tubulure Ø 4" pour alarme de niveau haut

Deux (02) piquages Ø 2" pour alarme de niveau bas

Quatre (04) piquages Ø 2" bride pleine

Un (01) piquage Ø 3" bride pleine

Un (01) piquage Ø 1" bouchon hexagonal

La protection du réservoir 060 T 01 est assurée par :

\*un (01) dispositif d'arrosage (pour les feux extérieurs)

\*un (01) dispositif à mousse (pour les feux intérieurs).

### **C-dispositif d'arrosage :**

Il est constitué par une rampe circulaire Ø 2" située sous la couronne de réservoir. La rampe est équipée de 24 pulvérisateurs "Protex" à projection demi-sphérique d'un débit unitaire de 50 l/mn, l'alimentation de la rampe d'arrosage est assurée par deux colonnes montantes Ø 3" connectées au réseau incendie.

### **D-Dispositif à mousse :**

Il est constitué par deux boîtes à mousse disposées sous la couronne de part et d'autre du réservoir. L'arrivée de la mousse dans le réservoir se fait par un déflecteur déversoir. L'alimentation des boîtes à mousse est assurée par deux colonnes montantes Ø 4" raccordées au réseau mousse de l'usine.

Le réservoir est équipé d'un garde corps circulaire et d'un escalier d'accès pour permettre l'évacuation rapide du personnel un mat de secours Ø 6" est installé.

L'alimentation du bac de huile stabilisée est assurée par la ligne **PP 60 01 10 "** (venant de la séparatrice basse pression **20 B 04**) par gravité.

La vidange du bac de stockage est assurée par la ligne PP60.04.14" raccordée aux installations de pompage existantes.

Le piquage N9 du réservoir (voir plan 060H001) Ø 14" servant à la fois de vidange et de remplissage du réservoir est équipé d'une vanne manuelle de sectionnement. L'alimentation en huile stabilisée est assurée par la ligne **PP60 02 10"** équipée de la vanne manuelle HV 60 02.

La vidange en huile stabilisée est assurée par la ligne PP 60 03 14" équipée de la vanne manuelle HV60 01. une soupape de sûreté TSV 60 01 protège contre toute surpression éventuelle la conduite commune au remplissage et à la vidange du réservoir en déchargeant l'excès de pression dans le réservoir de pression dans le réservoir de stockage. cette conduite comporte un indicateur de température.

La conduite d'alimentation et la conduite de vidange du réservoir sont raccordées aux conduites existantes des installations de stockage.

Deux conduites de purge (DB 60 01 4" et DB 60 02 4») équipées chacune d'une vanne manuelle permettent d'évacuer vers l'unité déshuilage ou le bournier les éventuels dépôts accumulés au fond du bac de stockage.

Le piquage N8 du réservoir équipé d'une vanne de sectionnement manuelle permet par la ligne PP 60 05 8" de raccorder le réservoir 60 T 01 au circuit du WASH TANK existant.[5]

Le réservoir comporte :

- Une (01) sécurité haut niveau LSH 60 01 (alarme en salle de contrôle LAH 60 01)
- Une (01) sécurité niveau bas LSL 60 02 (alarme en salle de contrôle LAL 60 02)
- Un (01) transmetteur de niveau LT 60 03 (lecture en salle de contrôle LI 60 03)

**Tableau I.1: Tableau matériel pour les bacs de stockage de brut ONR**

		Pression		Température	
Repère	Capacité m3	Service	Epreuve g/cm2	Service	Etude °C
60 T 01	4480	Atmosph	+17 et -5	ambiante	67

### E-Liste des équipements de sécurité :

- Quatre (04) événements atmosphériques avec arrête flammes OCECO type 21.E
- Deux (02) chambres à mousse "type AM"
- Un (01) joint hydraulique
- Un (01) mat de secours Ø 6 "
- Un (01) bac de rétention
- Une (01) soupape de sureté TSV 60 01 (P. tarage 16 bars effectifs).

### I.8.1 L'exploitation de l'unité de stockage 60 :

Pour un exploitant il y est nécessaire d'assurer trois opérations principales pour chaque bac de stockage :

- Remplissage de bac (production)
- Décantation de brut stocké.
- Vidange de bac



*Figure I.8: jeu de vannes (production et expédition)*

# *Chapitre II*

*Stockage des hydrocarbures*

## II. Stockage des hydrocarbures

### II.1 Introduction

Le stockage du pétrole et du gaz à immobiliser temporairement certains volume de pétrole ou de gaz dans des capacités de stockage appelées appareils à pression ou réservoirs selon que le produit stocké est ou n'est pas sous pression.

Malgré toutes les étapes de traitement que le brut subit, il y a toujours un pourcentage d'eau qu'on ne peut pas éliminer et qui causer des problèmes de corrosion électrochimique des conduites et bacs pendant son stockage ou expédition.

Donc le stockage du brut consiste à :

- Mettre ce dernier au repos pour avoir une dernière décantation qui éliminera l'eau ;
- Contrôler la quantité du brut expédiée
- Avoir une quantité suffisante pour pouvoir charger des bateaux en cas de problème de transport ou de production ;
- Avoir une production continue pour un stockage permanent.

### II.2 Rôle du stockage :

Le stockage des hydrocarbures est non seulement nécessaire pour :

- compenser les fluctuations d'approvisionnement dues à toutes sortes d'aléas lors de la production, du transport et du raffinage, ou les variations de la consommation, qui dépendent notamment des conditions météorologiques.
- il est aussi stratégique pour assurer un minimum d'autonomie énergétique du pays consommateur.[6]

Donc le stockage doit être assuré aux différentes étapes du cheminement du pétrole, depuis le puits de production jusqu'aux lieux de consommation.

Les dépôts pétroliers importants se trouvent essentiellement sur les lieux de production du pétrole brut, aux extrémités des oléoducs, dans les terminaux de chargement et de déchargement du pétrole brut, les charges, les coupes intermédiaires et les produits finis avant expédition.

Une capacité de stockage suffisante permet de rendre indépendante l'un de l'autre le régime de production d'un champ et le régime d'exploitation d'un pipeline d'évacuation. La capacité utile d'un tel stockage va de un à plusieurs jours de production, en fonction des conditions locales d'exploitation et de la nature du traitement effectué.les réservoirs de stockage construit ces dernières années ont un volume pouvant atteindre **50000m<sup>3</sup>**. [7]

## II.3 Classification des bacs de stockage :

Les bacs de stockage sont classés de la manière suivante :

### II.3.1 En fonction du produit stocké :

**Catégorie A :** produit dont la tension de vapeur aux températures de stockage est toujours supérieure à 1 bar.

**Catégorie B :** produits dont la tension de vapeur est légèrement inférieure à 1 bar.

**Catégorie C :** produits dont la tension de vapeur toujours inférieure à 1 bar mais non négligeable.

**Catégorie D :** produits dont la tension de vapeur est négligeable ( $T.V.R \approx 0$ ).

Types de stockage suivant les catégories de produit ou la catégorie A est divisée en 02 sous catégories

#### 1. Stockage de produit de catégorie A-1 :

L'objectif de ce type de stockage est de maintenir le produit à une température suffisamment basse afin de réduire sa tension de vapeur sous l'action de la pression atmosphérique. Les épaisseurs calculées sont alors seulement déterminées par rapport à l'action de charge hydrostatique.

Les matériaux utilisés doivent avoir un bon comportement mécanique aux basses températures. Ce type de stockage est utilisé en pétrochimie ou les usines de gaz naturel liquéfié (L.N.G)

#### 2. Stockage de produits de catégorie A-2 :

Dans ce cas les produits sont maintenus sous une pression égale à leur tension de vapeur. Le stockage est alors utilisé dans des réservoirs de forme sphérique ou cylindrique et parfois dans la roche pour les volumes très importants. Exemples GPL.

#### 3. Stockage de produits de catégorie B :

Les produits sont stockés dans des bacs, à toit flottant, sous une pression voisine de la pression atmosphérique. (Exemple : Essence ; Kérosène)

#### 4. Stockage de produits de catégorie C :

Les produits de cette catégorie sont stockés à toit sous une pression voisine de la pression atmosphérique. Lorsque les volumes à stocker sont importants, (Exemple: Gasoil)

#### 5. Stockage de produits de catégorie D :

Ces produits sont stockés dans des bacs à toit fixe et souvent maintenus en température, la virole de ce type de réservoir est généralement calorifugée. Produits lourds (Exemple : Bitume, huiles de bases)

**II.3.2 En fonction de la matière utilisée pour leur construction :**

En générale, dans l'industrie pétrolière, on utilise des bacs de stockage en acier, le choix de l'acier dépend de trois facteurs qui sont :

- La résistance mécanique de l'acier ;
- La résistance à la corrosion
- Les conditions de travail (pression et dépression)

Mais on trouve aussi autres matières de construction comme :

- Bacs de stockage en acier ;
- Bacs de stockage en béton armé
- Bacs de stockage en matières souples

**II.3.3 En fonction de leur exploitation :**

- Bacs de stockage fixes ;
- Bacs de stockage mobiles ;
- Bacs de stockage semi fixes

**II.3.4 En fonction de leur position par rapport au niveau du sol :**

- Bacs de stockage aériens ;
- Bacs de stockage semi enterrés ;
- Bacs de stockage souterrains.

**II.4 Types de bac de stockage :**

Les types des réservoirs de stockage à employer dépendent de la nature du produit à stocker .certains produits doivent être conservés sous pression (gaz liquéfiés) et nécessitent des bacs de stockage très résistants (sphériques) ; d'autre se conservent sous moyenne pression (pétrole, essence) ou sous pression nulle.

**II.4.1 Réservoirs de stockage à pression atmosphérique :**

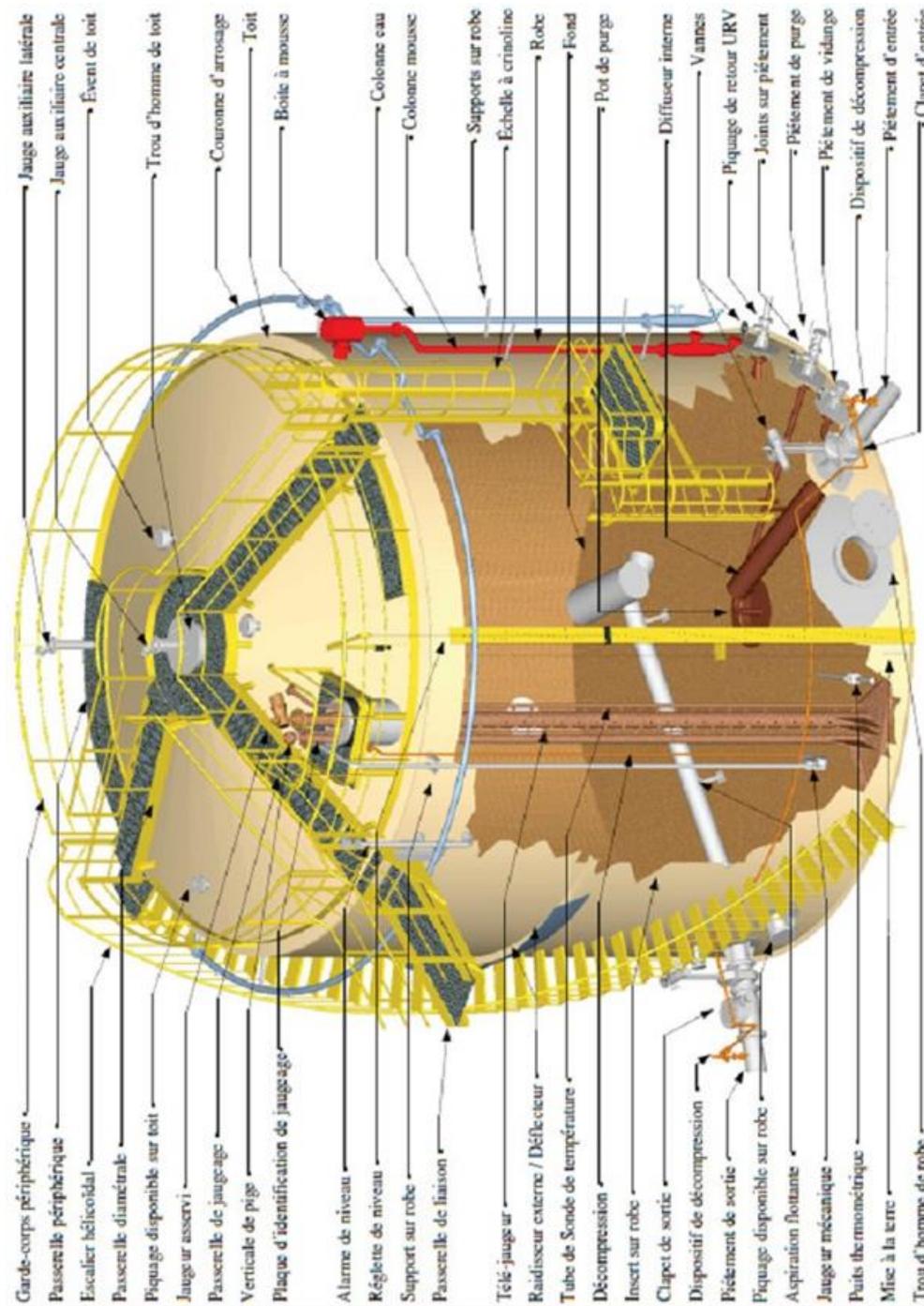
Les réservoirs atmosphériques représentent la très grande majorité du parc de réservoir de grande capacité contenant des liquides inflammables. Ce type de stockage est constitué d'un ensemble de tôle d'acier au carbone assemblé par soudage et est utilisé sous une pression voisine de la pression atmosphérique. Ces bacs de stockage sont sous forme cylindrique et sont constitués de :

- Un fond généralement bombé ;
- Une robe ou virole ;
- De différents accessoires : échelle d'accès, soupapes de sureté, protection anti- incendie.

**II.4. 1.1 Réservoir à toit fixe (Tank FIXED ROOF) :**

Les toits fixes équipent les réservoirs destinés à contenir des produits peu volatils. La forme du toit peut être conique ou sphérique ,Soit autoportant (de faible diamètre et sur un sol de fondation de faible capacité),

Soit supporté par des poteaux qui reposent sur le fond (bac de grand diamètre et sur un sol de fondation de bonne portance).



*Figure II.1: Réservoir à toit fixe avec leur Composants*

### II.4. 1.2 Réservoir à toit flottant :

Le stockage des produits volatiles se fait dans des réservoirs à toit flottant afin de réduire les pertes causées par des fuites liées à la respiration des bacs à toits fixes (sécurité, économie, environnement) ; Le toit repose, par flottation, sur le liquide stocké.

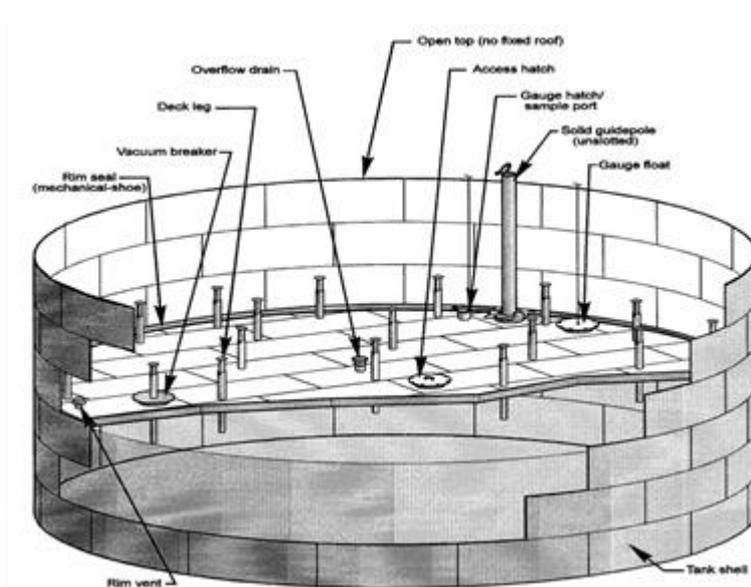
Cette solution technique permet d'obtenir l'élimination presque totale de l'espace vapeur au-dessus du liquide.

#### II.4. 1.2.1 Description

Un réservoir à toit flottant externe consiste en une coque en acier cylindrique à sommet ouvert munie d'un toit flottant à la surface du liquide stocké.

Le toit monte et descend avec le niveau du liquide dans le réservoir. Par opposition à un réservoir à toit fixe et sauf pour les situations de niveau de liquide très faibles, il n'y a pas d'espace de tête dans le réservoir à toit flottant, c'est-à-dire qu'il n'y a pas de place pour la vapeur entre le liquide et le toit. Il existe un système d'étanchéité, un joint, entre la coque du réservoir et le toit. Le toit a des pieds de soutien qui pendent dans le liquide.

À faible niveau de liquide, le toit finit par se poser et un espace de tête se forme entre la surface du liquide et le toit. Les pieds de soutien sont généralement rétractables pour augmenter le volume utile du réservoir.



*Figure II.2: Réservoir à toit flottant avec leur Composants*

Les toits sont conçus pour contenir jusqu'à 255 mm d'eau. Il faut alors évacuer les eaux de pluie du toit de la citerne, car elles sont plus denses que le contenu de la citerne et poseront des problèmes si une quantité supérieure est accumulée. L'eau sur le toit est généralement drainée par un tuyau flexible spécial ou par un autre système de canalisation de drainage spécial qui va des puisards

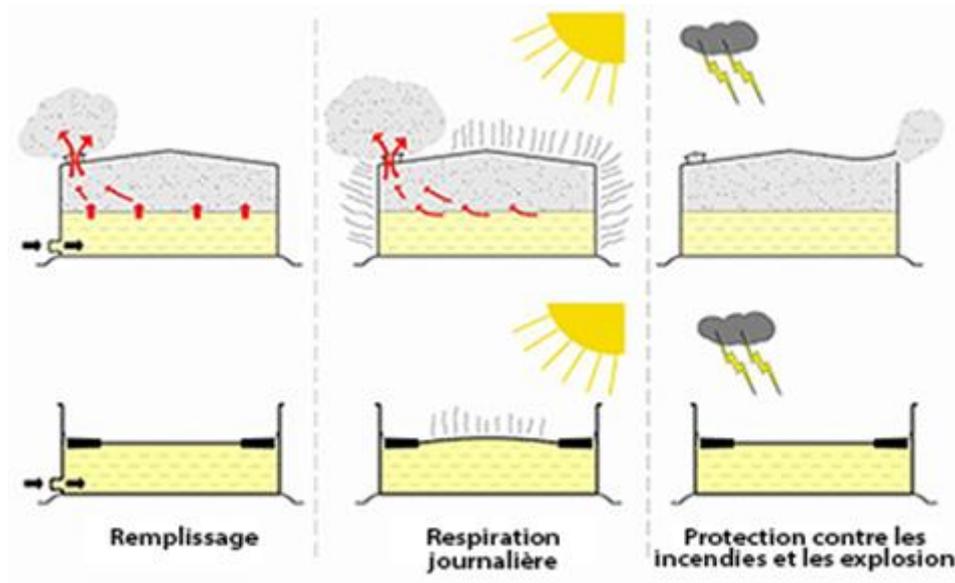
de vidange sur le toit, en passant par le liquide stocké, jusqu'à une vanne de vidange sur la coque à la base du réservoir. Un tuyau est la voie la plus rapide et la plus courte. D'autres systèmes de drainage sont disponibles, qu'ils soient rigides ou semi-rigides. Ceux-ci sont nommés «articulés» car ils utilisent des longueurs droites de tuyaux en acier avec raccords tournants mécaniques ou sont constitués de tuyaux en acier à sections flexibles.[8]

Guide du débutant pour calculer l'occupation des réservoirs de stockage d'huile à l'aide d'images satellite.

#### **II.4. 1.2 .2 Principe Toit flottant**

Le toit flottant permet d'éviter la présence d'un ciel gazeux qui est une source de pertes de produits pour les réservoirs à toit fixe. Le toit flottant est posé directement sur la surface du liquide. Le surcoût entraîné par la construction du toit flottant est compensé par les gains réalisés de par la préservation du stock. De plus, il limite la pollution atmosphérique, comme l'exige la réglementation. Les réservoirs à toit flottant sont principalement utilisés pour le stockage de liquides volatiles, dont la tension de vapeur absolue à température ambiante est comprise entre 0.1 et 0.75 bar où dont le point éclair est inférieur à 55°C. Tel est le cas des pétroles bruts, des naphthas, des diverses essences et carburants. Le toit flottant est un disque mobile qui flotte sur le liquide en suivant les mouvements de descente et de montée du produit. Pour permettre ces déplacements, un espace annulaire libre existe entre le toit et la robe du réservoir. Cet espace est obturé par un système d'étanchéité déformante qui permet au toit de coulisser sans contrainte à l'intérieur de la robe. Ces toits sont exposés aux intempéries et doivent donc être conçus pour résister aux effets du vent, de la pluie et de la neige. Ils sont calculés sur un liquide de 70 kg/m<sup>3</sup> de masse volumique, en supportant une charge d'eaux pluviales correspondant à une chute de 250 mm pendant 24 h, en supposant que le système de drainage est inopérant. Lorsque le toit est au repos sur le fond du réservoir, il doit pouvoir soutenir une surcharge de 120 daN/m<sup>2</sup> sans accumulation d'eau.[9]

### II.4. 1.2 .3 Les avantages du toit flottant:



*Figure II.3: Les avantages de toit flottant*

la plus efficace et la plus économique de réduire les émissions et les pertes de produits ainsi que les risques d'incendie et d'explosion pour le stockage aérien d'hydrocarbures volatils.

De nos jours encore, la technologie du toit flottant est toujours le meilleur choix pour le stockage et le transbordement de grandes quantités de liquides volatils, combustibles, polluants et toxiques.

La condition essentielle est que les réservoirs soient dotés d'un solide toit flottant et de joints d'étanchéité appropriés en périphérie et sur les passages de toit.

Ce qui a traversé le toit flottant et le joint de bordure sont des émissions ou devient des émissions sur les réservoirs à toit flottant comme sur ceux à toit fixe avec écran flottant.

Les avantages du toit flottant:

- Utilisation flexible de l'espace dans le réservoir
- Protection contre les incendies, les explosions et l'implosion
- Faibles émissions
- Rentabilité élevée
- Les réservoirs à toit flottant externe sont généralement installés pour des raisons environnementales, économiques et sécuritaires. Ils permettent de limiter les pertes par évaporation de produit, les risques d'incendie<sup>1</sup> et les risques d'émissions de composés organiques volatils (COV) et d'autres polluants atmosphériques potentiels. **[10]**

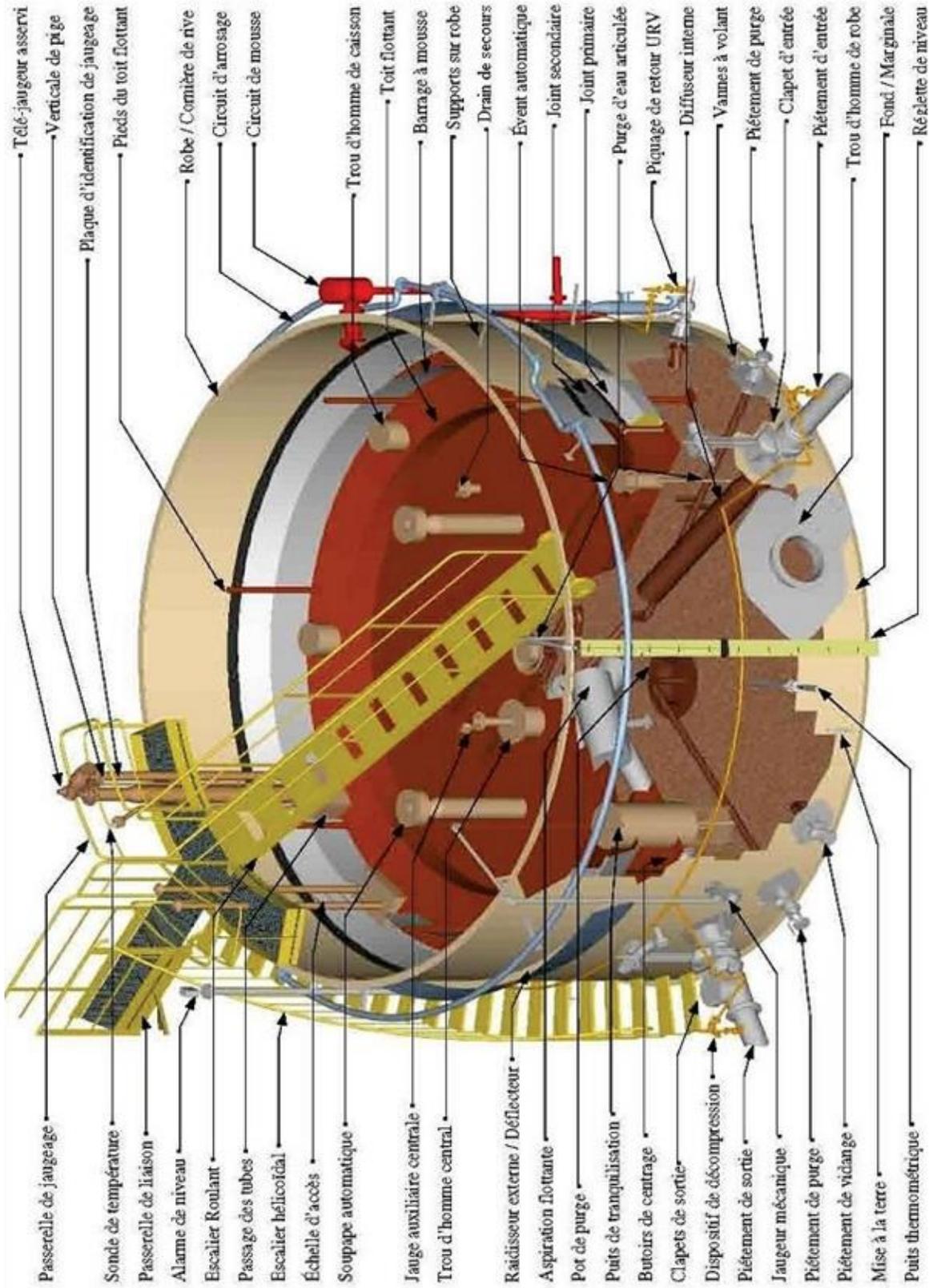


Figure II.4: Réservoir à toit flottant avec leur Composants

### II.4.1.3 Le réservoir à toit fixe et à écran flottant :

Ce type de réservoir présente les avantages des bacs à toit flottant en ce qui concerne les problèmes liés à l'évaporation et du toit fixe en ce qui concerne les problèmes liés à l'évaporation et les intempéries.[11]

### II.4.2 Bacs de stockage sous pression :

Ils concernent principalement les hydrocarbures liquéfiés qui appartiennent à la catégorie A, ces derniers se trouvent alors stockés sous leur propre tension de vapeur et la pression de stockage dépend uniquement :

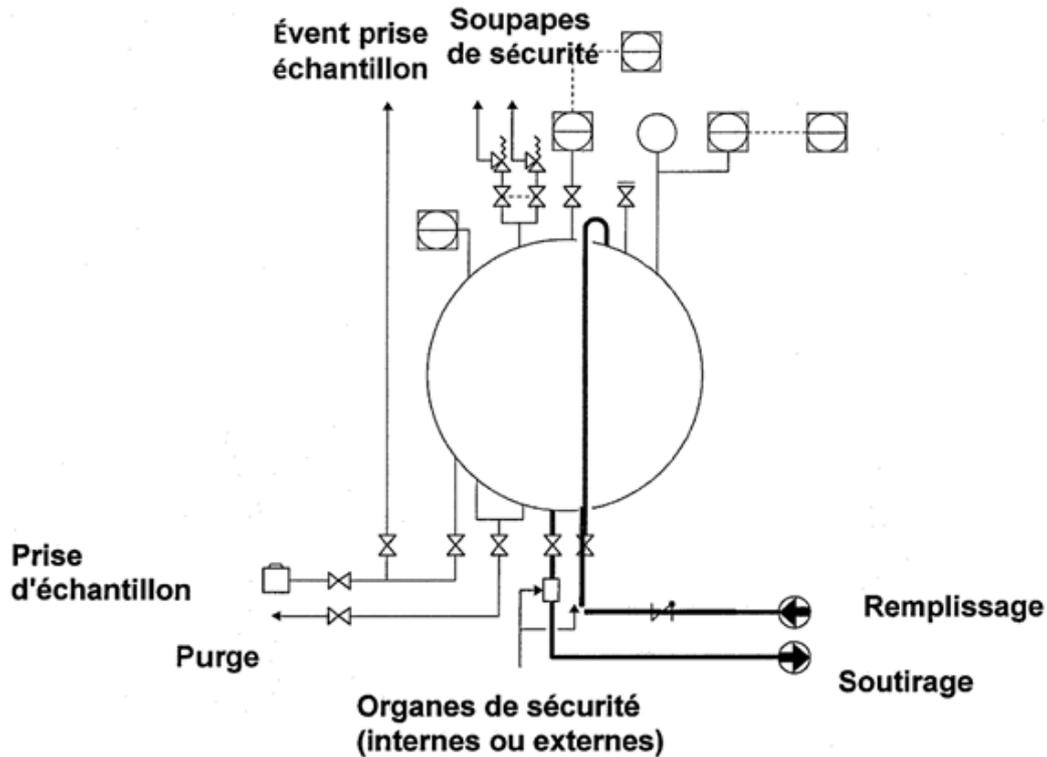
- De la nature du produit ;
- De la température de stockage.

Le plus souvent, les gaz liquéfiés sont stockés à la température ambiante. Pour ce mode de stockage différents types de capacités sont utilisés : les sphères, cigares ou les cavernes.

#### II.4.2.1 Les sphères :

La forme sphérique permet de mieux utiliser la résistance de la tôle et d'obtenir un moindre coût de fabrication. Le remplissage et la vidange s'effectuent à la partie inférieure de la sphère par une conduite sur laquelle est monté en général un clapet hydraulique de sécurité.

Des escaliers permettent l'exploitation des matériels tels que jauges manuelle, manomètres, évènements, thermomètres, soupapes, situés au sommet. La protection incendie est assurée par des rampes de pulvérisation d'eau qui peuvent être éventuellement pendant l'été comme rampes de réfrigération.



*Figure II.5: Sphère et avec leur Composants*

#### II.4.2.2 Les cigares :

Ils peuvent être placés soit verticalement soit horizontalement. Les équipements rencontrés sur ces capacités sont les mêmes que ceux des sphères. La majorité de ces réservoirs présente un diamètre de 1.5m à 3m, pour une longueur d'une dizaine de mètres. Dans le cas général, les réservoirs horizontaux sont posés sur des berceaux. [12]

### II.5 L'impact des COV sur la santé et l'environnement

#### II.5.1 Définitions des COV

La définition d'un composé organique volatil (COV) repose à la fois sur des critères chimiques et physiques. En effet, les COV sont tout d'abord des composés organiques, c'est-à-dire des composés contenant au moins l'élément carbone et un ou plusieurs autres éléments tels que l'hydrogène, l'oxygène, l'azote, les halogènes (fluor, chlore, brome, iode), le soufre, le phosphore, le silicium, etc. De plus, les COV se caractérisent par leur grande volatilité, ils passent facilement de l'état liquide à l'état gazeux, dans les conditions normales de pression et de température.

Cependant, il existe des hétérogénéités, voire des ambiguïtés dans les définitions couramment utilisées pour les COV. Ces hétérogénéités s'expliquent en partie par le fait que différents critères peuvent être utilisés pour déterminer si un composé est volatil, notamment sa pression de vapeur

saturante ou sa température d'ébullition. La température d'ébullition d'un composé correspond à la température à laquelle le changement d'état liquide-gaz a lieu. Aux températures supérieures à cette température d'ébullition, le composé n'est plus que sous sa forme gazeuse. Donc, plus la température d'ébullition d'un composé est faible, plus ce composé est volatil. La pression de vapeur saturante correspond, quant à elle, à la pression de la phase gazeuse du composé se trouvant en équilibre au dessus de sa phase liquide, à une température donnée. Plus la pression de vapeur saturante d'un composé est élevée, plus le composé est volatil. Il est donc possible de raisonner à partir de l'un ou l'autre des critères pour aboutir à une définition des COV.

Ainsi, une définition précise, et souvent reprise, est celle de la directive européenne n° 1999/13/CE qui repose sur la pression de vapeur saturante.

Cette directive définit un composé organique volatil comme « un composé organique ayant une pression de vapeur de 0,01 kPa ou plus à une température de 293,15 K [c'est-à-dire 20°C] ou ayant une volatilité correspondante dans les conditions d'utilisation particulières ». Une autre façon de définir les COV est celle du décret n° 2006-623 qui repose sur la température d'ébullition. D'après ce décret, les COV regroupent tous les composés organiques dont le point d'ébullition, mesuré à la pression standard de 101,3 kPa, est inférieur ou égal à 250°C. De même, la norme NF ISO 16000-6 définit les COV selon leur température d'ébullition et distingue, d'après la classification adoptée par l'OMS en 1989, les composés organiques très volatils, volatils et semi-volatils. Le tableau 2 présente cette classification.

**Tableau II.1: Classification des COV selon leur température d'ébullition**

Volatilité	Température d'ébullition
Très volatils	< [50- 100 °C]
Volatils	[50- 100 °C] à [240 -260 °C]

Tableau II.2: Les grandes familles de COV

Famille des Composés	Exemple
Aliphatiques	heptane, hexane, pentane,...
hydrocarbures aromatiques	benzène, toluène, éthylbenzène et xylène appelé aussi famille des BTEX
Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)	benzo(a)pyrène
Alcools	éthanol, méthanol, butanol, IPA : alcool isopropanol
Cétones	acétates d'éthyle, de butyle, d'isopropyle
Esters	acétates d'éthyle, de butyle, d'isopropyle
Chlorés	perchloréthylène, trichloréthylène, dichlorométhane
composés azotés	aminés, nitriles
composés soufrés	mercaptans, diméthylsulfure
Ethers	1,4-dioxane
Aldéhydes	Formaldéhyde

## II.5.2 Les effets sur la santé et l'environnement Santé

### II.5.2.1 La santé

Les effets que les COV peuvent avoir sur la santé humaine dépendent d'une part du type de polluant, d'autre part de la durée d'exposition. La plupart des COV peuvent être à l'origine de maux de tête et d'irritation des yeux lors d'une exposition prolongée.

Les hydrocarbures aromatiques tels que les BTX (benzène, toluène, xylènes) peuvent provoquer des troubles du système nerveux, des irritations des organes respiratoires et des troubles cardiaques et digestifs.

Certains composés organiques, comme le benzo(a)pyrène et le benzène, peuvent avoir des propriétés cancérigènes et une exposition prolongée à hautes concentrations peut être à l'origine de leucémie.

Le CH<sub>4</sub> n'a pas d'effets directs toxiques sur la santé humaine.[13]

*Tableau II.3: Effets et impacts de certains COV sur la santé humaine*

Composées	Maladies induites
Phénol	Irritations du système respiratoire
Toluène	Attaques de système nerveux
Benzène	Leucémie, Neurologiques
Trichloréthylène	Effet cancérogènes (cancer du foie)
Acétaldéhyde	Irritation yeux, cancer nasal
Tétrachloréthylène	Effet cancérogènes, Neurologiques
Chlorure	Effet cancérogènes

un effet indirect en agissant sur l’ozone, en tant que précurseurs de ce gaz dans l’air : les conséquences de cette surproduction d’ozone pour la santé varient selon le niveau d’exposition, le volume d’air inhalé et la durée de l’exposition. Plusieurs manifestations sont possibles : toux, inconfort thoracique, gêne douloureuse en cas d’inspiration profonde, mais aussi essoufflement, irritation nasale, oculaire et de la gorge. Ces effets diffèrent toutefois en fonction des individus et de l’état de santé

- un effet direct en tant que substance toxique, jusqu’à des niveaux de gravité extrêmes justifiant une classification rigoureuse. Les COV les plus nocifs, comme le benzène, sont classés CMR (cancérogène, mutagène et reprotoxique). Ils font l’objet d’une réglementation renforcée, notamment dans le code du travail, dont les dispositions imposent à l’employeur de le substituer, ce qui prévaut sur toutes les autres mesures de réduction du risque

- Il est donc impératif de prendre les plus grandes précautions avant toute manipulation ou exposition de ces composés et de consulter toutes les informations disponibles sur un produit dont l’emploi est envisagé. Il existe pour cela les fiches techniques du fabricant, les fiches de données de sécurité (FDS) et les fiches toxicologiques (FT) éditées par l’INRS (Institut national de recherche et de sécurité).[14]

### II.5.2.2 Environnement

En période estivale, les COV interviennent dans la formation d'ozone troposphérique et influencent ainsi indirectement le réchauffement de la planète, ce qui peut avoir des effets néfastes sur l'environnement.

En plus, certains COV contribuent au phénomène des pluies acides qui dégradent les bâtiments et nuisent aux animaux et aux végétaux. En modifiant la biodiversité, les COV peuvent également avoir des effets négatifs sur les écosystèmes.

Le CH<sub>4</sub> est un des principaux gaz à effet de serre et contribue ainsi directement au réchauffement de la planète, provoquant ainsi par exemple des fontes de glace ou l'élévation du niveau de la mer au niveau mondial. [15]

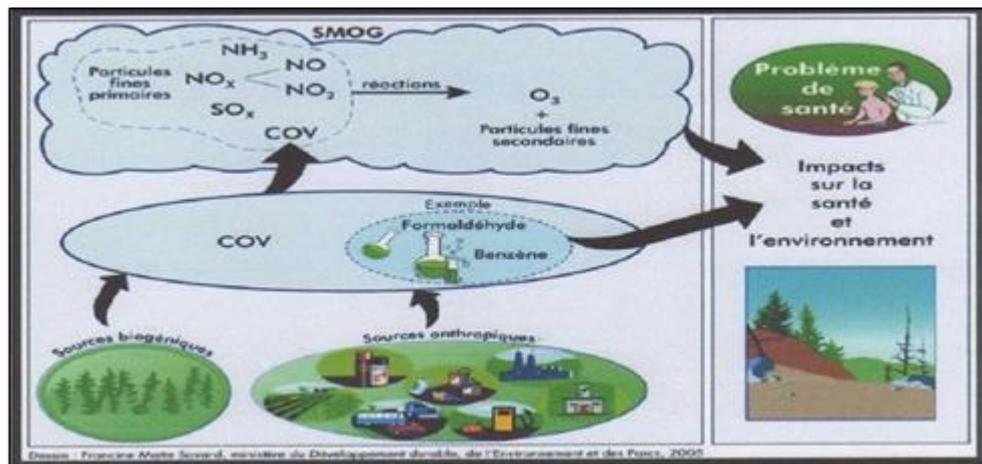


Figure II.6: Les effets sur la santé et l'environnement Santé

# *Partie Pratique*

# *Chapitre III*

*Problème de dégazage au niveau  
des bacs de stockage d'ONR*

### III. Problème de dégazage au niveau des bacs de stockage d'ONR

Alors dans ce chapitre nous débit par les questions suivantes :

- Quel est le dégazage ?
- Est-ce qu'on peut on peut quantifie c'est pertes par évaporation dans le champ de OUED Noumer ?
- Quel est l'effet de ces pertes par évaporation sur le champ d'OUED Noumer ?
- Quel est les techniques de gestion de ces pertes gazeux (valorisation ou récupération ou évacuation.....)?
- Quel est la rentabilité économique de ces projets de valorisation ?

#### III.1 Diagnostique de l'unité de stockage :

Nous avons constaté un problème réel au niveau du système de stockage des hydrocarbures liquide (Brut) dans les réservoirs existant (des réservoirs à toit fixe) dans le champ Oued Noumer.

La contrainte est la perte de gaz humide au niveau des bacs de stockage brut par vaporisation atmosphérique, de cet effet une méthode de récupération de cette quantité importante et à discuter afin d'augmenter la production de gaz dans le champ et diminuer la pollution atmosphérique par ce gaz et effet de serre (les composites organiques volatiles COV).

La quantité totale de gaz perdu est la somme des quantités perdues à travers les quatre bacs :

$$Q_T = Q_{R1} + Q_{R2} + Q_{R3} + Q_{R4}$$

**QT:** La quantité totale de gaz humide (évapore) qui peut être récupérée.

**QR1:** La quantité de gaz bac R1

**QR2 :** La quantité de gaz bac R2

**QR3 :** La quantité de gaz bac R3

**QR4 :** La quantité de gaz bac R3

Pour trouvez une solution pour ces pertes nous avons propose une méthode par deux propositions différents

- Dans une première proposition on va placer un système de liaison entre l'évent atmosphérique des bacs avec un compresseur BP passant par un ballon d'aspiration.
- La deuxième proposition on va remplacer le réservoir toit fixe avec réservoir toit flottant .

pour régulation de pression bien adéquat pour garder les bacs dans un état sûr et respecter l'intervalle de pression d'aspiration du compresseur BP qui est au environ de 1 bar absolue.

Les buts principales de ce travail est de :

- Quantifier les pertes par évaporation
- Propose des solutions contre ce problème
- Quantifier l'influence de propositions sur la production de gaz et GPL ;
- Elaborer une étude économique.

Malgré la protection que constitue le toit, les réservoirs à toit fixe ne sont pas les capacités les mieux adaptées pour la conservation des produits stockés. C'est d'ailleurs pour cette raison que ce type de réservoir n'est plus accepté par les autorités responsables de la protection de l'environnement pour le stockage des liquides volatils à tension de vapeur non négligeable. Les réservoirs à toit fixe sont, en effet, à l'origine de pertes importantes de produits provenant de deux phénomènes distincts que sont la respiration de la capacité et les mouvements de produits.

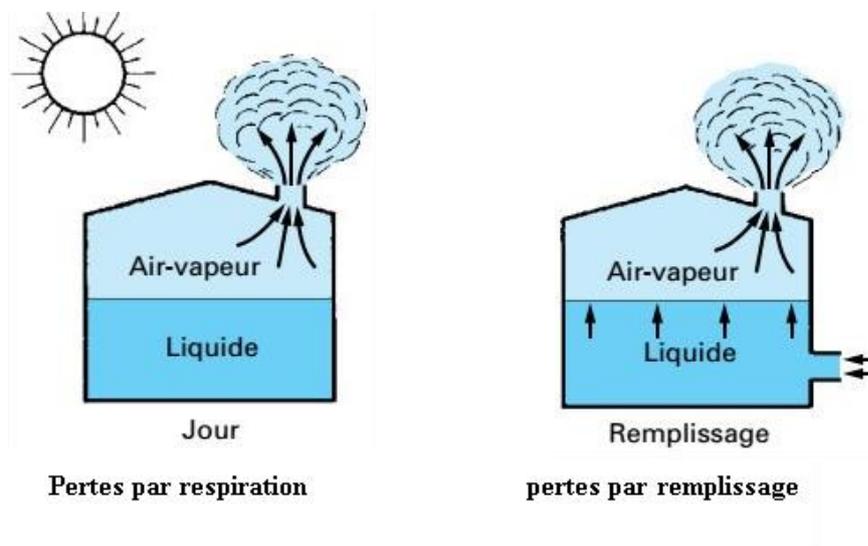


Figure III.1: Les pertes par évaporation et mouvement de bac à toit fixe

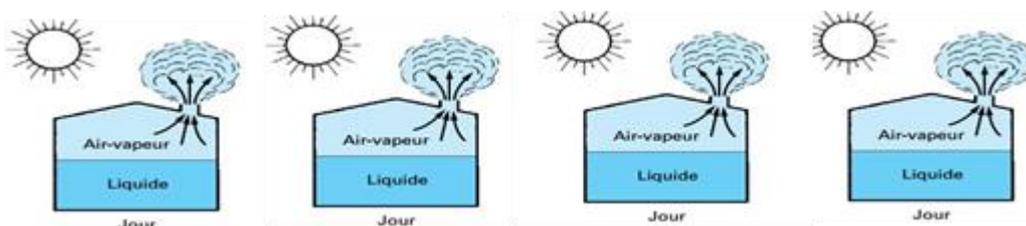


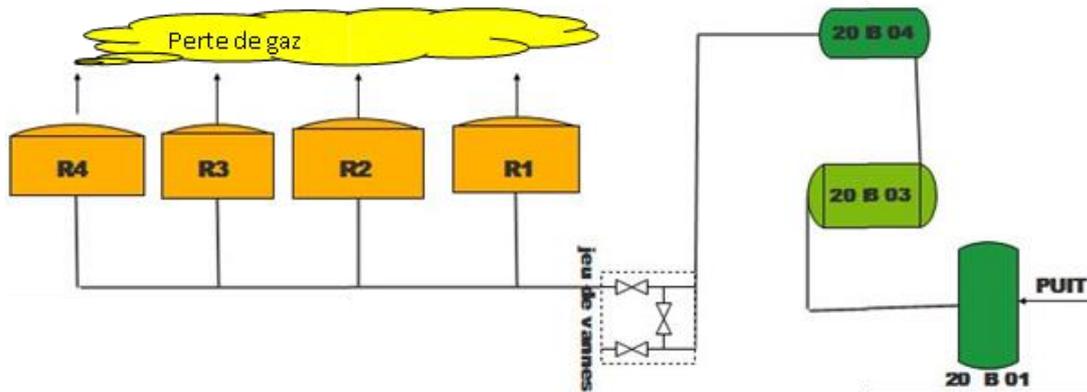
Figure III.9: Les pertes par évaporation et mouvement de bac à toit fixe

Note :

Si La quantité perdu est récupéré par le compresseur BP, la production de gaz et GPL va augmenter .

### III.2 L'état actuel de stockage de brut en ONR :

Le schéma suivant montre le stockage de brut après qu'il sorte de ballon 20 B 04 de séparation

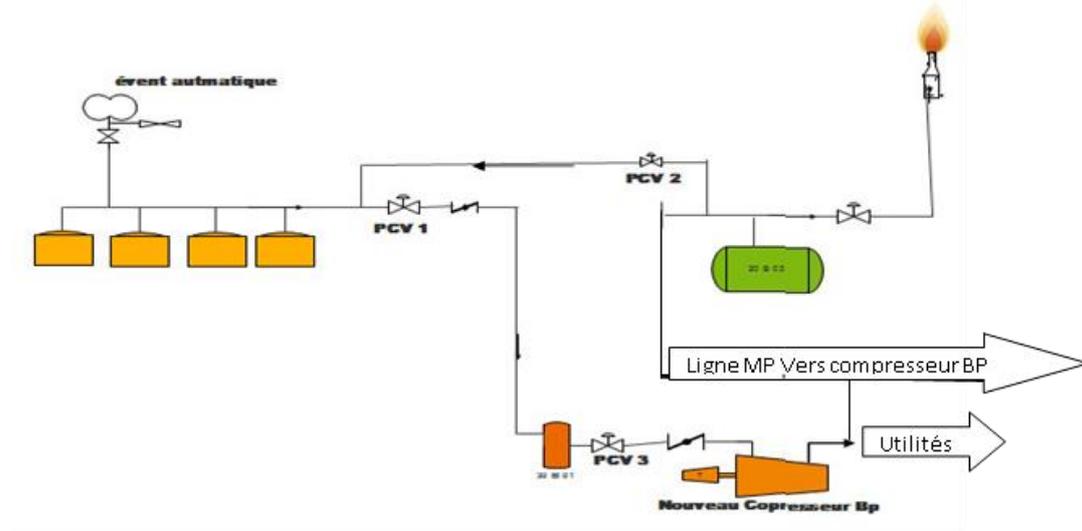


*Figure III.2 :Schéma l'état actuel de stockage de Brut d'ONR*

#### III.2.1 Première proposition de récupération des pertes gaz au niveau des bacs :

La récupération de gaz perdu par un nouveau compresseur avec leur ballon d'aspiration (piège à liquide) :

- Le nouveau compresseur aspire un débit (environ 1500kg/h) et refoulé avec une pression de 3 bar vers le gaz de process (la ligne MP sortant de ballon 20B03 vers le compresseur BP existant).
- Le ballon d'aspiration de nouveau compresseur permet de piéger les fines gouttelettes de gaz humide perdu.
  - Le calcul de nouveau compresseur et le dimensionnement de ballon ce fait pour recevoir la quantité de gaz perdu avec un débit de 1500 kg/h (résultat de simulation dans le chapitre qui suit) et une pression environ +1 bar.



*Figure III.3: PFD de la première proposition de récupération des pertes de gaz au niveau des bacs*

### III.3 Problème de corrosion des bacs :

A cause de différentes composantes de brut et présence de oxygène dans l'atmosphère les bacs peut raconte tout les types de corrosion et sur tout :

- Corrosion par l'hydrogène
- Corrosion par les composés sulfurés en phase anhydre
- Corrosion par les acides organique

La protection contre la corrosion dans le champ de ONR ce fait par protection chimique par des pentures et inhibiteurs de corrosion et protection cathodique.

#### III.3.1 Protection Electrochimique de l'installation :

Les installations sont généralement en acier et leurs Fonctionnement provoquent des types de corrosion par action électronique et galvanique.

Trois méthodes plus efficaces pour s'opposer à ce problème :

- Protection par anode sacrificiel
- Protection par revêtement (protection chimique).

#### III.3.2 Protection par anode sacrificiel

Cette méthode est base sur la déférence de potentille entre les métaux. Pour cela ils faut connecter l'installation avec des métaux plus potentiels que l'acier.

Par exemple la protection des bacs de stockage par des plaques en cuivre qui jouent un rôle d'une anode distribuée par leurs électrons vers l'acier et avec le temps ce métal (cuivre) disparaîtra.

### III.3.3 Protection par revêtement :

Le revêtement des installations avec des produits isolants généralement Organiques par exemple : Peinture ; bitumes ; enrobage.....

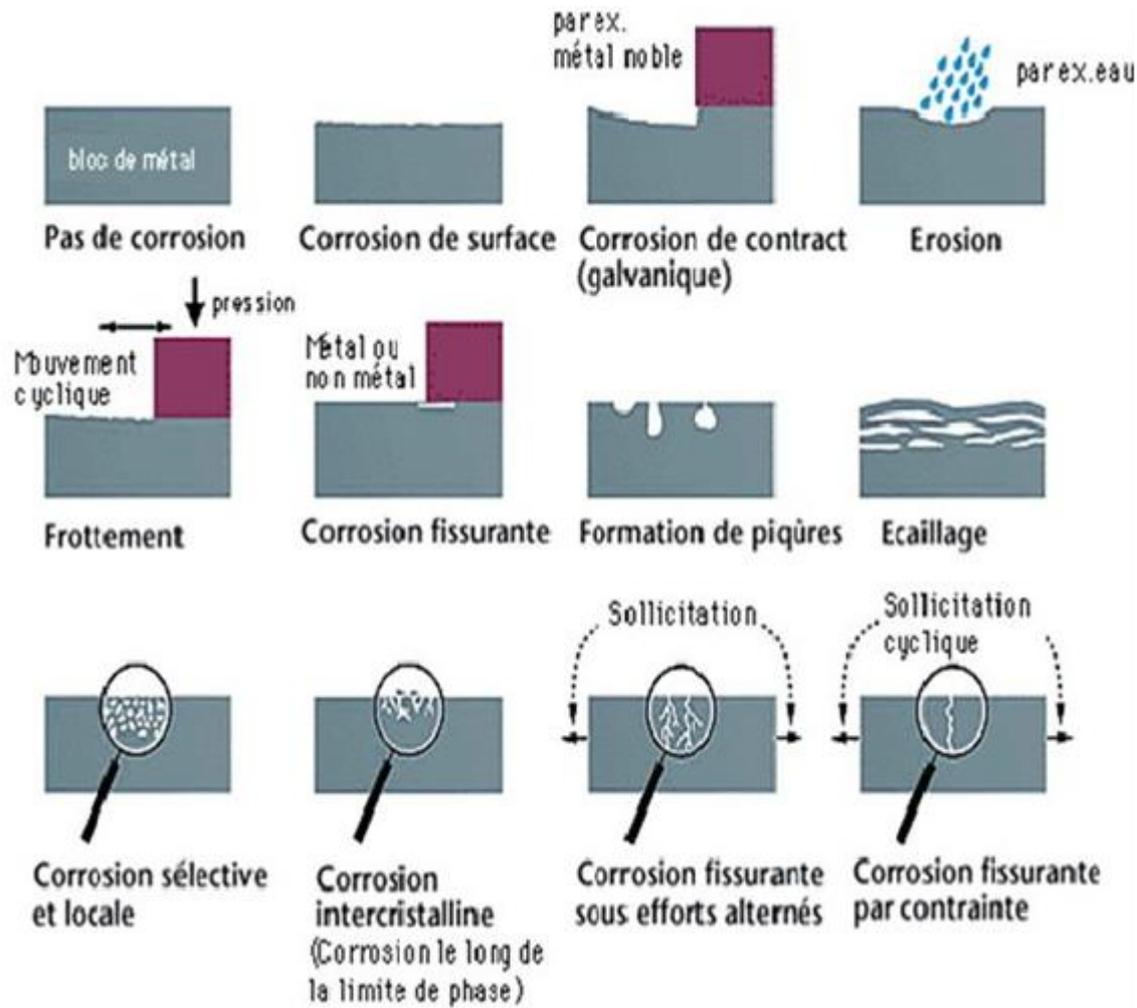


Figure III.4: Différents types de corrosion

La protection contre la corrosion dans le champ de ONR ce fait par protection chimique par des Peintures et produit de corrosion :

- problème de comptage de volume de brut stocké.
- Problème de pertes de brut avec l'eau de purge.
- Problème des paraffines au niveau des bacs
- Problème d'émulsifiants.

# *Chapitre IV :*

*Simulation de l'unité de  
Stockage par logiciel  
AspenHYSYS*

**IV. Simulation de l'unité de Stockage par logiciel AspenHYSYS**

Pour pouvoir tirer profit de la situation proposée dans le chapitre précédent, on doit trouver une manière plus lucide de déterminer la faisabilité de cette situation. Avant de faire une simulation de l'unité sur logiciel HYSYS, on expose les démarches qu'on doit exécuter directement sur les équipements pour changer la situation.

**IV.1 Simulation en mode statique :**

**IV.1.1 Les composés : (capture d'écran)**

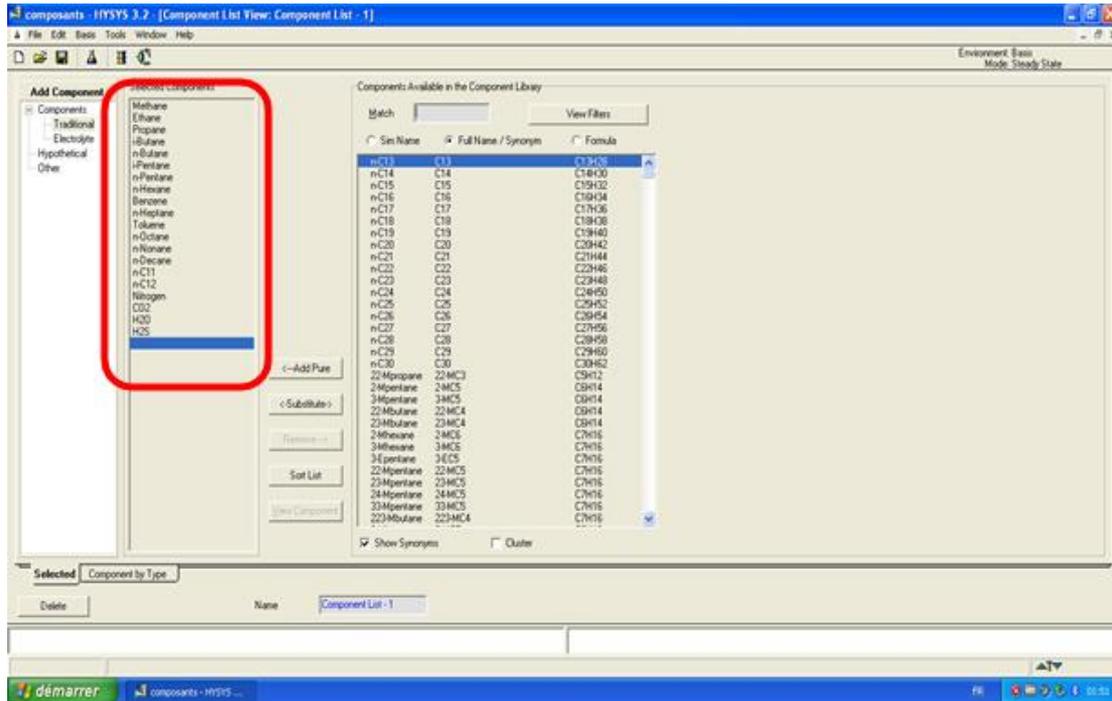


Figure IV.4 : Interface du simulateur HYSYS pour le choix des composés

Tableau IV.4 : La composition de la charge qui alimente les bacs de Brut

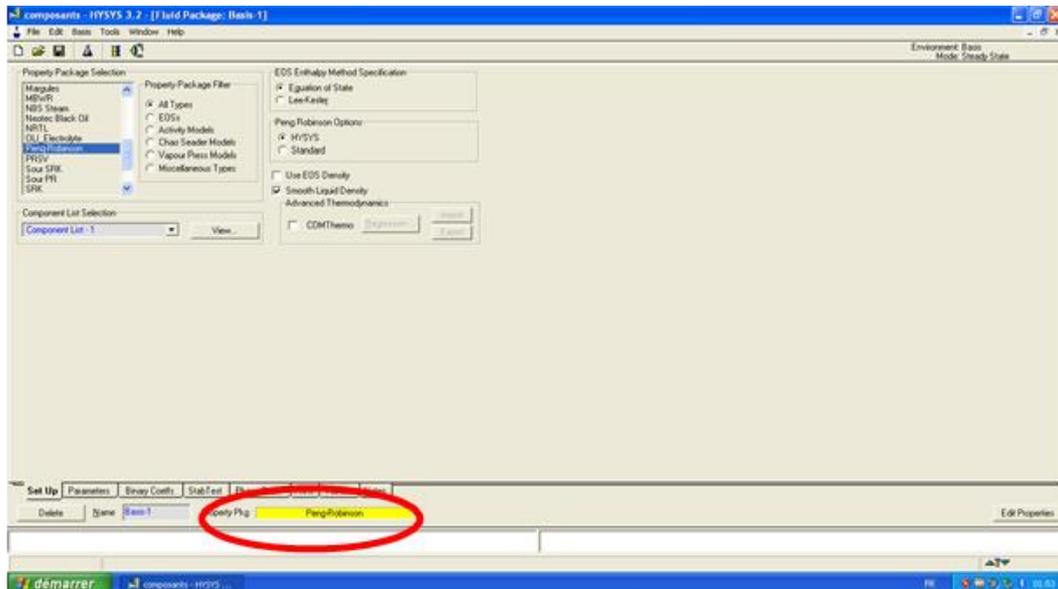
Alimentation	Vers le Bac (gaz4)
Température (°C)	45
Pression (bar)	1.3
Méthane	0.06023
Ethane	0.02141
Propane	0.01305
i-butane	0.01203
n-butane	0.01221
i-pentane	0.01551
n-pentane	0.02082
Hexane	0.004322
Benzène	0.00876
Heptane	0.05586
Toluène	0.00600
Octane	0.06710
Nonane	0.04213

<b>Décane</b>	<b>0.05111</b>
<b>n-C11</b>	<b>0.04310</b>
<b>n-C12</b>	<b>0.52750</b>
<b>N2</b>	<b>0.00000</b>
<b>CO2</b>	<b>0.00000</b>
<b>H2O</b>	<b>0.00000</b>
<b>H2S</b>	<b>0.00000</b>
<b>Totale</b>	<b>1.00000</b>

- Ces compositions est donne par le Centre de Recherche et Développement CRD de boumerdés le champ de Oued Noumer ONR.

**Le choix du modèle thermodynamique : « Peng-Robinson »** (le plus utilisé pour les mélanges liquide-vapeur sous pression, il donne de bons résultats).

#### IV.1.2 Construction du PFD :



*Figure IV.2 : Interface du simulateur HYSYS pour le choix du modèle thermodynamique*

Dans ce cas, on va suivre l'évolution de brut de production qui venant de ballon 20B04 vers l'unité de stockage et les phénomènes associés.

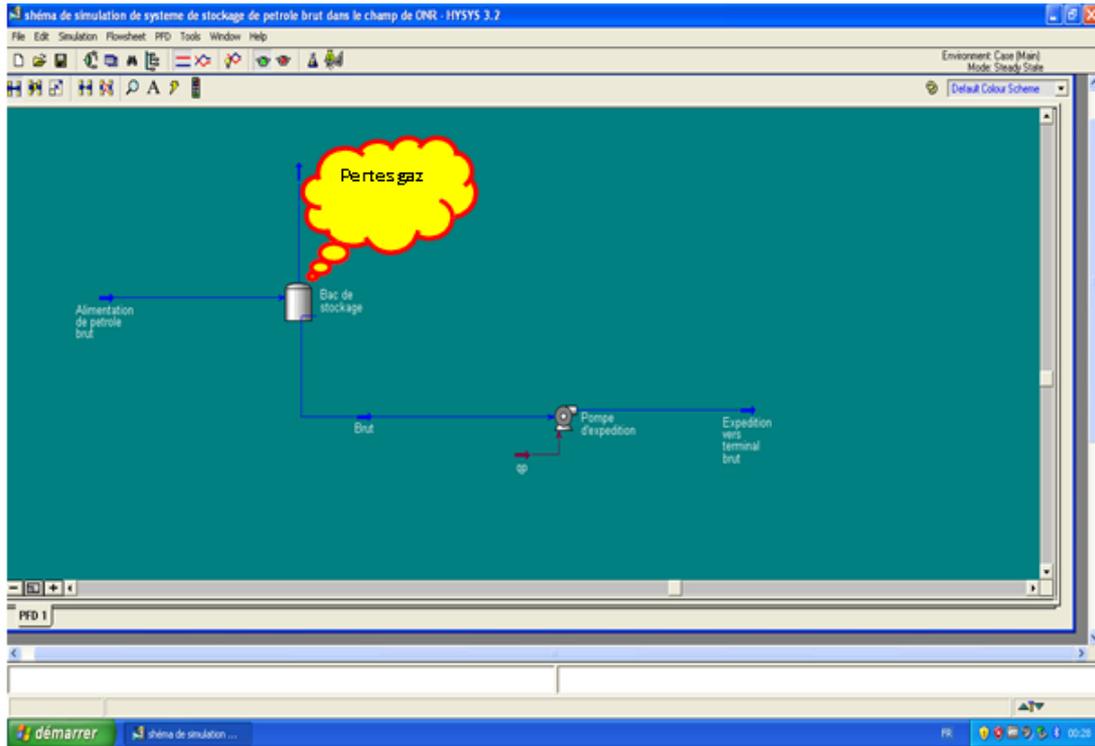


Figure IV.3 : Simulation statique de l'unité de stockage de Brut

Il faut choisi un réservoir de stockage "Tank" :

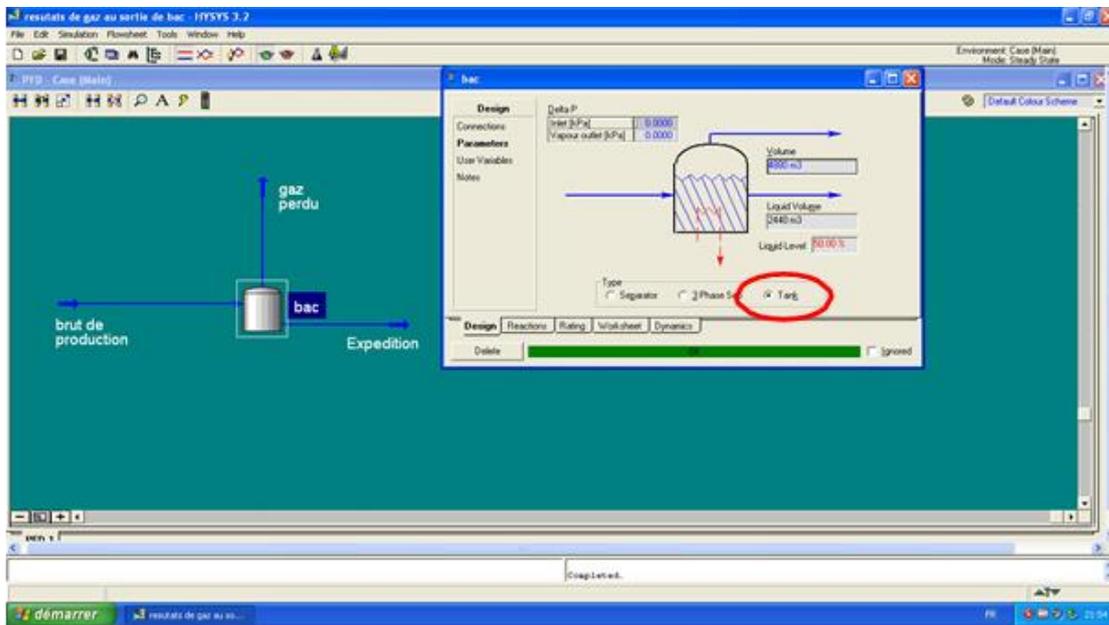


Figure IV.4 : Interface de choix de réservoir (TANK) dans le simulateur HYSYS

Pour le côté de géométrie de bac il faut choisi la forme de réservoir de stockage et l'orientation comme dans notre cas est un bac cylindrique vertical la figure :



Figure IV.5: interface de choix de réservoir (TANK) dans le simulateur HYSYS

Il faut noter que la sortie de l'unité de séparation 20 (Ballon 20 B04) coté Brut est L'alimentation de l'unité de stockage 60 (Bacs R1, R2, R3, R4).

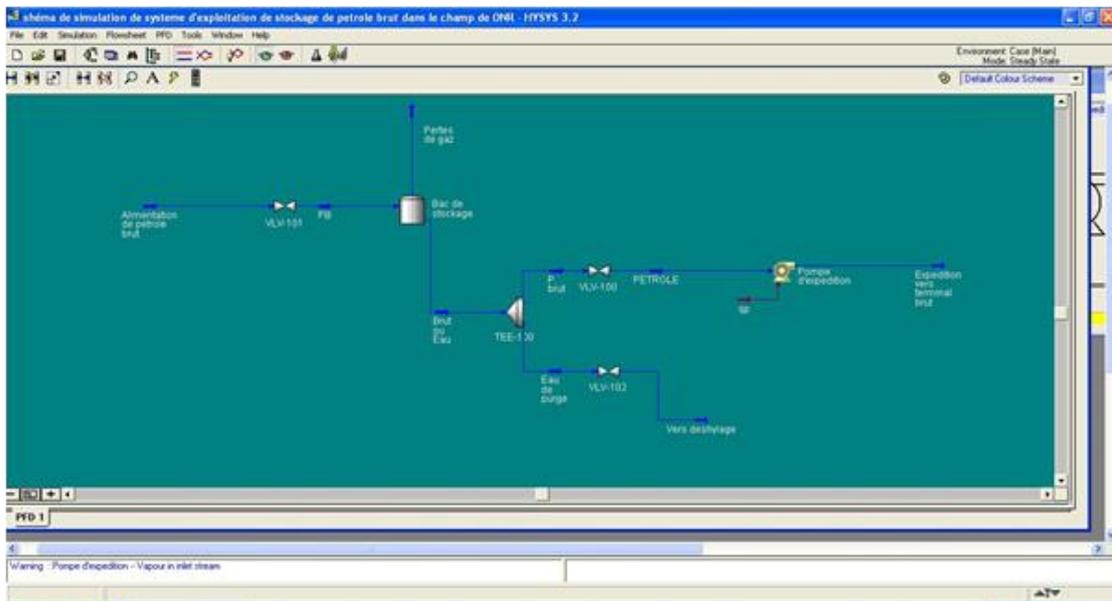


Figure IV.6 : Interface de choix de réservoir (TANK) dans le simulateur HYSYS

## IV.2 Résultats de simulation statique de l'unité stockage brut :

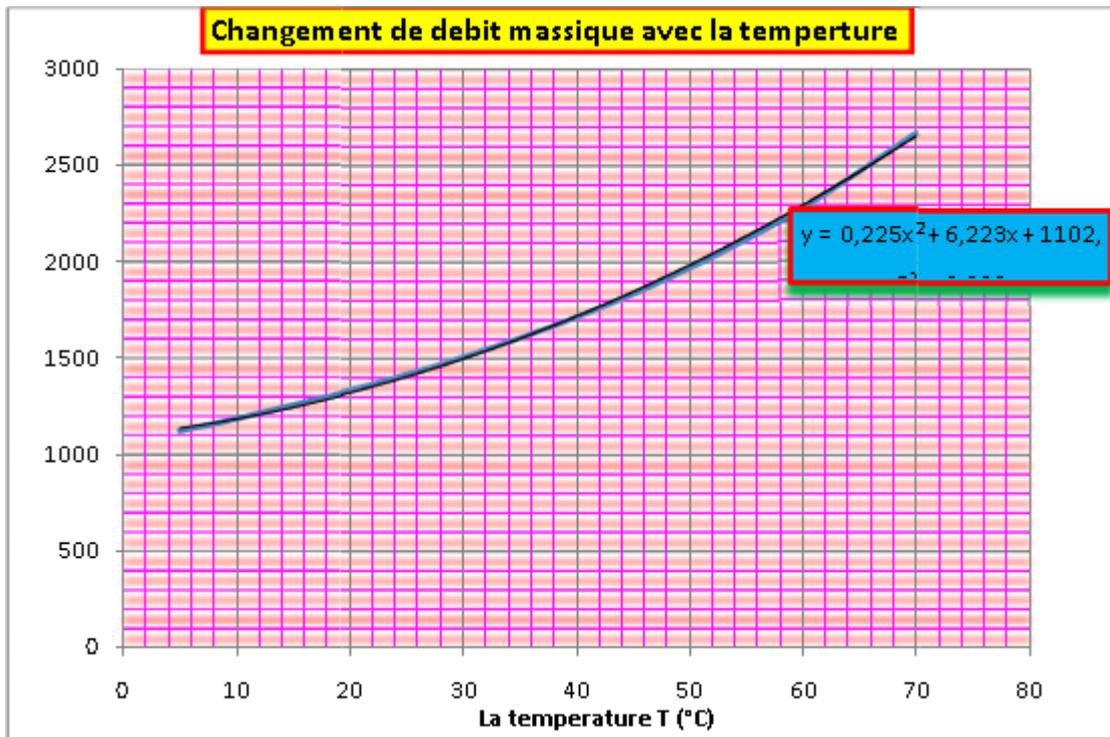
Pour voir l'influence des paramètres de fonctionnement (température et pression) sur le débit massique et volumique de gaz sortant de bac de stockage de Brut et la tension de vapeur pour le Brut d'expédition ,ou nous avons résumé tout les probabilités on quatre cas.

## IV.3 La variation de débit massique et volumique, TVR en fonction de température a une pression constante

*Table IV.2 : La variation de débit massique et volumique, TVR en fonction de température a une pression constante*

La saison	T (°C)	Qm (Kg/h)	Qv (m3/h)	TVR(bar)
Hiver P : 1.5 bar	5	1125	1223	0.6400
	10	1188	1258	0.6118
	20	1330	1330	0.5586
	25	1411	1368	0.5336
Eté P : 1.5 bar	30	1500	1409	0.5094
	40	1706	1496	0.4635
	50	1959	1595	0.4205
	60	2271	1707	0.3802
	70	2658	1837	0.3423

### IV.3.1 La variation de débit massique en fonction de température a une pression constante :



*Figure IV.7: La variation de débit massique en fonction de température a une pression constante*

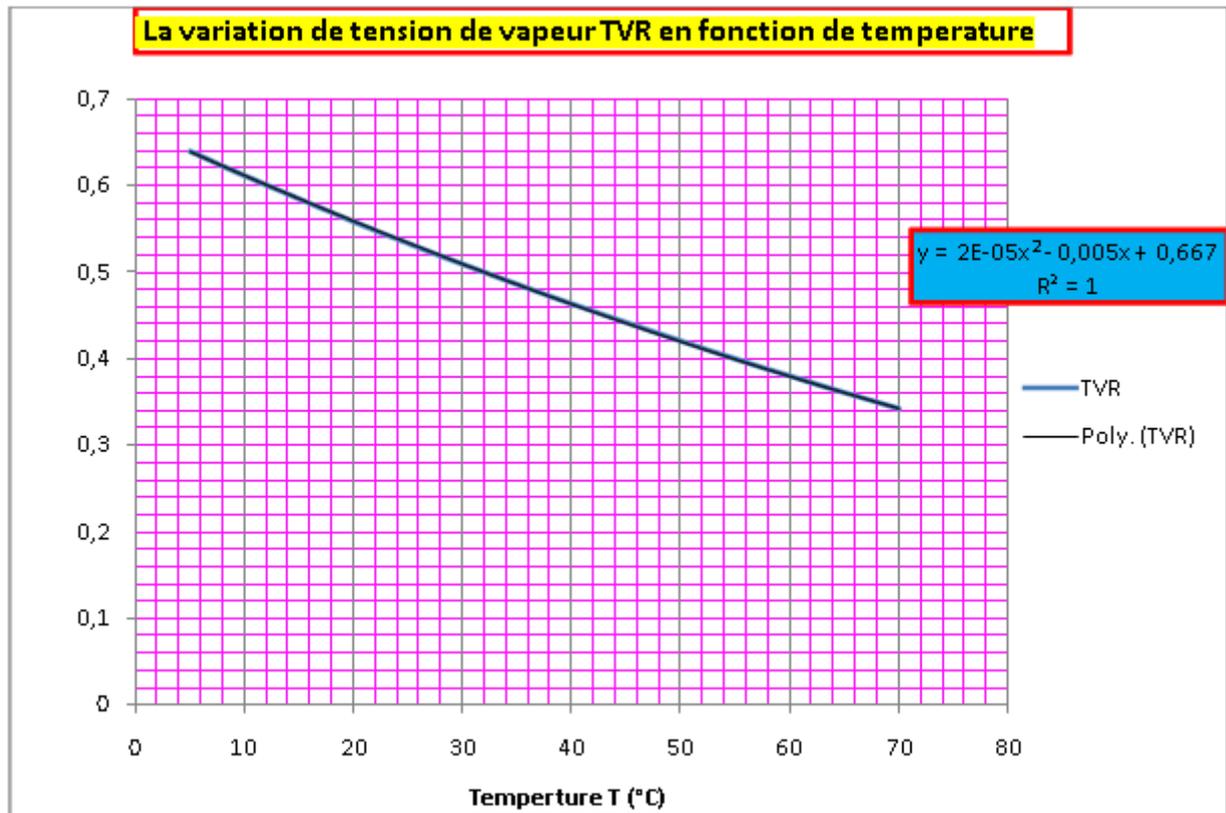
Le graphe n° 1 : représente, pour une pression donnée 1.5 bar, la variation de débit massique de gaz qui sort de bac de stockage de brut en fonction de température.

On constate que la courbe a une allure croissante. Où, pour une pression donnée le débit massique augmente progressivement. Ainsi une courbe de tendance se forme polynomiale et une équation de deuxième degré qui représentent cette allure avec un coefficient de détermination de 0.999, toute augmentation de température de brut de production conduit à une augmentation de débit massique de gaz perdu en événement de bac de stockage .

On interprétons sa allure par la croissance de vaporisation a cause de température.

### IV.3.2 La variation de tension de vapeur en fonction de température a une pression constante

On voit que la représentation des résultats de simulation de la variation de tension de vapeur TVR de brut d'expédition en fonction de la température d'entrée de bac de stockage se forme de courbe suit une allure décroissante pour une pression d'entrée de 1.5 bar



*Figure IV.8: La variation de tension de vapeur en fonction de température a une pression constante*

La TVR représente la fraction légère dans le Brut alors naturellement ce dernière diminue avec l'augmentation de température a cause de diminution de la viscosité vibration des particules.

### IV.3.3 La variation de débit massique, volumique et TVR en fonction de pression a une température constante :

*Table IV.3 :La variation de débit massique, volumique et TVR en fonction de pression a une température constante*

Température (°C)	La pression (bar)	Qm (Kg/h)	Qv (m3/h)	TVR (bar)
T = 50 °C	0.8	2799	1929	0.2610
	0.9	2618	1863	0.2857
	1.0	2466	1805	0.3097
	1.1	2336	1754	0.3330
	1.2	2223	1708	0.3556
	1.3	2125	1667	0.3777
	1.4	2037	1629	0.3993
	1.5	1959	1595	0.4205
	1.6	1888	1563	0.4413
	1.7	1824	1533	0.4618
	1.8	1765	1505	0.4819
	1.9	1711	1478	0.5017
2.0	1661	1453	0.5212	

IV.3.4 La variation de débit massique en fonction de pression a une température constante :

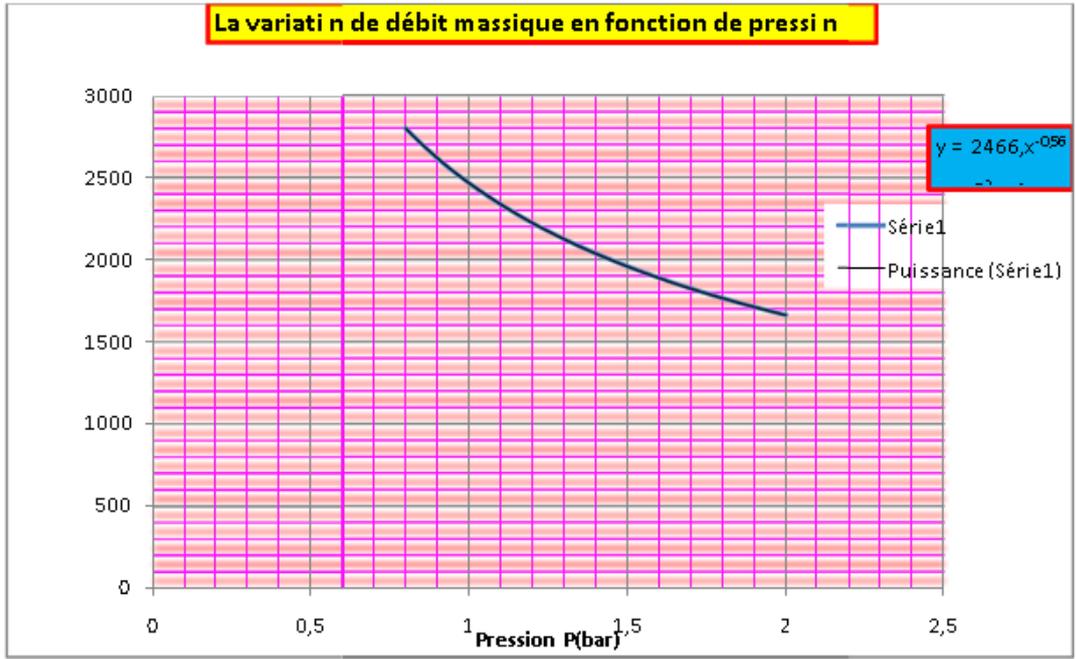


Figure IV.9 : La variation de débit massique en fonction de pression a une température constante

IV.3.4 La variation de tension de vapeur TVR en fonction de l'augmentation de pression et température :

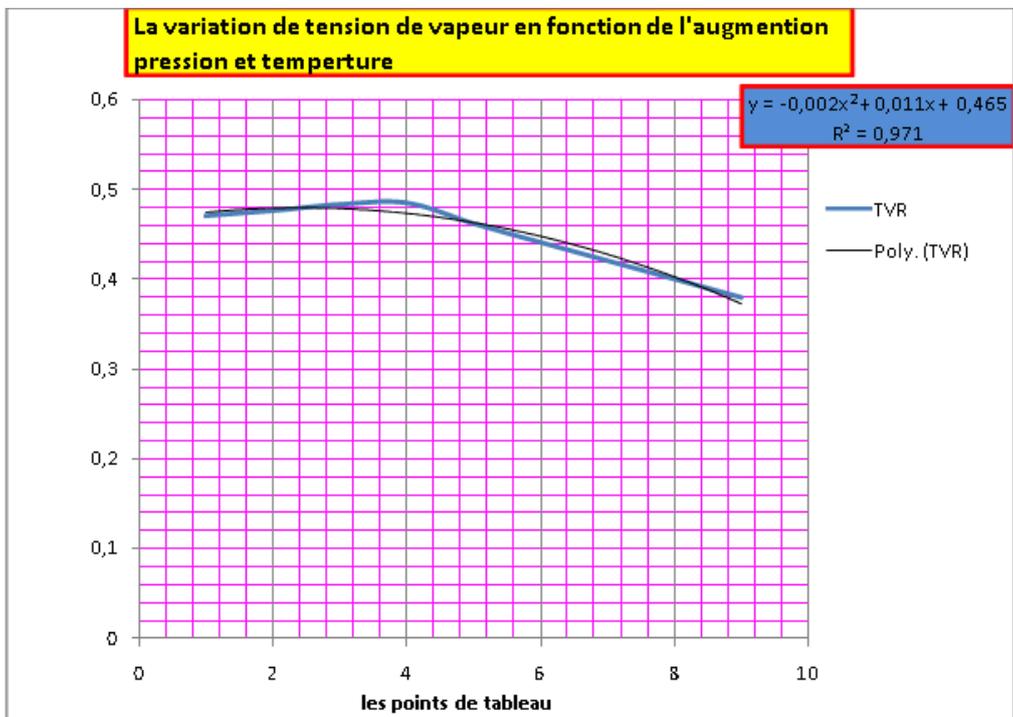
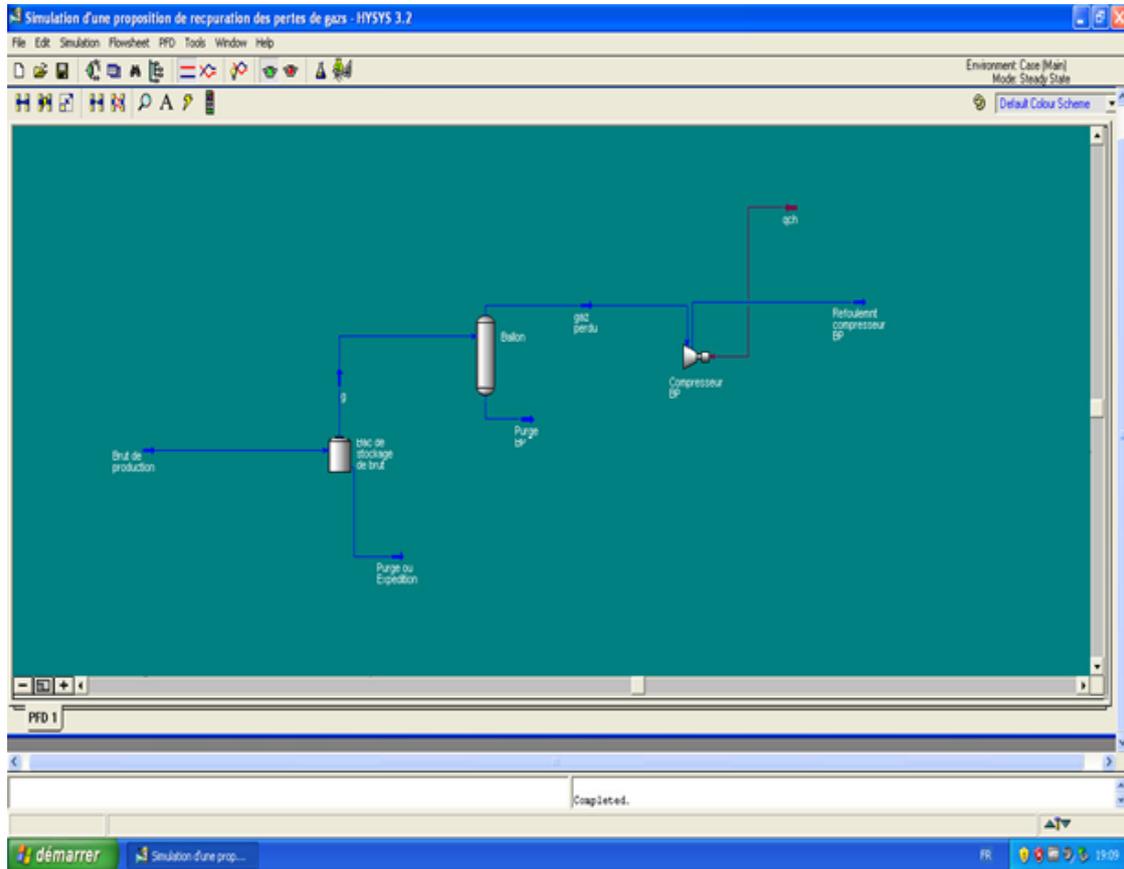


Figure IV.10: La variation de tension de vapeur TVR en fonction de l'augmentation de pression et température

#### IV.4 Simulation de la première proposition :

La récupération de gaz perdu par un nouveau compresseur avec leur ballon d'aspiration (piège à liquide)



*Figure IV.11: Simulation de la première proposition*

##### IV.4.1 Il faut penser au réglage de pression au niveau de bac par :

- Une vanne de dépressurisation PCV
- Une source de pressurisation avec une vanne de pressurisation

## IV.5 l'étude économique :

Bilan de l'étude économique de la proposition :

- **Le gain :**
- **Le coût d'investissement :**
  - les dépenses d'investissements (CAPEX)
  - les dépenses d'exploitation (OPEX)
- **Le temps d'amortissement :**

### IV.5.1 Calcul de gain :

Pour calcul le gain pour une quantité récupère il faut tout d'abord calcul la quantité d'énergie qui apport par les deux relations suivantes :

$$Q \text{ énergie inferieur} = QV * PCI$$

$$Q \text{ énergie supérieur} = QV * PCS$$

Ou :

**PCI** : pouvoir calorifique inferieur.

**PCS** : pouvoir calorifique.

**Pouvoir calorifique PC** : supérieur

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur exprimée en KWh ou MJ, qui serait dégagée par la combustion complète d'un m3 normal de gaz sec dans l'air à une pression absolue constante égale à 1,01325 bar, le gaz et l'air étant à une température initiale de 0°C, tous les produits de combustion étant ramenés à 0°C et une pression de 1,01325 bar. On distingue deux types de pouvoirs calorifiques.

### IV.5.2 Pouvoir calorifique supérieur PCS :

C'est la quantité de chaleur (kWh ou MJ) qui serait dégagée par la combustion complète d'un mètre cube normal de gaz, l'eau formée pendant la combustion restant à l'état liquide, et les autres produits étant à l'état gazeux.

### IV.5.3 Pouvoir calorifique inferieur PCI :

Il correspond à la chaleur dégagée par la combustion complète d'un mètre cube normal de gaz dont laquelle l'eau formée se transformerai en vapeur.

Le PCI se calcule en déduisant du PCS la chaleur latente de vaporisation (2511 KJ/Kg) de l'eau au cours de la combustion.

$$PCS = PCI + \text{chaleur latente de vaporisation.}$$

IV.5.4 Densité :

La densité se définit par le rapport de la masse volumique dans les conditions de références choisies (Ex : 1 atm et 15°C) à celle de l'air dans les mêmes conditions (1,225 kg/m3).

$$P * V = Z * N * R * T$$

Pour une température T1 :

$$P1 * V1 = Z1 * N1 * R * T1$$

Pour une température T2 :

$$P2 * V2 = Z2 * N2 * R * T$$

Pour notre cas les analyses de laboratoire nous **donnent une PCS de 10050.40 kcal/m3.**

Alors chaque fois on a : **Q énergie supérieur = QV \* 10050.50**

Exemple pour un débit volumique **QV de 1500 m3/h**

$$Q \text{ énergie supérieur} = 1500 * 10050.50$$

$$Q \text{ énergie supérieur} = 15075750 \text{ kcal / h}$$

il faut convertie cette quantité d'énergie en **MBTU** (Million British thermal unit) a l'aide des convertisseurs des unités :

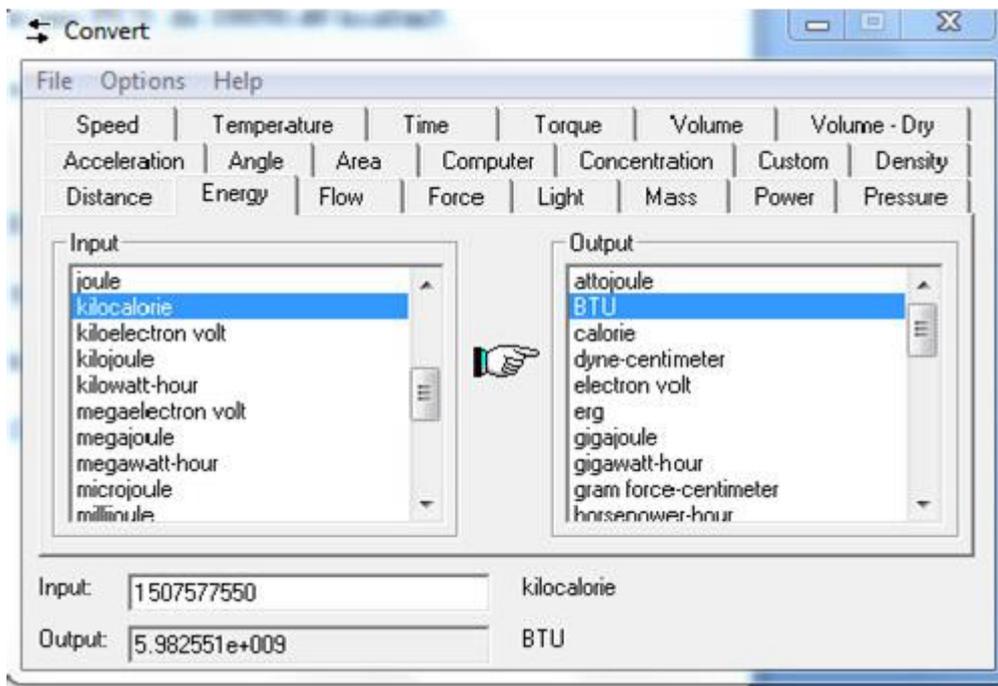


Figure IV.12: l'interface d'un convertisseur des unités

Q énergie supérieur = 15075750 kcal /h

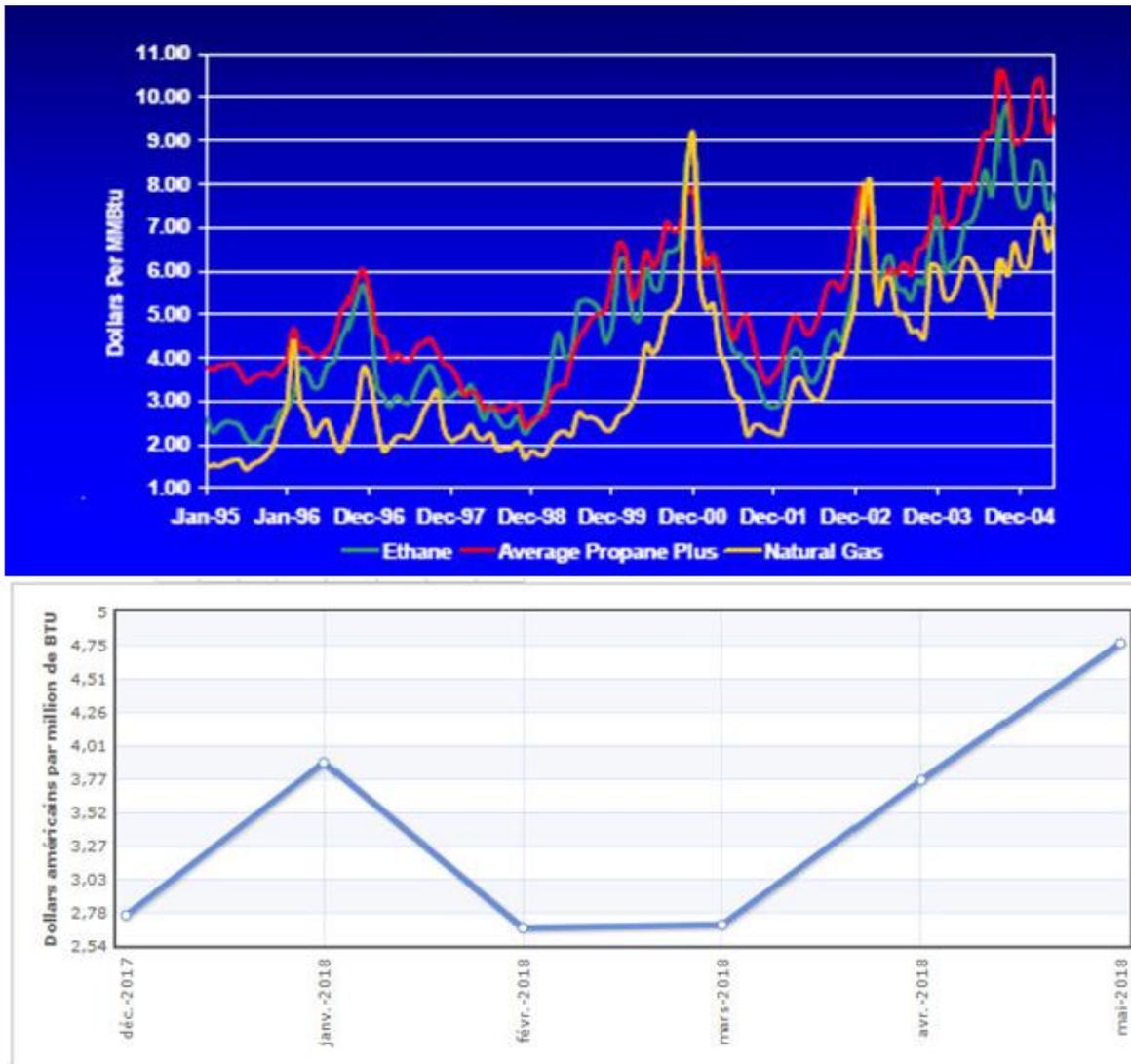
Q énergie supérieur = 5.982551 e+ 009 BTU /h

Q énergie supérieur = 5.982551 MBTU /h

Q énergie supérieur = 5.982551 MBTU /h

**IV.6 Le prix de gaz :**

Les prix du GN dépendent aux prix de pétrole BRUT et sa composition en composions Leger et en GPL.



*Figure IV.13 : Prix du GN et des LGN*

Tableau IV.4: Prix de gaz

Mois	Prix	Variation en Pourcentage
Déc .2017	2,76	-
Janv. 2018	3,88	40,58%
Févr.2018	2,67	-31,16%
Mars. 2018	2,69	0,75%
Avr. 2018	3,76	39,78%
Mai. 2018	4,76	26,60%

Alors pour le moi de mai :

$$1\text{MBTU} = 4.76 \$$$

Alors le prix l'énergie qui on va a récupère est de :

$$\text{Gain} = G = 5.982551 * 4.76$$

$$G = 28.477$$

$$G = 28.477 \$/h$$

Cette quantité est calculé pour juste un bac, alors il faut multiple par deux, trois ou quatre selon les bacs en service :

$$G1 = 28.477 * 1 = 28.477 \$$$

$$G2 = 28.477 * 2 = 56.954 \$$$

$$G3 = 28.477 * 3 = 85.431 \$$$

$$G4 = 28.477 * 4 = 113.908 \$$$

Pour une année :

$$G1 \text{ année} = 28.477 * 24 * 365 = 249458.52 \$$$

$$G2 \text{ année} = 56.954 * 24 * 365 = 498917.04 \$$$

$$G3 \text{ année} = 85.431 * 24 * 365 = 748375.56 \$$$

$$G4 \text{ année} = 113.908 * 24 * 365 = 997834.08 \$$$

- Pour les dépenses (Le coût d'investissement et les dépenses d'investissements (CAPEX) les dépenses d'exploitation (OPEX) on pose pour le moment un grand chiffre Soit de 3 million de dollars **3000000** §
- **L'amortissement** : est le temps pour récupère les dépenses.

$$A1 \text{ année} = 3000000 / 249458.52 = 12 \text{ années}$$

$$A2 \text{ année} = 3000000 / 498917.04 = 6 \text{ années}$$

$$A3 \text{ année} = 3000000 / 748375.56 = 4 \text{ années}$$

$$A4 \text{ année} = 3000000 / 997834.08 = 3 \text{ années}$$

# *Conclusion générale*

### Conclusion

Cette mémoire porte sur les pertes de gaz par évaporation au niveau du champ de production ONR, ces dernières représentent des quantités très importantes environ 1500 Kg/h qui crée des problèmes de pollution et perd d'énergie.

A fin de récupérer cette quantité importante nous avons proposé une méthode (liaison entre l'évent de bac et un compresseur) avec deux manières, la reproduction de ces pertes a été évaluées plus de **249458.52\$** chaque année.

Cette étude a été réalisé afin d'évaluer l'influence de plusieurs paramètres (pression, température...etc.) sur la quantité de gaz perdu (en débit massique) et la qualité de brut (TVR) expédie des bacs de stockage de brut du champ de ONR.

On conclu que la quantité de gaz perdu est une quantité importante, et les paramètres de fonctionnement (P, T) de sortie de unité de séparation (Ballon 20 B 04) influx sur cette quantité de dégazage au niveau des bacs et sur la qualité de brut à expédie.

- La quantité de gaz perdu est proportionnelle avec la température de sortie de l'unité séparation et la température ambiante.
- La TVR de Brut à expédie est inversement proportionnelle avec la pression de sortie de l'unité séparation et la pression atmosphérique.

Le système propose est permet de récupérer des pertes gaz pour élimine la pollution atmosphérique et évité les taxes des directives et autorités d'environnement, permet aussi de protéger des bacs contre la mauvaise séparation (problèmes d'exploitation) et la corrosion.

# Bibliographie

- [1] Aggar Omar & Ben Saidj Idir , « Etude et développement d'une solution de commande numérique et super vision du turbo expander sous DCS centum CS 3000. » mémoire ingénieur, université tizzi ouzou, algérie 2012.
- [2] BN REZZAK SAMIR . «Étude de la performance d'un Compresseur centrifuge multi-étagés K101 A de la station de Oued Noumer » mémoire master, université Tlemcen Année Universitaire 2012
- [3] CHEBLI Laid et ABBASSI Youcef. « CALCUL DES PARAMÈTRES DE FONCTIONNEMENT DU DÉPROPANISEUR (UNITÉ (38) ; TRAITEMENT DE GPL) "MODULE III À HASSI R'MEL» . Mémoire Master Promotion Juin 2012.
- [4] Manuel opératoire de l'ancienne unité du centre de production d'OUED NOUMER.
- [5] Manuel opératoire de l'unité de récupération des gaz associés OUED NOUMER, SOFRGAZ
- [6] en Ling : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Stockage\\_du\\_p%C3%A9trole\\_et\\_du\\_gaz](https://fr.wikipedia.org/wiki/Stockage_du_p%C3%A9trole_et_du_gaz) **visite le** 06/06/2020 21 :56
- [7] en Ling : <https://fr.slideshare.net/salimH2/transport-et-stockage-de-ptrole> **visite le** 23/06/2020 10 :14
- [8] en Ling : [https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9servoir\\_%C3%A0\\_toit\\_flottant\\_externes](https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9servoir_%C3%A0_toit_flottant_externes) **visite le** 03/05/2020 10 :14
- [9] BADORIS – Document de synthèse relatif à une Barrière Technique de Sécurité (B.T.S.) Toit flottant Avril 2005
- [10] [https://www.imhof-tanktechnik.de/avantages\\_du\\_toit\\_flottant.php](https://www.imhof-tanktechnik.de/avantages_du_toit_flottant.php) **visite le** 20/06/2020 14 :09
- [11] Ecole de anboumerdes UFR GRP (MODULE :stokage des hydrocarbur//intervenat: k .ED Rouibet
- [12] Traitement de pétrole brut (support de cours), de Mr DJEBRI à IAP de BOUMERDES.
- [13] DIAB Mohamed . BOUDERSAYA Mohamed . BENBEHAZ Tayeb Allaeddine theme/ Quantification des COV émises par les bacs de stockage des hydrocarbures de la raffinerie d'Arzew/mimoir fin d'étude master 2017
- [14] <https://www.ademe.fr/entreprises-monde-agricole/reduire-impacts/reduire-emissions-polluants/dossier/composes-organiques-volatils-cov/definition-sources-demission-impacts> **visite le** 15/07/2020 16 :14
- [15] [https://environnement.public.lu/fr/loft/air/Polluants\\_atmospheriques/COV/effets-COV.html](https://environnement.public.lu/fr/loft/air/Polluants_atmospheriques/COV/effets-COV.html) **visite le** 07/05/2020 18 :03

*Annexe*



# Annexe B



**Les bacs de stockage de Brut de champs d'ONR (R1, R2, R3, R4)**

# Annexe C



Point propose de pour mélange entre le gaz récupère et l'unité de séparation (la ligne PB)