



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 20 août 1955 - SKIKDA

Faculté de Technologie

Département de Pétrochimie

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière: Industries Pétrochimiques

Spécialité: Génie Pétrochimique

Thème :

Procédé de recyclage des rejets gazeux
au niveau de TFT - Illizi

Réalisé par :

- MOULAY CHERIF MOULAY

Encadré par :

- CHAHRAZED SAADI

Année universitaire : 2024/2025

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre [ALLAH](#), notre créateur pour nous donner la chance d'étudier et la force pour accomplir ce travail.

J'adresse mes vifs remerciements à mes parents qui m'ont aidé.

Je tiens à remercier en premier lieu et très chaleureusement mon encadrant : Dr. CHAHRAZED SAADI pour avoir accepté de diriger ; mon travail, pour ses précieux Conseils, pour son esprit et pour sa disponibilité. Grâce à elle, mon travail s'est déroulé.

Mes remerciements s'adressent également aux membres de jury qui m'ont fait l'honneur de juger notre travail.

Je veux aussi exprimer mes remerciements à mes professeurs du département de pétrochimie qui ont contribué dans notre formation.

Je tiens à remercier tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin, directement ou indirectement à la réalisation de ce travail.



Dédicas

DEDICAS

Louange au bon Dieu, le seul, l'unique et le tout puissant

À ma très chère mère et père,

À mes oncles

À mes frères

À mes sœurs

À toute la famille MOULAY CHERIF

À mes proches grands et petits

À tous mes amis

*À tous ceux qui ont participé de près ou de loin dans la réalisation de
ce travail*

MOULAY

Résumé

Ce mémoire porte sur le développement et l'évaluation d'un procédé intégré de recyclage des gaz associés dans la région de Tin Fougé Tabankort (TFT – Illizi). Après une présentation géographique et historique du gisement, une revue sur les principes de récupération primaire et secondaire des gaz, se focalise sur le gaz-lift (FGL) continu et recyclé. Et la conception et le fonctionnement de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA), incluant les procédés de traitement du condensat. Suivi d'une analyse des impacts environnementaux et économiques qui permet de réduire le torchage des gaz à moins de 1 %, et de diminuer significativement les émissions en CO₂ et de valoriser les condensats, tout en restant rentable grâce à la vente des produits et à l'amélioration de la récupération d'huile.

Mots-clés : Recyclage, gaz associés, Torchage, Gaz-lift (FGL), UTGA, Valorisation, rentabilité

الملخص

تركز هذه الأطروحة على تطوير وتقييم عملية متكاملة لإعادة تدوير الغاز المصاحب في منطقة تين فوي تابانكورت - (TFT) إليزي. (بعد استعراض جغرافي وتاريخي للرواسب، تُستعرض مبادئ استخلاص الغاز الأولي والثانوي بالتركيز على الرفع المستمر والمعاد تدويره بالغاز (FGL) كما تتناول المذكرة تصميم وتشغيل وحدة معالجة الغاز المصاحب (UTGA) ، بما في ذلك عمليات معالجة المكثفات. يتبع ذلك تحليل للأثار البيئية والاقتصادية، التي تُقلل من حرق الغاز إلى أقل من 1%، وتُقلل بشكل كبير من انبعاثات ثاني أكسيد الكربون، وتُعزز استخلاص المكثفات، مع الحفاظ على الربحية من خلال مبيعات المنتجات وتحسين استخلاص النفط.

الكلمات المفتاحية: إعادة التدوير، الغاز المصاحب، الحرق، الرفع بالغاز (FGL) ، UTGA ، الاسترداد، الربحية.

Abstract

This thesis focuses on the development and evaluation of an integrated associated gas recycling process in the Tin FougéTabankort (TFT – Illizi) region. After a geographical and historical overview of the deposit, a review of the principles of primary and secondary gas recovery focuses on continuous and recycled gas lift (FGL). The paper also examines the design and operation of the associated gas treatment unit (UTGA), including condensate treatment processes. This is followed by an analysis of the environmental and economic impacts, which reduces gas flaring to less than 1%, significantly reduces CO₂ emissions, and enhances condensate recovery, while remaining profitable through product sales and improved oil recovery.

Keywords: Recycling, associated gas, Flaring, Gas Lift (FGL), UTGA, Recovery, profitability

Liste des figures

Figure I.1 : Situation géographique de la région TFT.....	4
Figure I.2 : Périmètres de TFT.....	6
Figure I.3 : Procédé d'activation par Gas-lift.....	10
Figure I.4 : L'organigramme de la direction régionale de TFT.....	11
Figure I.5 : l'évacuation de l'huile.....	14
Figure II.1 : points de fusion des alcanes linéaires.....	20
Figure II.2 : Procédés de séparation des fractions lourdes.....	24
Figure III 1 : optimisation de débit d'injection de gaz-lift.....	36
Figure III 2 :Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.....	36
Figure III 3 : Gaz lift continu et intermittent.....	38
Figure III.4 : L'injection de gaz lift direct.....	38
Figure III.5 . L'injection de gaz lift indirect.....	39
Figure III.6 : Gaz Lift en Circuit fermé (ENSPM formation industrie.....	40
Figure III.7 : Auto gas-lift.....	40
Figure III.8 : Schéma de principe général de fermeture gaz lift.....	42
Figure III.9 : Schéma synoptique des stations FGL.....	43
Figure III.10 : Vue générale du projet fermeture gaz lift.....	44
Figure III.11 :représente un puits de pétrole Mode non éruptif.....	46
Figure III.12 : Schéma de process CTFN.....	48
Figure III.13 : Schéma Collecteur du gaz CPC.....	50
Figure III.14 : Schéma synoptique centre-CPC.....	51
Figure III.15 : Schéma du Réseau GL (Dévonien) Sud et Nord.....	54

Figure III.16 : Schéma de principe d'un compresseur.....	56
Figure III.17 : Schéma d'un compresseur volumétrique à un seul étage.....	56
Figure III.18 : Schéma d'un étage de compression.....	57
Figure III.19 : Schéma générale de l'unité de déshydratation.....	58
Figure III.20 : Schéma du réchauffeur indirect.....	59
Figure IV.1 : Schéma du réseau de collecte des gaz associés à l'UTGA.....	63
Figure IV.2 : Schéma simplifié de l'UTGA.....	64
Figure IV.3 : Point de collecte des différents centres de séparation.....	68
Figure IV.4 : Schéma du procédé de la section BP.....	69
Figure IV.5 : Schéma de compression boosting.....	70
Figure IV.6 : Schéma de la section de déshydratation.....	70
Figure IV.7 : Echangeur gaz-gaz E403A/B	71
Figure IV.8 : Echangeur gaz-liquide E403A/B.....	71
Figure IV.9 : Réchauffeurs H301A/B	72
Figure IV.10 : Stripper C401.....	72
Figure IV.11 : Schéma de la section de traitement.....	72
Figure IV.12 : Schéma de la section de re-compression.....	73
Figure IV.13 : Schéma d'une tour de déshydratation.....	74
Figure IV.14 : Schéma synoptique de l'unité de traitement des gaz associés.....	76
Figure IV.15 : Schéma simplifié de l'UTGA.....	77

Liste des symboles

100 : Section haute pression.

200 : Section basse pression.

300 : Section déshydratation.

400 : Section traitement.

500 : Section utilités.

A/B : Trains de compression.

AMA : Centres séparation AmassakTirarimine.

API : American Petroleum Institute.

ASTM: American Society for Testing And Materials.

BEQ : Centres séparation Bir el Quetara.

BP : Basse Pression.

BTX : Benzène, Toluène, Xylène.

C : Stripper .

CPC : Centre Principal de Collecte.

CS : Centres satellites.

CS 1 : Centres satellites N°1.

Cst : Centistokes.

CTFN : Centre de séparation Tin Fouyé Nord.

D : Ballon de séparation.

D : Densité de fluide.

D301A/B/C : Sécheur de gaz.

DJW : Centres séparation Djoua .

E : Refroidisseur (aéroréfrigérant).

E402 : Echangeur de chaleur gaz/gaz .

E403 : Echangeur de chaleur gaz/liquide .

ENSPM : École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs .

FGL : Fermeture Gaz-Lift.

G : Pompes de drainage.

GES : Gaz à Effet de Serre.

GL : Réseau Gas-lift.

GLR : Gas to Liquid Ratio (ou Gas-Liquid Ratio) – ratio gaz/liquide.

GNL : Gaz naturel liquéfié.

GOR : Gas to Oil Ratio – rapport gaz/pétrole.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

GR1 : le réseau commercial (pipeline vers Hassi- R'mel).

H : Profondeur du puits en m.

H : Réchauffeur.

HAP : Hydrocarbures aromatiques polycycliques.

HBD : Centres séparation Hassi Belhouda.

HMZ : Centres séparation Hassi MazoulaNord .

HP : Haut Pression.

HSE : Health, Safety, and Environment (Santé, Sécurité, Environnement).

K : Compresseurs.

KT : Turbines.

MF1 : Centre de séparation 1.

MP : maintien pression.

MZB : Centres séparation Hassi Mazoula B.

MZS : Centres séparation Hassi Mazoula Sud.

NF : norme française.

ODN : Centres séparation Oudiane.

PCV : pression contrôle valve.

Pds : Poids.

P_G : Pression de gisement en bar.

Ppm : Parties par million.

P_{sép} : Pression de séparateur en bar.

ROI : Retour sur investissement.

SBH : sqt bath heater (réchauffeur à bain de sel).

TAM : Centres séparation Tamendjelt.

TFN : Centres séparation Tin FouyéNord .

TFR : Centres séparation Tifernine.

TFT : Tin Fougé Tabankort.

TFT ORDO : Centres séparation Tin FouyéTabankort ordovicien.

TFT100 : Centres séparation Tin Fouyé Tabankort100 .

TFTE : Centres séparation Tin Fouyé TabankortEst .

TFW : Centres séparation Tin Fouyé Ouest .

TFY : Centres séparation Tin Fouyé.

TIC : **Température indicationontrol.**

TIM : Centres séparation Tim Snaguene.

UDA : Unité déshydratation et d'adsorption.

USD : United States Dollar (dollar américain).

UTGA : Unité de traitement des gaz associés.

V-301: Filtres.

WOR: Water to Oil Ratio(rapport eau/pétrole).

ΔP : La somme des pertes de charges.

Liste des tableaux

Tableau I.1 : La découverte et la mise en production des autres gisements sont résumées dans ce tableau.....	7
Tableau I.2 : Situation des puits TFT ordovicien 2016 sont résumées dans ce tableau.....	8
Tableau II.1 : Propriétés physiques de deux isomères.....	19
Tableau II.2 : Points d'ébullition de quelques alcanes.....	19
Tableau II.3 : Propriétés physiques de quelques hydrocarbures aromatiques.....	21
Tableau II.4 :Compositions organiques hétéro-atomiques des quelques brutes dans le monde..	25
Tableau II.5 : Classification du brut selon la densité.....	29
Tableau III.1 : Caractéristiques des champs de TFT.....	44
Tableau III.2 : Les modes de production des réservoirs de TFT.....	45
Tableau II.1 : composition du gaz.....	65
Tableau II.2 : Température et pression de gaz.....	65
Tableau II.3 : Fiche technique de l'UTGA.....	66
Tableau II.4 : Désignations des équipements.....	67
Tableau v.1 : Retour sur investissement (ROI.....	83

Table des matières

Remerciements

DEDICAS

Résumé

Liste des tableaux

Liste des symboles

I. PRESENTATION DE LA REGION TFT	4
I.1 INTRODUCTION :	4
I.2 SITUATION GEOGRAPHIQUE :	4
I.3 GISEMENT DU CHAMP DE TFT :	5
I.4 HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE :	7
I.5 HISTORIQUE DU DEVELOPPEMENT	7
I.6 PRESENTATION DE LA DIRECTION REGIONALE :	8
a) SERVICE FGL FGL (FERMETURE GAZ-LIFT):	9
b) SERVICE MAINTIEN PRESSION (MP) :	10
c) SERVICE UNITE DE TRAITEMENT DES GAZ ASSOCIES (UTGA) :	10
d) DIVISION EXPLOITATION:	12
e) SERVICE EXPLOITATION HUILE NORD :	13
f) SERVICE EXPLOITATION HUILE SUD :	13
I.7 Conclusion	14
II. GENERALITES SUR LE PETROLE	16
II.1 INTRODUCTION :	16
II.2 DEFINITION DU PETROLE BRUT :	16
II.2.1 LES ORIGINES DU PETROLE :	16
II.3 COMPOSITION CHIMIQUE DU PETROLE BRUT :	18
II.3.1 HYDROCARBURES SATURES (ALCANES) :	18
II.3.2 HYDROCARBURES AROMATIQUES MONOCYCLIQUES BTEX :	20
II.3.3 HYDROCARBURES AROMATIQUES POLYCYCLIQUES HAP :	20
II.3.4 HYDROCARBURES INSATURES :	21
II.3.5 COMPOSES POLAIRES :	23
II.4 CARACTERISTIQUE DU PETROLE BRUT :	26
II.4.1 CARACTERISTIQUE PHYSICO-CHIMIQUE DU PETROLE BRUTE :	26
II.5 CLASSIFICATION DU PETROLE :	29

II.5.1 CLASSIFICATION SELON LA DENSITE :	30
II.5.2 SELON LA TENEUR EN SOUFRE :	30
II.5.3 SELON LA COMPOSITION CHIMIQUE MAJORITAIRE :	30
II.6 L'EXPLOITATION PETROLIERE :	31
II.6.1 LA DECOUVERTE DU CHAMP :	31
II.6.2 L'EVALUATION DU CHAMP :	31
II.6.3 LA PRODUCTION DU CHAMP :	31
II.7 Conclusion	32
III. PROCEDE APPLIQUE AUX FGL	34
III.1 PROBLEMATIQUE	34
III.1.2. SOLUTION PROPOSEE :	34
III.2 GENERALITE SUR GAZ LIFT	35
III.2.1 INTRODUCTION :	35
III.2.2 PRINCIPE DU GAZ LIFT :	36
III.2.4 TYPES DE GAZ LIFT	38
III.3 PROCEDE FERMETURE GAZ LIFT (FGL)	41
III.3.1 DESCRIPTION GENERALE :	41
III.3.2 LES STATIONS FGL	47
IV. PROCEDE DE TRAITEMENT DES GAZ ASSOCIES (UTGA)	62
IV.1 INTRODUCTION :	62
IV.2 Présentation de l'UTGA :	62
IV.2.1 Capacité de l' UTGA :	64
IV.2.2 Paramètres du gaz associé :	64
IV.2.3 Spécifications du gaz associé :	65
IV.2.4 Fiche technique de l'UTGA	66
IV.2.5 Désignations des équipements	67
IV.3 Description du procédé	68
IV.3.1 Réception des gaz associés :	68
IV.3.2 Section de compression de gaz à basse pression	69
IV.3.3 Section de compression et de ré-compression HP	70
IV.3.4 Section de déshydratation de gaz	71
IV.3.5 Section de traitement	72
IV.3.6 Section de re-compression	74

IV.4 Etude d'un cycle d'adsorption :	75
IV.4 .1Adsorption	75
IV.4.2 Chauffage	75
IV.4.3 Refroidissement	75
IV.4.4 Système de pressurisation /dépressurisation des sécheurs	76
IV.5 Process :	77
V. ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX ET ECONOMIQUES DU PROCESSUS DE RECYCLAGE	82
v.1 IMPACT SUR EMISSIONS, RESSOURCES ET DECHETS :	82
v.1.1 REDUCTION DES EMISSIONS NOCIVES :	82
v.1.2 PRESERVATION DES RESSOURCES NATURELLES :	83
v.1.3 REDUCUTION DES DECHET GAZEUX (TORCHAGE, REINJECTION, VALORISATION)	83
v.2 ÉVALUATION ECONOMIQUE DES PROCEDES FGL et UTGA à TFT Illizi :	84
v.2 .1 Coûts d'investissement et d'exploitation	84
v.2.2AVANTAGES ECONOMIQUE :	85
v.2.3RETOUR SUR INVESTISSEMENT (ROI)	85
v.3 CONCLUSION :	86
REFERENCES BIBLIOGRAPHIE	89

Introduction Générale

Le secteur pétrolier et gazier occupe une place stratégique dans l'économie algérienne, et plus particulièrement dans la région de Tin Fougé Tabankort (TFT – Illizi). Depuis sa mise en production initiale en 1968, le gisement ordovicien de TFT a vu son potentiel décliner sous l'effet de la déplétion naturelle, entraînant une augmentation significative des quantités de gaz associés torchés. Face à ces enjeux, Sonatrach a engagé un programme ambitieux de valorisation et de recyclage de ces flux gazeux, alliant maintien de pression, activation de puits par gaz-lift et traitement des gaz associés.

Le présent mémoire s'inscrit dans cette dynamique : il vise à étudier et à proposer un procédé intégré de recyclage des rejets gazeux au sein de la région TFT, combinant à la fois les techniques de fermeture Gaz-Lift (FGL) et l'unité de traitement des gaz associés (UTGA). L'enjeu principal alors, est double :

- Réduire drastiquement le torchage des gaz (objectif de moins de 1 % d'ici 2030)
- Et optimiser la récupération de brute en exploitant la ressource gazeuse comme facteur de soutien de la production.

Par ailleurs, une évaluation rigoureuse des impacts environnementaux et économiques de ce procédé permettra de mesurer sa viabilité et sa durabilité.

Le mémoire se structure en cinq chapitres :

Présentation de la Région TFT en premier chapitre, IL étale géographiquement et historiquement la région TFT, décrit ses principaux réservoirs (ordovicien et dévonien), les modes de récupération primaire et secondaire employés, ainsi que l'organisation opérationnelle de la direction régionale de Sonatrach.

Généralités sur le pétrole est Le second chapitre, il dresse un panorama des caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut, de son origine géologique à sa composition moléculaire, en citant les méthodes d'évaluation et de classification des différents types de brut.

Problématique et Procédé de FGL est Le troisième chapitre, il analyse le problème du torchage des gaz associés, et présente le principe du gaz-lift continu et intermittent, et, il décrit en détail le procédé de fermeture gaz-lift (FGL) appliqué aux périmètres TFT, TFY et TFN.

Le quatrième chapitre sur Procédé de Traitement des Gaz Associés (UTGA) est l'exposition de l'architecture et le fonctionnement de l'unité de traitement des gaz associés : compression, déshydratation, séparation des condensats et valorisation des gaz secs, ainsi que l'intégration de l'UTGA au réseau Gaz-Lift.

Enfin, le cinquième chapitre évalue les aspects environnementaux et économiques du processus de Recyclage les gains attendus en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de minimisation de la pollution atmosphérique et de rentabilité économique du procédé, en tenant compte des investissements et des coûts opérationnels.

À l'issue de cette étude, nous serons en mesure de proposer une chaîne de valeur optimisée pour la gestion des rejets gazeux à TFT, en usant des performances industrielles, et le respect de l'environnement et les valeurs économiques.

Chapitre I. Présentation de La Région TFT

I. PRESENTATION DE LA REGION TFT

I.1 INTRODUCTION :

La direction régionale de Tin Fougé Tabankort connue sous l'abréviation de TFT, est une unité opérationnelle de la société SONATRACH, activité amont, division production créée en 1976. Elle est chargée de la production de pétrole et de gaz du champ de TFT et de la gestion de ses divisions.

I.2 SITUATION GEOGRAPHIQUE :

La direction régionale de TIN FOUYE TABANCORT (T.F.T) fait partie de la division de production de la société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH). Elle est chargée de la production du pétrole et du gaz dans les différents gisements qui existent dans la région.

La région de (TFT) se situe à 1400 km au sud-est d'Alger et 540 km du Chef -lieu de la wilaya d'Illizi. La région de TFT se trouve sur la partie Ouest du plateau de Tin-Hert, dans la Commune de Bordj Omar Driss, sur la route nationale N°3 reliant Hassi- Messaoud et In Amenas.

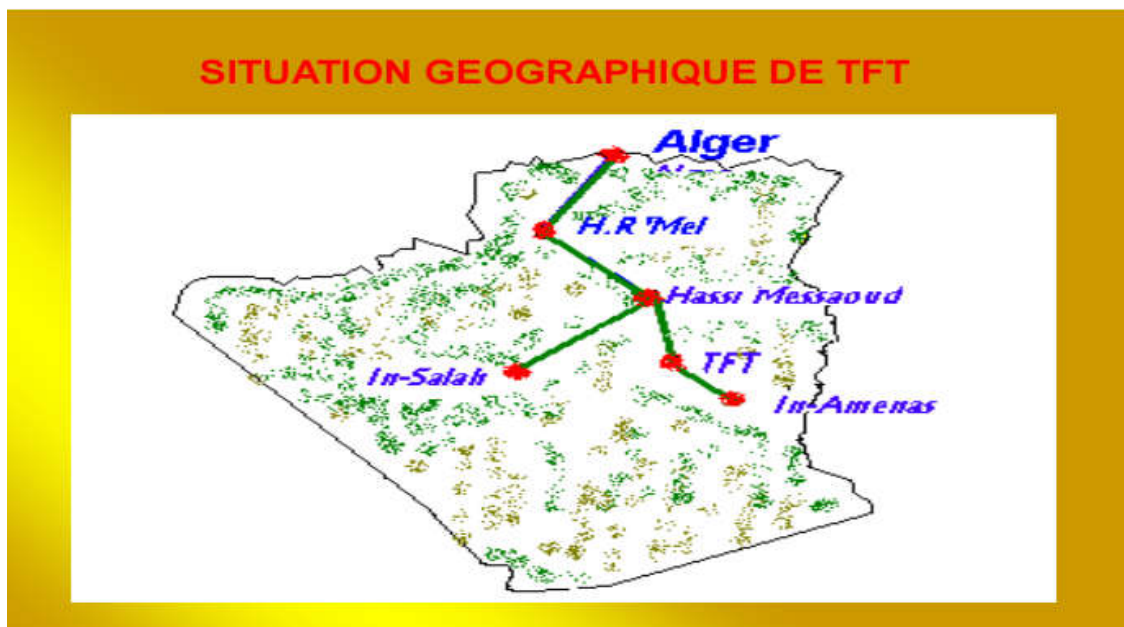


Figure I.1 : Situation géographique de la région TFT

Le réservoir de TFT ordovicien (2000m) produit la plus grande partie de la production de la région de TFT. Son exploitation a commencé en novembre 1968.

En raison de la diminution de la pression de gisement conduisant à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression a été introduit en 1980 sur TFT ordovicien les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984.

Après la mise en service de l'injection d'eau à TFT, les puits d'huile proche des injecteurs d'eau sont envahis par l'eau, au fur à mesure que le font d'eau avance.

Dans le but d'augmenter du taux de récupération à plus de 25% et de récupérer les gaz torchés, un autre projet est entré en service en 1987 avec la construction de l'usine de traitement de gaz.

Plusieurs techniques de récupération d'huile ont été utilisées dans la région de TFT :

Récupération primaire (puits éruptif), et récupération secondaire (gaz-lift, maintien de pression par injection d'eau et pompage électrique).

Donc le maintien de pression de la région est assuré par une injection d'eau et une activation des puits par le gaz lift.

La production de la région est traitée par cinq (5) centres satellites (CS) de séparation (eau, huile, gaz) dénommés CS (1, 2.3.4 et5), ainsi que les centres de Tamendjelt, Amassak, Djoua, et un centre de stockage principale et d'expédition d'huile vers Haoud el Hamra via Tin- Fouyé.

La région de TFT se compose de plusieurs centres satellites et un centre principal présenté par une unité de récupération et traitement du gaz associés qui est en service depuis 1986.

I.3 GISEMENT DU CHAMP DE TFT :

Le gisement de TFT est composé de deux réservoirs productifs : l'ordovicien et Le dévonien, L'ordovicien : est le principal gisement, il a été découvert en 1967. Ce réservoir est une colonne d'huile sous forme d'un anticlinale surmonté par le gaz-cap au sud et d'huile au nord, le réservoir s'étend sur 7 à 15 Km du nord au sud et 25 km de l'est à l'ouest, il est de profondeur de 2100 m en moyenne.

Le dévonien : est un réservoir d'huile à une profondeur de 1400 m, il est non éruptif exploité par des modes artificiels.

La région TFT est divisée en deux secteurs : Le secteur sud et le secteur nord.

Le secteur nord regroupe les champs du TFT ordovicien et dévonien (TAM, AMA, DJOUA).

Le secteur sud comprend, les champs de TIN-FOUYE et MAZOULA.

La région de TFT est composée de 17 périmètres d'exploitation :

- ❖ Tin FouyéTabankort(TFT ORDO)
- ❖ AmassakTirarimine (AMA)
- ❖ Tin FouyéTabankort 100 (TFT100)
- ❖ Tin FouyéTabankort Est (TFTE)
- ❖ Tamendjelt (TAM)
- ❖ Oudiane (ODN)
- ❖ Tin Fouyé (TFY)
- ❖ Tin Fouyé Nord (TFN)
- ❖ Tin Fouyé Ouest (TFW)
- ❖ Djoua (DJW)
- ❖ Hassi Mazoula Nord (HMZ)
- ❖ Hassi Mazoula Sud (MZS)
- ❖ Hassi Mazoula B (MZB)
- ❖ Tifernine (TFR)
- ❖ Tim Snaguene (TIM)
- ❖ Bir el Quetara (BEQ)
- ❖ Hassi Belhouda (HBD)

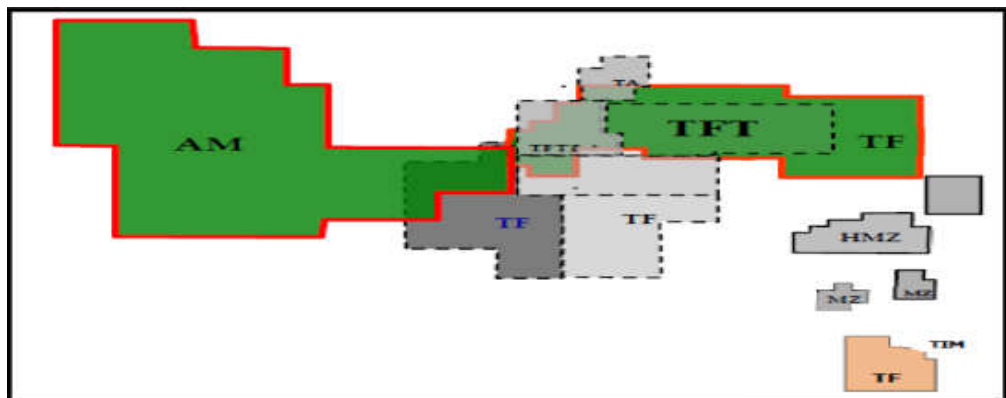


Figure I.2 : Périmètres de TFT

I.4 HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE :

La découverte des champs et leurs mises en production sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau I.1 : La découverte et la mise en production des autres gisements sont résumées dans ce tableau :

Champs	Date de découverte	Date de mise en production
SECTEUR SUD		
TIN FOUYE	1961	1963
HASSI MAZOULA SUD	1963	1966
HASSI MAZOULA B	1966	1967
TIN FOUYE NORD	1966	1966
HASSI MAZOULA NORD	1959	1963
SECTEUR NORD		
TFT PUIITS 100	1966	1967
DJOUA OUEST	1966	1968
TFT ORDOVICIEN	1967	1968
TFT ZONE EST	1968	1969
TAMENDJELT	1970	1974
AMASSAK	1970	1974

I.5 HISTORIQUE DU DEVLOPPEMENT

Le réservoir de TFT Ordovicien produit la plus grande partie de la production de la région de TFT, son exploitation a commencé en Novembre 1968. Jusqu'en 1975, les puits forés étaient au

nombre de 52, dont 49 producteurs. La surface embrassée par les forages ne présentait que 40% de la surface de TFT, la production d'huile en 1974 a atteint 2 634 000 tonnes.

En raison de la diminution de la pression de gisement conduisant à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression est introduit en 1980. Les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 2751 651 tonnes, 4 976 886 tonnes en 1991, 4410176 tonnes en 1994 et 3 504 200 tonnes en 1998.

Dans le but d'augmenter le taux de récupération à plus de 25% et de récupérer les gaz torchés, un autre projet est entré en service en 1987 avec la construction de l'usine de traitement de gaz. Actuellement 400 puits d'huile sont forés dans le réservoir ordovicien du gisement de TFT.

Les différents puits TFT ordovicien misent en œuvre en 2016 sont résumées dans ce tableau ci-dessous (Tab.2)

Tableau I.2 : Situation des puits TFT ordovicien 2016 sont résumées dans ce tableau :

Puits	Forés	Ouverts	Fermés
Producteur d'huile	233	96	137
Injecteur d'eau	41	15	26
Producteur eau	22	19	3

I.6 PRESENTATION DE LA DIRECTION REGIONALE:

La direction régionale de Tin FouyéTabankort (TFT), fait partie de la division production de l'entreprise SONATRACH. Elle est chargée de la production du pétrole du champ de TFT et de la gestion de toutes les divisions qui lui sont rattachées. Les divisions de la région TFT sont :

➤ **Division engineering production** : son rôle principal est de s'occuper des puits de leurs forage jusqu'à leur épuisement total. Tout en suivant l'évolution des paramètres des gisements et programmant la maintenance nécessaire afin de maintenir leur production.

➤ **Division exploitation** : cette division assure l'expédition et l'utilisation de l'huile et de gaz.

➤ **Division réalisation** : cette division s'occupe de l'utilisation, du suivi et de la réalisation des projets.

➤ **Division maintenance** : son rôle est d'assurer le bon fonctionnement des équipements industriels

➤ **Division sécurité** : son principal rôle est d'assurer la sécurité des installations industrielles et la protection du personnel conformément à la politique HSE de l'entreprise.

➤ **Division approvisionnement et transport** : son rôle est d'assurer la gestion de l'approvisionnement du stockage et du transport.

➤ **Division personnelle** : cette division s'occupe de l'organisation des ressources humaines de l'entreprise. Elle est constituée de plusieurs services (le service Planification, le Service Administration Générale et Moyens, le Service Gestion/Paie et le service Prestation Sociales).

➤ **Division finance** : cette division assure la gestion et l'élaboration du budget, la comptabilité générale, la comptabilité analytique, la trésorerie et l'activité juridique.

➤ **Division intendance** : son rôle est d'assurer la gestion de la base de vie (restauration, hébergement, buanderie, et foyer) et de contrôler ou superviser les travaux effectués par la sous-traitance

a) SERVICE FGL FGL (FERMETURE GAZ-LIFT):

L'objectif de la fermeture Gas-lift est la récupération des gaz produits au niveau des différents centres de séparation des champs de TFT qui sont initialement torchés.

Les gaz récupérés sont comprimés et traités au niveau des stations GL puis réinjectés dans les puits comme Gas-lift.

Les principaux rôles du service FGL sont comme suit :

- Minimisation des gaz torchés
- Injection du gaz lift afin d'assurer une production de brut optimale
- Récupération des condensats

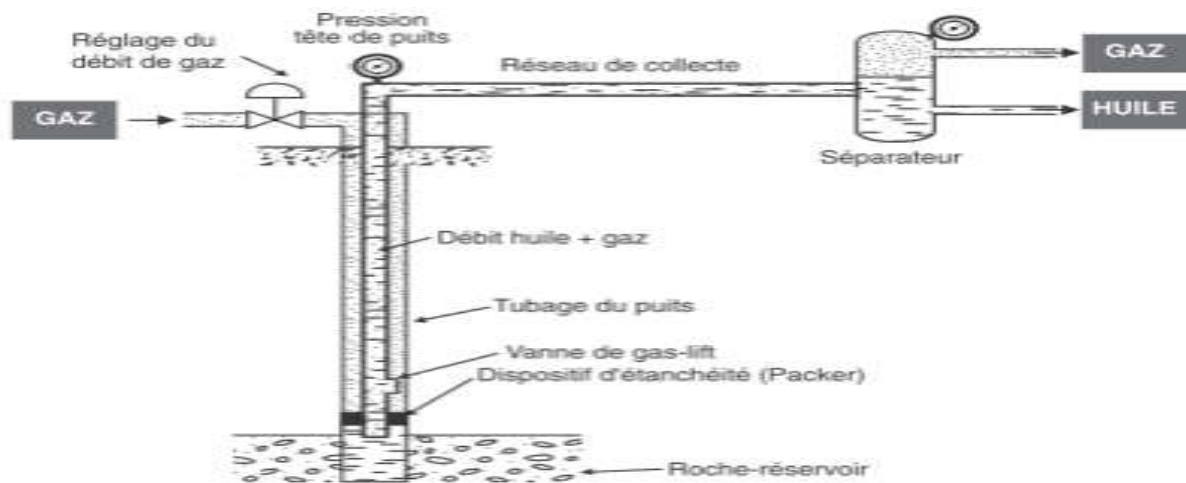


Figure I.3: Procédé d'activation par Gas-lift

b) SERVICE MAINTIEN PRESSION (MP) :

La déplétion naturelle des gisements est assurée essentiellement par l'expansion des fluides et de la roche.

L'insuffisance de balayage naturel d'huile dans les gisements a incité une énergie artificielle, la plus fréquente étant l'injection d'eau ou de gaz.

L'injection d'eau appliquée au niveau du réservoir ordovicien de la région de **TFT**.

Les missions au niveau du service **MP** sont les suivantes :

- Injection d'eau dans les réservoirs **Ordovicien** et **Amassak**.
- Surveillance permanente des équipements et des puits.
- Contact permanent avec la structure maintenance pour les suivis programmés des machines.

c) SERVICE UNITE DE TRAITEMENT DES GAZ ASSOCIES (UTGA) :

- Le service unité de traitement des gaz associés **UTGA** assure le traitement des gaz associés par la compression, la déshydratation des gaz associés et la séparation des condensats qui seront injectés dans l'huile, alors qu'une partie du gaz sec est utilisée comme gaz lift, le reste est envoyé pour la commercialisation par le pipe **GR1** vers **Hassi- R'mel**.

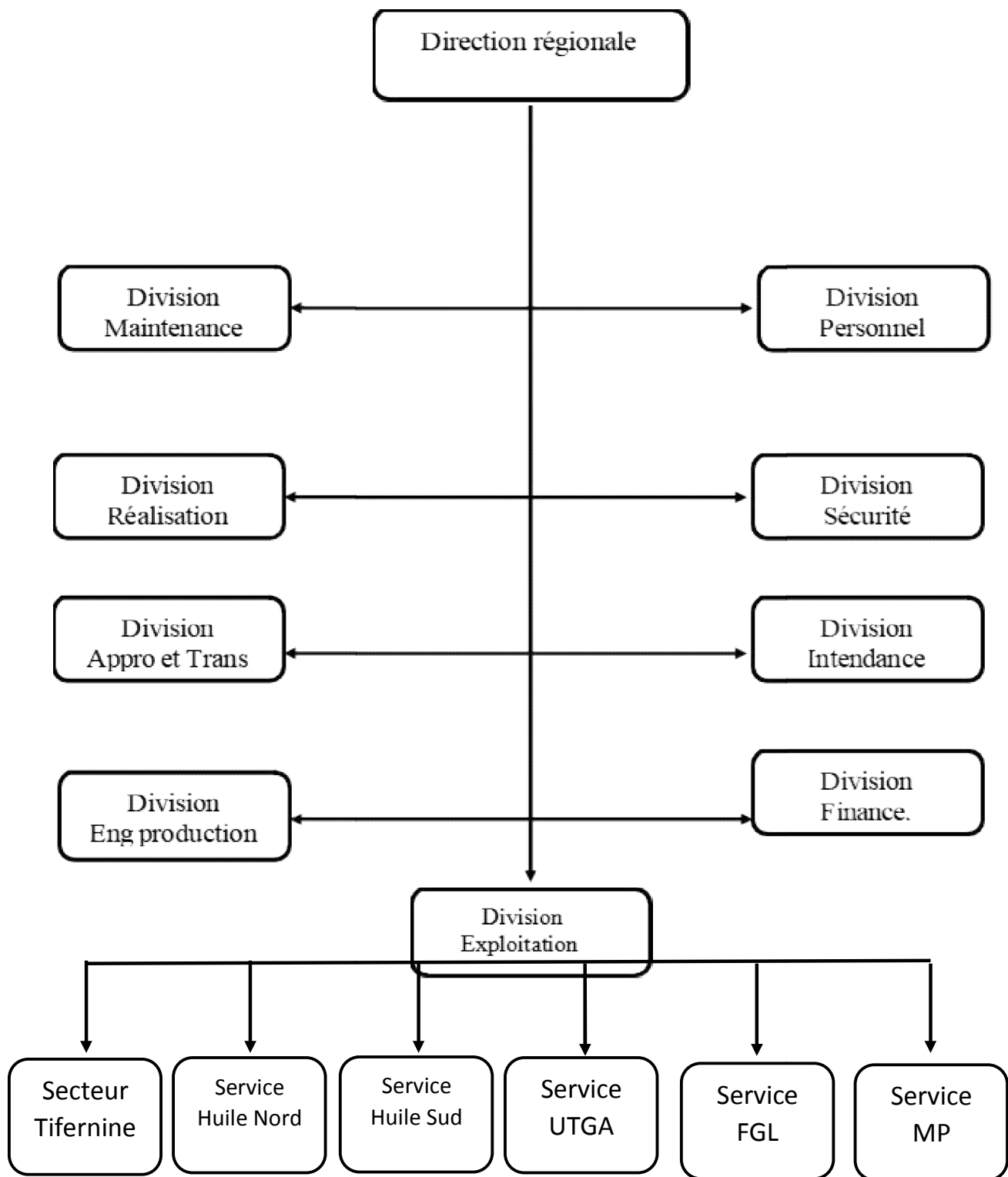


Figure I.4 : L'organigramme de la direction régionale de TFT

d) DIVISION EXPLOITATION:

La division exploitation est chargée de l'exploitation de l'huile, du gaz et de l'eau à partir des têtes de puits jusqu'à leur expédition, elle est chargée entre autre de la gestion des installations de surfaces suivantes:

- ❖ Pipelines liant les puits producteurs aux centres de séparations
- ❖ Centres de séparations
- ❖ Centres de stockages (**huile**)
- ❖ Usine de traitement et de compression des gaz associés.
- ❖ Stations de compression (**fermeture gaz lift**)
- ❖ Stations de production et d'injection d'eau.
- ❖ L'activité huile se répartit sur **300** puits et **17** centres de séparation pour les deux secteurs Nord et Sud.

Pour le secteur Nord il s'agit de **TFT** et **TAM**. Le secteur Sud comprend **TFY**, **Mazoulaet Djoua**.

Parmi les tâches accomplies par cette division, on peut citer ce qui suit :

- La réalisation des programmes d'injection et production d'eau, de traitement, d'expédition des hydrocarbures produits par les complexes et installations de surface.
- L'exploitation des unités de production, de traitement, de transformation, de stockage, d'expédition, de compression des hydrocarbures et les unités de production et d'injection d'eau.
- La collaboration avec le responsable des programmes pour la coordination des expéditions, des produits liquides et gazeux avec la division TRC.
- L'étroite collaboration avec la Division Engineering Production et Maintenance.
- La veille au strict respect des procédures d'exploitation et HSE.

- Le traitement, ordonnancement et suivi des factures de nettoyage, de sablage des bacs de stockage de brut et d'eau, récupération de brut, nettoyage et entretien des bassins de décantation **API** et réparation des équipements statiques.

La division assure également des activités dans le cadre de maintien de pression des gisements, par la production et l'injection d'eau ainsi que l'injection de gaz.

La division gère également quatre stations de compression **FGL**, tout en assurant le stockage du pétrole brut dont la capacité totale est de **62000 m³ (CPC TFT)**, **8700 m³ (TFY)** et **2000 m³** à Mazoula Nord.

La division procède à la vérification de certains paramètres et tests indispensables pour le suivi des réservoirs tels que les tests des puits producteurs d'huile et de gaz, le **GOR**, le pourcentage d'eau, la pression en tête de puits.

La division travaille en collaboration avec la division sécurité, dans le but d'assurer la sécurité du personnel et des biens et elle est composée de plusieurs services.

e) SERVICE EXPLOITATION HUILE NORD :

Ce service assure l'exploitation et la surveillance des paramètres des centres de séparation, de stockage et d'expédition d'huile au nord de **TFT**. Il surveille également les installations de surface, des équipements, les travaux sur les équipements des centres (intervention, nettoyage des équipements, changements, réparations...).

Les centres de production de **TFT** gérés par le service huile nord sont au nombre de huit (**08**) : Secteur Est: **CS2, CS3, CS4, CS5** ; secteur ouest : **CS1, TAM, AMA**, et le Centre Principal de Collecte (**CPC**).

Le suivi de l'évolution de la production par puits se fait par des tests quotidiens et périodiques.

f) SERVICE EXPLOITATION HUILE SUD :

Ce service assure l'exploitation et la surveillance des installations de surface de séparation, de stockage et d'expédition d'huile, de chacun des centres suivants : **CTFN** (Centre de séparation Tin Fouyé Nord), **MF1**(centre de séparation 1), **MF2, MF3, MF4, MF5** et **CPC TFY** (Centre principale de collecte TFY), **HMN** (Centre principale de collecte Hassi Mazoula Nord), **HMB**

(Centre de séparation Hassi Mazola B), **HMS** (Centre de séparation Hassi Mazola Sud) , **DJW** (Centre de séparation Djoua).

L'expédition d'huile se fait de **CTFN** à **MF1**, **MF2**, **MF3**, **MF4**, au **CPC TFY**, et de **HMZ B** à **HMZ S** puis à **HMZ N** au **CPC TFY**.

Et au final l'expédition d'huile se fait de **CPC TFY** vers **Mederbaen** passant par **CPC TFT**.

Et pour **Djoua** l'expédition de l'huile se fait du centre de **Djoua** au **CPC TFT** puis vers **Mederba**.

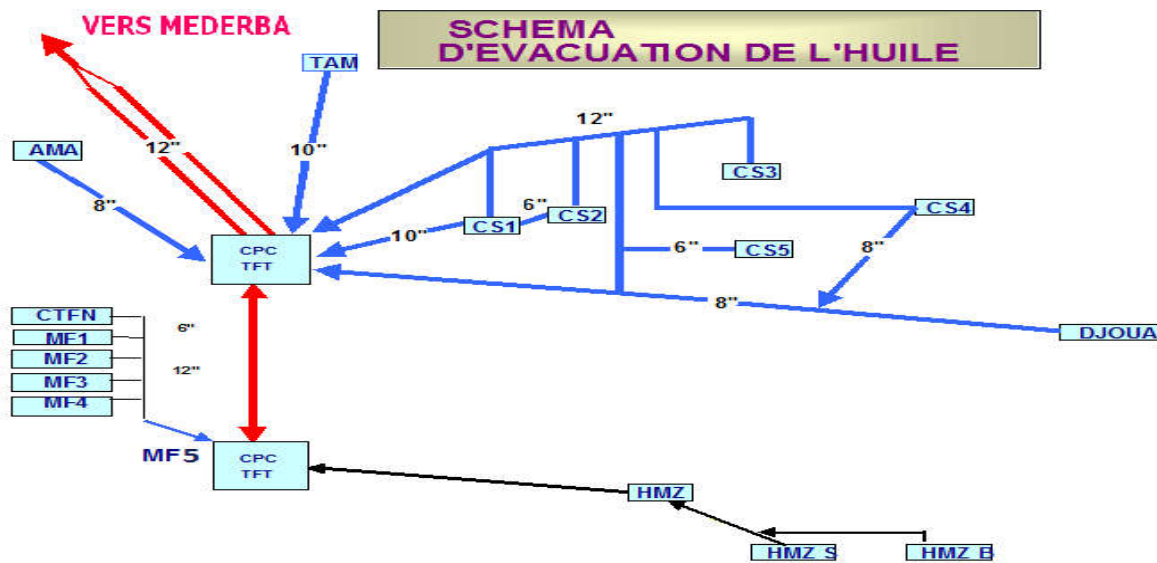


Figure I.5 : l'évacuation de l'huile

I.7 Conclusion

Le gisement de Tin Fougé Tabankort (TFT) a atteint un degré d'exploitation élevé, mais non encore définitif. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole.

Chapitre II. GENERALITES SUR LE PTROLE

II. GENERALITES SUR LE PTROLE

II.1 INTRODUCTION :

Le pétrole est un combustible fossile utilisé notamment dans les industries du transport et de la pétrochimie. Il a été découvert en Pennsylvanie au milieu du XIXe siècle sous forme d'huile minérale, produite par la décomposition de composés organiques carbonés sédimentaires. Une fois extrait des gisements souterrains, le pétrole brut est transporté par pipelines puis raffiné ou converti. Le pétrole est la première source d'énergie pour l'homme : en 2005, la production mondiale de pétrole a atteint 84 millions de barils par jour [1].

II.2 DEFINITION DU PETROLE BRUT :

Le terme "pétrole" dérive du mot latin "petroleum" et englobe les définitions suivantes : il s'agit d'une huile minérale naturelle inflammable, de couleur très sombre, possédant une odeur caractéristique plus ou moins prononcée et une densité allant de 0,8 à 0,95. Le pétrole est constitué d'hydrocarbures, des composés qui contiennent différents nombres d'atomes de carbone et d'hydrogène, ce qui entraîne une variation de taille et de structure moléculaire et détermine leurs états physiques, à savoir solide, liquide et gazeux. En conséquence, le pétrole est un mélange de ces divers types d'hydrocarbures, présentant une qualité très variable en fonction des principaux produits qui le composent [2].

II.2.1 LES ORIGINES DU PETROLE :

Dans les profondeurs de la Terre, pétrole et gaz naturel naissent d'une transformation de la matière organique de plantes ou d'animaux morts. Leur genèse s'étale sur des millions d'années et nécessite des conditions de pression et de température particulières.

Quand un organisme vivant meurt, la matière qui le compose est généralement recyclée de deux manières différentes :

-Des charognards ou des bactéries s'en nourrissent...

-Exposée à l'air ambiant ou à des eaux chargées en oxygène, la matière résiduelle s'oxyde : les atomes d'hydrogène, de carbone, d'azote, de soufre et de phosphore qu'elle contient se combinent

avec les atomes d'oxygène et se changent en eau (H_2O), en gaz carbonique (CO_2), en nitrates, en sulfates et en phosphates qui peuvent alimenter la croissance de nouvelles plantes.

Une infime partie de cette masse organique, de l'ordre de 0,1 %, échappe à ce destin. Transportée par les cours d'eau, cette matière se dépose parfois au fond des mers ou au fond de grands lacs continentaux. Dans ces milieux peu oxygénés, peu agités par les courants, elle est en partie préservée. Elle se mêle à des matières minérales (particules d'argile ou sables très fins), mais aussi au plancton marin mort (animaux et végétaux microscopiques). Sous l'action de bactéries anaérobies, ce mélange se transforme en boues sombres et malodorantes.

Au fil du temps, ces boues s'accumulent et durcissent. Si elles contiennent au moins 1 à 2 % de matière organique, elles pourront jouer le rôle de roche mère qui, à terme, conduira à des gisements de pétrole et gisements de gaz. Ce pourcentage semble faible. Toutefois, pour qu'il soit atteint, le site concerné doit présenter des caractéristiques exceptionnelles :

- Un climat chaud favorisant le développement d'importantes quantités de plancton ;
- La proximité de l'embouchure d'un grand fleuve charriant beaucoup de débris végétaux ;
- Pas de montagne à proximité pour limiter les volumes de sédiments minéraux.

Très lentement, la roche mère s'enfonce dans la croûte terrestre sous le poids des sédiments : elle parcourt quelques mètres ou quelques centaines de mètres par million d'années. Cet affaissement progressif porte le nom de subsidence et débouche sur la formation d'un bassin sédimentaire.

En s'enfouissant dans le sol, la roche mère est soumise à des températures de plus en plus fortes et la matière organique qui la compose se retrouve écrasée par le poids des sédiments, la pression augmentant en moyenne de 25 bars par 100 mètres. À un kilomètre sous terre, il fait 50 °C pour une pression de 250 bars !

Dans ces conditions physiques, les atomes d'azote, de soufre et de phosphore finissent par disparaître et la matière organique se transforme en kérogène, un matériau intermédiaire composé d'eau, de CO_2 , de carbone et d'hydrogène, qui se changera ensuite en pétrole ou en gaz.

À 2 000 mètres de profondeur, lorsque la température du sous-sol atteint 100 °C, le kérogène commence à générer des hydrocarbures :

-Entre 2 000 et 3 800 mètres, il se change en pétrole. Cet intervalle de profondeur est appelé « fenêtre à huile » (huile étant ici l'autre nom du pétrole) ;

-Quand l'enfouissement de la roche mère se poursuit entre 3 800 et 5 000 mètres, la production d'hydrocarbures liquides atteint un pic. Les liquides produits deviennent de plus en plus légers et passent à l'état gazeux : ils donnent du gaz méthane, le plus léger des hydrocarbures. Cet intervalle de profondeur se nomme « fenêtre à gaz ».

Au-delà de 8 à 10 kilomètres, on ne peut plus trouver d'hydrocarbures : ils sont détruits à cause de l'élévation de la température. La proportion de liquides et de gaz dépend de la nature de la roche mère. Si les débris organiques qui la composent sont principalement d'origine animale, elle donnera plus de pétrole que de gaz. Si elle est constituée essentiellement de débris végétaux, la roche mère produira surtout du gaz.

Ainsi, avec une sédimentation moyenne de 50 mètres par million d'années, il faut 60 millions d'années pour que des animaux morts se transforment en hydrocarbures liquides. Dès lors, on comprend mieux pourquoi le pétrole est classé parmi les énergies non renouvelables.

II.3 COMPOSITION CHIMIQUE DU PETROL BRUT :

Du point de vue chimique le pétrole est un mélange d'hydrocarbure qui se compose de carbone et d'hydrogène groupés selon les familles suivantes : alcanes, composés cycliques et composés aromatiques : monocycliques (BTEX) et polycycliques (HAP) et éventuellement des hydrocarbures insaturés.

II.3.1 HYDOCARBURES SATURES (ALCANES) :

Les alcanes sont des molécules composées uniquement de carbone et d'hydrogène, toutes ses structures sont basées sur la tétravalence du carbone. Deux types de configurations sont possibles:

- Les aliphatiques ayant une formule générale C_nH_{2n+2} , on distingue les alcanes linéaires et les alcanes ramifiés, appelé aussi isoalcanes. Dans l'industrie pétrolière ces composés sont appelés paraffines et isoparaffines. Ainsi pour une molécule ayant une même formule brute existe plusieurs isomères caractérisés par des propriétés physiques distinctes. Dans

le tableau II.1 est illustré une comparaison des propriétés physiques du n-butane et l'isobutane.

Tableau II.1: Propriétés physiques de deux isomères.

Nom hydrocarbure	Formule brute	Formule développée	Masse Molaire (g/mol)	Temp d'eb. (°C, 1atm)	Densité d_4^{15}
n-Butane	C ₄ H ₁₀	C–C–C–C	58.1	-0.5	0.585
Isobutane	C ₄ H ₁₀	C–C–C C	58.1	-11.7	0.563

- Les cycloalcanes sont des composés cycliques de formule brute C_nH_{2n}, dans l'industrie pétrolière ces composés sont appelés naphènes ou cycloparaffines. Les températures d'ébullition des alcanes s'élèvent avec l'augmentation du nombre de carbone et d'hydrogène attribuée aux forces de Van der Waals qui s'établissent entre les molécules. Dans le tableau II.2 les températures d'ébullition de l'hexane et de l'heptane sont respectivement 69 °C et 98 °C, une différence de 29 °C pour chaque unité de CH₂ ajouté. On pourrait prévoir une température d'ébullition de l'octane égale à 127 °C qui est très proche de la valeur expérimentale égale à 126 °C.

Tableau II.2: Points d'ébullition de quelques alcanes. [5]

Nombre de Carbone	Formule brute	Température d'ébullition (C°, 1atm)
6	C ₆ H ₁₄	69
7	C ₇ H ₁₆	98
8	C ₈ H ₁₈	126

Les températures de fusion des alcanes s'ajuste avec le nombre de carbone et une bonne corrélation existe lorsque le nombre de carbone est pair ou impair comme il est montré sur la figure II.1.

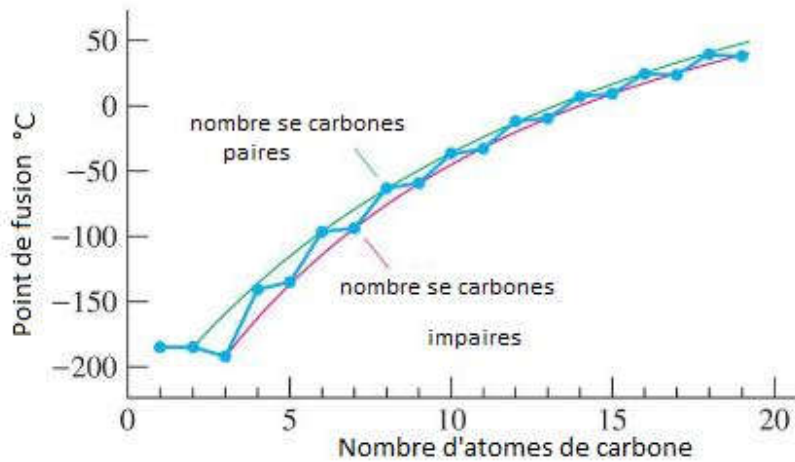


Figure II.1: points de fusion des alcanes linéaires [6]

Les alcanes sont volatils pour les composés de C5 à C12 et sont modérément volatils pour les composés de C12 à C26 et sont faiblement soluble à l'eau.

La masse volumique augmente avec le poids moléculaire : 0,626 kg/l pour le pentane (5 atomes de carbone), 0,791 kg/l pour le pentacosane (25 atomes de carbone), néanmoins elle reste toujours très inférieure à 1.

II.3.2 HUDROCARBURES AROMATIQUES MONOCYCLIQUES BTEX :

Ce sont des hydrocarbures cycliques polyinsaturés de formule brute générale C_nH_{2n-6} présents en forte concentration dans les pétroles bruts. La présence dans leur formule d'un cycle à trois doubles liaisons conjuguées leur confère des propriétés remarquables. Le benzène, le toluène, l'Ethylbenzene (styrène) et le xylène (Para, Orto et Méta) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie comme pour l'essence ils contribuent à augmenter l'indice d'octane [5].

II.3.3 HUDROCARBURES AROMATIQUES POLYCYCLIQUES HAP :

Les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) sont des molécules organiques comportant plusieurs noyaux benzéniques. Leurs propriétés sont conditionnées par le nombre de cycles benzéniques. Ils sont en général néfastes pour l'environnement, la santé publique, la détérioration

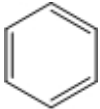
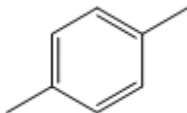
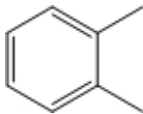
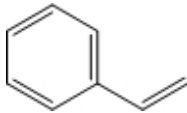
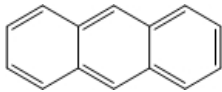
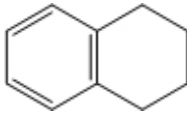
de l'activité de catalyseurs par leur capacité à former du coke [5]. Dans le tableau II.3 on a répertorié des exemples de quelques aromatiques ainsi que quelques propriétés physiques.

II.3.4 HUDROCARBURES INSATURES :

Dans les hydrocarbures insaturés certains atomes de carbone liés aux autres atomes par une ou plusieurs doubles et triples liaisons carbone-carbone de formule brute générale C_nH_{2n} pour les oléfines et C_nH_{2n-2} pour les acétylènes. A cause de la multiplicité d'incidence des insaturations, le nombre des isomères augmente par rapport aux alcanes. Ainsi une configuration en cis signifie que les deux substitutions sont du même côté par rapport au plan perpendiculaire à celui de l'insaturation alors qu'une configuration en trans signifie que les deux substitutions sont dans deux côtés opposés par rapport à la double liaison.

Les oléfines et les acétylènes ne se rencontrent pas ou très peu dans le pétrole brut ou les produits de distillation directe mais peuvent être présents dans les recettes des procédés de raffinage, particulièrement dans les fractions provenant des procédés de conversion thermique ou catalytique des fractions lourdes. Les premiers termes de cette famille sont également des matières de base très importantes de la pétrochimie comme l'éthylène, le propène, etc... [5].

Tableau II.3 : Propriétés physiques de quelques hydrocarbures aromatiques

Nom de L'hydrocarbure	Formule brut	Formule développée	Masse molaire [g/mol]	Température d'ébullition [°C, 1atm]	Densité g/cm ³
Benzène	C ₆ H ₆		78.1	80.1	0.878
Para-Xylène	C ₈ H ₁₀		106.16	138.35	0.861
Ortho-Xylène	C ₈ H ₁₀		106.16	144.4	0.88
Styrène	C ₈ H ₈		104.15	145.14	0.906
Anthracène	C ₁₄ H ₁₀		178.23	341.3	1.28
Tétralin	C ₁₀ H ₁₂		132.2	207	0.970

On peut trouver dans les effluents de procédés de conversion les dioléfines et les hydrocarbures acétyléniques comme 1,3-butadiène et l'isoprène qui sont des monomères de base pour les polymères.

II.3.5 COMPOSES POLAIRES :

Correspond à des molécules hétérocycliques, telles que des composés oxygénés, soufrés et azotés.

II.3.5.1 COMPOSES SOUFRES :

Le soufre est l'hétéro élément le plus répandu dans les pétroles bruts. Sa concentration peut aller de 0,1 à plus de 8 % en poids, sa teneur permet de classer le brut en pétrole léger ou lourd. Le soufre peut être présent sous forme élémentaire, Hydrogène sulfuré H₂S, Oxysulfure de carbone COS ou engagé dans des molécules organiques. Les composés soufrés sont nocifs à plusieurs égards; odeur désagréable, production des SO_x par combustion, empoisonnement des catalyseurs [5].

II.3.5.2 COMPOSES OXYGENES :

Le pétrole brut contient aussi des dérivés oxygénés bien que peu abondant par rapport aux dérivés soufrés, l'oxygène est responsable de l'acidité des pétroles. On trouve l'oxygène dans le pétrole sous forme de phénols, furanes, des acides carboxyliques et des esters [5].

II.3.5.3 COMPOSES AZOTES :

Dans le pétrole brut, l'azote se trouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250 °C et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes comme il se trouve sous forme d'azote dans les coupes légères du pétrole à la suite du craquage catalytique ce qui pourrait détériorer la qualité de celles-ci. Généralement l'azote est présent sous forme d'amide, amines et de carbazoles où un cycle azoté est condensé à un ou plusieurs cycles aromatiques [5]

II.3.5.4 COMPOSES ORGANOMETALLIQUES :

On trouve ces composés dans les fractions les plus lourdes telles que les résines et les asphaltènes, il s'agit des atomes métalliques comme le Nickel et le Vanadium.

II.3.5.5 Coupes pétrolières

Il s'agit des fractions les plus lourdes du pétrole qualifié de coupes chimiquement mal définis, ainsi on a:

➤ **Les Asphaltènes**

Les asphaltènes sont des solides noirs, brillants, leurs masses moléculaires peut varier de 103 à 106 g/mol. leur forme ressemble à celle des feuillets de graphite et sont constitués de cyclespoly aromatiques condensés, reliés par des chaînes saturées. Les Asphaltènes précipite en présence d'un solvant paraffinique comme l'heptane ou le pentane [4].

➤ **Les Résines**

Sont en général des molécules à caractère aromatique très marqué qui renferme des hétéro éléments comme l'azote, l'oxygène le soufre et parfois du Nickel et du Vanadium. Leurs masses moléculaires peut varier de 500 à 10 3 g/mol [4].

La figure II.2 montre le procédé de séparation des fractions lourdes qui se fait au n-heptane pour l'obtention de deux fractions : une fraction soluble qui est formé principalement par les maltènes qui par une séparation par chromatographie liquide avec l'isopropanol permet de le séparer en une résine qui est la fraction insoluble ainsi que l'huile qui est la fraction soluble. Une deuxième fraction non soluble qui, après une extraction au benzène donne deux phases, une phase soluble au benzène ce sont les asphaltènes et une deuxième phase non soluble sont les sédiments.

Dans le tableau II.4 sont représentés les bruts de quelques pays avec leurs compositions hétéro-atomiques ainsi que leurs teneurs en asphaltènes. On remarque que le brut algérien est caractérisé par une faible teneur en soufre qui est inférieur à 0.1% en poids, en azote entre 0.34 % à 0.38% en poids et par une forte teneur en composés oxygénés. Le brut de Hassi-Messaoud contient des métaux avec une teneur inférieur à 0.2 % ppm en Nickel et Vanadium ainsi qu'une faible concentration en Asphaltènes en comparaison avec les autres bruts.

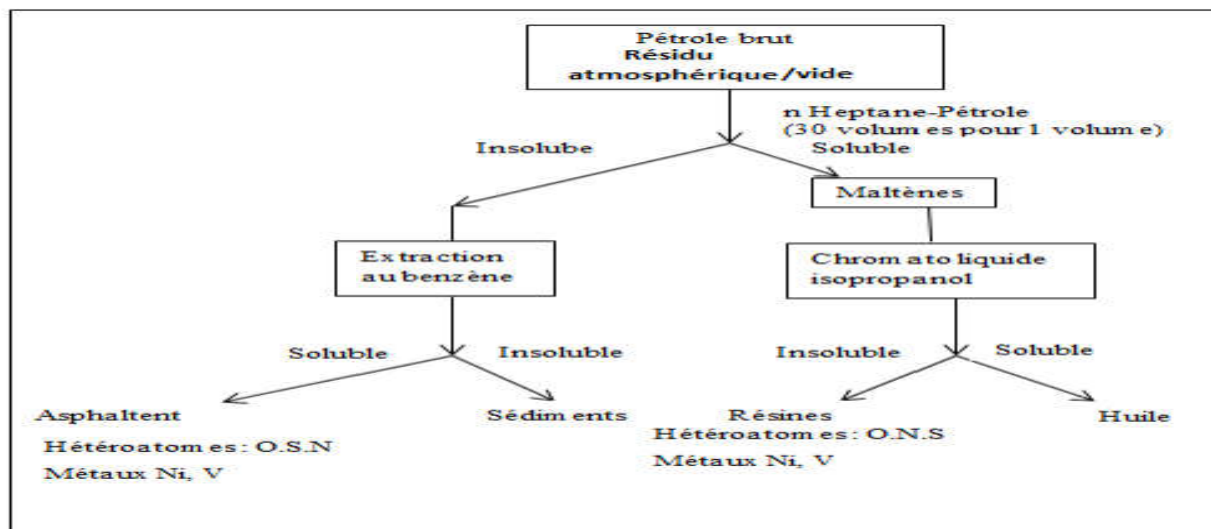


Figure II.2 : Procédés de séparation des fractions lourdes [4]

Tableau II.4 : Compositions organiques hétéro-atomiques des quelques brutes dans le monde [5].

Brut	origine	Viscosité (mm ² /sec)	O (% pds)	N (% pds)	S (% pds)	Ni (ppm)	V (ppm)	Asphaltène (pds %)
Batirman	Turquie	1180	0.53	0.49	7.04	99	153	22.1
Boscan	Venezuela	595	0.79	0.74	5.46	125	1220	14.1
Emeraude	Congo	113	1.10	0.56	0.57	64	9	1.7
Edjeleh	Algeria	5.3	0.73	0.34	<0.10	1.5	2.3	0.1
HassiMessaoud	Algeria	2.32	1.93	0.38	<0.10	<0.2	<0.2	0.1

II.4 CARACTERISTIQUE DU PETROLE BRUT :

II.4.1 CARACTERISTIQUE PHYSICO-CHIMIQUE DU PETROLE BRUTE :

La compréhension complète des propriétés physico-chimiques du pétrole brut est essentielle pour déterminer les étapes initiales de traitement (telles que la séparation des gaz associés et la stabilisation sur le site de production), ainsi que pour le transport, le stockage et, bien évidemment, l'établissement des prix.

II.4.1.1 LA MESSE VOLUMIQUE :

Le poids moléculaire est la propriété physico-chimique la plus importante d'une substance. Pour les produits pétroliers, ce paramètre est particulièrement important car il indique le poids moléculaire moyen des constituants d'une fraction pétrolière particulière. Dans la pratique analytique, des méthodes cryoscopiques, ébullioscopiques et moins fréquemment osmotiques sont utilisées pour déterminer la masse moléculaire [7].

II.4.1.2 DENSITE :

Les pétroles bruts ont des caractéristiques physiques et chimiques très variables d'un champ de production à un autre même à l'intérieur du même gisement.

La caractérisation la plus grossière est la classification en pétroles lourds et légers. Étant essentiellement constitué de molécules hydrocarbonées, la densité d'un pétrole sera d'autant plus faible que son rapport atomique H/C sera grand. C'est ainsi que la densité des divers pétroles bruts va de 0.7 à 1. Cette densité souvent rencontrée exprimée en degré API * (American Petroleum Institute) [10].

$$API = \frac{141.5}{\text{Densité } 60^{\circ}f / 60^{\circ}F} - 131.5$$

60 °f est la température en Fahrenheit.

La densité est définie comme le rapport de la masse d'un corps au volume qu'il occupe.

Pour les produits pétroliers, elle est donnée généralement à 15 °C. La valeur de la densité des pétroles bruts est déterminée à l'aide d'un aéromètre selon la norme NF T60-101, et la Connaissance de cette valeur est très utile pour effectuer des bilans massiques [8].

II.4.1.3 VISCOSITE :

La viscosité est le pouvoir caractéristique des fluides de résister au déplacement d'une partie de fluide par rapport à l'autre. Elle est déterminée par la mesure de temps d'écoulement du pétrole brut dans le tube capillaire de longueur donnée, à une température bien déterminé : c'est la viscosité cinématique, exprimée centistokes (cst). La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures, est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffineries, ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs. L'évolution de la viscosité en fonction de la température, n'est pas la même pour tous les bruts, la viscosité d'un pétrole parafiniques augmentera rapidement si la température baisse ; par contre, pour les bruts naphéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité sera plus progressif [8].

II.4.1.4 TENSION DE VAPEUR DU RIED :

Il s'agit de la pression de vapeur générée à partir d'un volume constant de pétrole brut à 100. °F (37,8 °C).

Les mesures de pression de vapeur RIED sont normalisées (NF M07-007 ou ASTM D323) et sont exprimées en g/cm^2 ou PSI. En mesurant la pression de vapeur RIED du pétrole brut, Hydrocarbures légers [8, 10].

II.4.1.5 TENEUR EN SOUFRE :

Le soufre se trouve dans le pétrole brut sous forme d'hydrocarbures sulfurés, de sulfure d'hydrogène dissous et parfois de soufre en suspension (S, H₂S, thiols, sulfures, disulfures, thiophènes et dérivés). L'origine du soufre provient principalement de la décomposition de débris organiques ou de la réduction de sulfates par l'hydrogène sous l'action de bactéries de type DesulfovibrioDesulfuricans.

La détermination de la teneur en soufre des produits pétroliers est réglementée par trois méthodes:

- Méthode de dosage du soufre par combustion : ASTM D 129.
- Méthode de dosage du soufre par hydrogénéalyse : ASTM D 4045.
- Méthode de dosage du soufre par fluorescence X [11].

II.4.1.6 TENEUR EN EAU ET EN SEDIMENTS :

Les sédiments contenus dans le pétrole brut sont des métaux sous forme de fines particules de sable, de boues d'alimentation, de fragments de roche et de minéraux. Ou l'état libre du fer, du cuivre, du plomb, du nickel, du vanadium, etc.

Connaître la teneur en humidité et en sédiments du pétrole brut est très important pour les opérateurs et les raffineurs afin d'éviter la détérioration des équipements (corrosion, érosion, dépôts, colmatage, etc.) [11].

Le pétrole brut est dosé selon des méthodes normalisées (NF M07-020; ASTM D 96 et D 1796). Cette méthode mesure la quantité d'eau et de sédiments séparés du pétrole brut par centrifugation [8].

II.4.1.7 TENEUR EN SEL :

Le pétrole brut livré pour traitement contient des sels, entre autres impuretés. Ces sels se trouvent principalement sous forme dissoute dans l'eau et parfois sous forme cristalline dans le pétrole brut. La réduction de la salinité et de la teneur en humidité du pétrole brut est essentielle dans les centres de production et les raffineries, car les effets corrosifs du sel sur les métaux peuvent endommager les pipelines et les équipements en aval.

La mesure de la teneur en chlorure est normalisée ASTM D 323 .et les résultats sont exprimés en NaCl/Kg de brut [11].

II.4.1.8 ASPHALTENES :

Les asphaltènes sont des substances jusqu'à présent mal définies. Ils ne correspondent pas à une famille d'hydrocarbures bien déterminés, ils sont à base aromatique, ayant une structure amorphe.

Leur détermination se fait par l'extraction avec un solvant (benzène, toluène ou chloroforme) qui consistait à précipiter les asphaltènes [7, 8].

II.4.1.9 POINT D'ÉCLAIR :

Le point d'éclair est défini comme la température la plus basse à laquelle les hydrocarbures légers émis par un échantillon de pétrole brut s'enflamment au contact d'une flamme [12].

La détermination du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers et est également un paramètre important à connaître lors des manutentions (comme le remplissage et le vidage des cuves et conteneurs), notamment en ce qui concerne les conditions de stockage et de sécurité [11].

La détermination expérimentale de cette grandeur fait l'objet de la norme NF M 07-011. [9]

II.4.1.10 POINT DE TROUBLE, POINT DE CONGÉLATION ET POINT D'ÉCOULEMENT :

Le point de trouble est la température à laquelle un voile fin ou opalescent apparaît en raison de la formation de cristallites. Le point de congélation est la température à laquelle un liquide cesse de couler avec une faible force. Le point d'écoulement est la température à laquelle un produit se liquéfie après une solidification prolongée [9].

Le point de congélation caractérise soit la teneur en paraffine de l'huile, soit la teneur en hydrocarbures des autres produits à haut point de congélation. Les températures limites à respecter lors de l'utilisation du produit, notamment lors de pompages en hiver, peuvent être estimées en fonction de la turbidité et du point d'écoulement.

La détermination de ces points se fait par le refroidissement de l'échantillon sans agitation selon la norme ASTM D 97[8].

II.5 CLASSIFICATION DU PÉTROLE :

A cause de la grande disparité dans la composition du pétrole brut, ses caractéristiques physico-chimiques sont aussi extrêmement différentes. La qualité du brut est classé selon sa viscosité, sa densité, sa teneur en soufre et de ses constituants majeurs.

II.5.1 CLASSIFICATION SELON LA DENSITE :

La densité d'un pétrole reflète la répartition relative de ses différents constituants : gaz, essences, fractions moyennes et lourdes. La densité du brut varie généralement entre 0.8 et 1.0 bien que certains bruts puissent avoir une densité supérieure à 1.

Dans le tableau I.1 on expose les différents types de pétroles selon leurs densités °API et la densité mesurée à 15 °C. Le pétrole léger de type Saharien ou Libyen conduisent, dès le stade de la distillation à des rendements élevés en essences et coupes moyennes. Les bruts moyens proviennent généralement du Moyen-Orient. le pétrole lourd provenant généralement du Canada, le Venezuela et l'Iran fournissent par distillation directe jusqu'à 80% de fuels.

Tableau II.5: Classification du brut selon la densité.

Type de pétrole brut	Densité °API	Densité d_4^{15}
Pétrole léger	°API > 31.1	0.800 - 0.836
Pétrole moyen	22.3 < °API < 31.1	0.825 - 0.875
Pétrole lourd	10 < °API < 22.3	0.890
Pétrole extra lourd	°API < 10	1

II.5.2 SELON LA TENEUR EN SOUFRE :

Le brut ayant une faible teneur en soufre est qualifié de pétrole doux généralement sa concentration est inférieure à 0,5% , alors qu'un pétrole ayant une forte teneur en soufre est dit soufré, sa concentration est de 0,5% à 2 %. La présence du soufre dans le brut est considérée comme polluant car c'est un élément corosifqu'il faut s'en débarrasser au cours des opérations de raffinage [9].

II.5.3 SELON LA COMPOSITION CHIMIQUE MAJORITAIRE :

Un pétrole riche en paraffines est dit pétrole paraffiniques généralement avec une concentration en paraffine supérieur à 50 %. Un pétrole à caractère naphénique contient plus de 50 % de dérivés naphéniques, enfin un brut est dit aromatique si le pourcentage en hydrocarbures benzénique est supérieur à 35 % [9].

II.6 L'EXPLOITATION PETROLIERE :

Les gisements d'hydrocarbures ont une longue durée de vie. Les opérations d'exploration et de production s'étendent sur des décennies, de la découverte à la production. Il y a quatre étapes principales dans le cycle de vie d'un gisement de pétrole et de gaz [8].

II.6.1 LA DECOUVERTE DU CHAMP :

Le pétrole et le gaz sont piégés dans des roches réservoirs enfouies sous les océans ou les continents. Pour les trouver, des géologues ont analysé des images du sous-sol obtenues par ultrasons sismiques. Ils reconstituent les couches géologiques du sous-sol puis définissent des "prospects" ou gisements potentiels. Afin de confirmer la présence d'hydrocarbures dans le gisement, des forages d'exploration de plusieurs kilomètres de profondeur sont requis [13].

II.6.2 L'EVALUATION DU CHAMP :

Une fois la découverte confirmée, un modèle numérique (généralement 3D) du gisement est généré sur ordinateur. Ils permettent : - L'estimation du volume de pétrole et de gaz dans le réservoir avant la mise en production du gisement, en simulant l'extraction des fluides contenus dans la roche réservoir. - Créer des scénarios potentiels pour mettre les champs en production en fonction de divers facteurs tels que la technologie d'extraction, le nombre de puits, la taille et le type d'installations de production. Des forages d'évaluation du gisement sont en cours pour obtenir de nouvelles données sur les caractéristiques du réservoir. Remarque : Si l'équilibre entre le montant des "ressources en place" et les coûts de développement prévisionnels est économiquement satisfaisant, le gisement sera développé puis mis en production [13].

II.6.3 LA PRODUCTION DU CHAMP :

Il s'agit de la phase de développement sur site où tous les équipements nécessaires doivent être installés. - Définition du plan de développement du champ : - Nombre de puits à forer pour pouvoir produire, - Technologie de récupération et d'extraction du pétrole piégé dans la roche réservoir, - Type et coût des équipements type plateformes, en fonction de l'environnement, orageux), courants océaniques, vent, corrosion, etc.), - les équipements de séparation des gaz et des liquides, - les sites de traitement pour la protection de l'environnement. Le cycle de production des hydrocarbures est généralement de 15 à 30 ans, et les "grands gisements pétroliers" peuvent être étendus à 50 ans ou plus. Production sur le terrain Lorsque le débit

d'hydrocarbures est minimal, les sédiments sont épuisés, c'est la phase de fermeture du gisement. Avant d'abandonner le champ, la compagnie pétrolière :

- démantèle la plate-forme,
- protège le puits de pétrole,
- préserve les réserves de pétrole restantes,
- nettoie, décontamine et réhabilite le site si nécessaire conformément à la législation nationale et internationale.

II.7 Conclusion

Ce chapitre a permis de poser les bases nécessaires à la compréhension des enjeux liés à l'exploitation pétrolière. À travers l'étude de l'origine du pétrole, de sa composition chimique, de ses caractéristiques physiques et des méthodes de classification, il a été possible de mieux appréhender la complexité de cette ressource stratégique.

Les notions abordées, telles que la formation du kérogène, la distinction entre les différentes familles d'hydrocarbures, ou encore l'importance des propriétés comme la densité ($^{\circ}$ API) et la viscosité, sont essentielles pour l'analyse des procédés de traitement et de valorisation du pétrole.

Cette compréhension est fondamentale pour aborder les chapitres suivants, notamment ceux consacrés aux gaz associés et aux procédés de recyclage et de levage, qui sont directement liés aux caractéristiques du pétrole brut produit dans la région de TFT.

CHAPITRE III.
PROCEDE APPLIQUE AU
FGL

III. PROCÉDE APPLIQUE AUX FGL

III.1 PROBLEMATIQUE

Dans le champ de TFT, on produit un brut qui contient une quantité importante de gaz associé qui est torché. Ces gaz peuvent exister séparément du pétrole en tant que gaz libre ou peuvent être dissous dans le pétrole brut. En outre, les gaz naturels non traités contiennent de la vapeur d'eau. Ces gaz sont très riches en condensât et en gaz naturel qui ayant une valeur économique et énergétique.

III.1.2. SOLUTION PROPOSEE :

Pour minimiser les pertes en gaz et en condensat SONATRACH s'est engagé à installer des centres (unités) de compression et de traitement de ces gaz(UTGA), premièrement pour la préservation de l'environnement et deuxièmement pour minimiser les pertes en utilisant la technique de gaz lift(FGL) pour optimiser la production. et Dans le champ de Tin FouyéTabankort (TFT), Sonatrach a lancé un projet visant à récupérer les gaz associés auparavant torchés. L'objectif est de réduire le torchage à 1 % d'ici 2030, conformément aux engagements climatiques de l'Algérie.

A l'origine le champ de TFT Ordovicien produisait en éruptif. La chute considérable de la pression du gisement a conduit au maintien de pression par injection d'eau.

Cette injection a eu pour conséquence l'alourdissement de la colonne hydrostatique, due à la percée sur certains puits. Pour cela la mise en place d'un moyen d'activation artificiel s'est avéré nécessaire, le choix du gaz lift continu a été motivé par la disponibilité du gaz en quantité suffisante dans la région.

Le mode de production par Gaz lift a débuté sur le champ de Tin fouye (réservoir F6) en 1963 et s'est généralisé sur TFT Ordovicien à partir de 1986.

A cet effet des installations de gaz lift ont été réalisées (réseau GL et UTGA).

III.2 GENERALITE SUR GAZ LIFT

III.2.1 INTRODUCTION :

Généralement un puits producteur d'huile produit naturellement durant la première période de sa vie. Le puits est alors appelé « éruptif ».

Au fur et à mesure de l'exploitation d'un puits producteur, il commence à perdre son énergie et alors sa capacité de ramener l'effluent depuis le fond vers la surface à cause de la déplétion naturelle due aux pertes de charges suivantes :

- ❖ Des pertes par friction de l'effluent sur les parois du tubing.
- ❖ Le poids hydrostatique de l'effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

Jusqu'à atteindre un stade où l'énergie restante ne peut plus acheminer le fluide à la surface et le puits cesse à produire. On dit d'un tel puits qu'il est devenu « non éruptif ».

III.2.1.1 LES MODES DE RECUPERATION :

➤ Puits éruptif

C'est un puits qui débite en surface avec son propre énergie. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présente dans le puits :

$$P_G - P_{\text{sép}} > (H \times D \times 0,098) + \Sigma \Delta P \quad [\text{Eq.III. 1}]$$

P_G : Pression de gisement en bar.

$P_{\text{sép}}$: Pression de séparateur en bar.

H : Profondeur du puits en m.

D : Densité de fluide.

$\Sigma \Delta P$: La somme des pertes de charges au cours de remontée de l'effluent vers la surface à travers les différents tubings, des collectes, etc...

$(H \times d \times 0.098)$: La colonne hydrostatique de l'effluent.

➤ **Puits non éruptifs**

C'est un puits qui ne débite pas en surface par sa propre énergie et donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits:

$$P_G - P_{\text{sép}} \leq H * d * 0.098 + \Sigma \Delta P \quad [\text{Eq. III. 2}]$$

III.2.2 PRINCIPE DU GAZ LIFT :

Le gaz-lift est une technologie d'activation, permettant la mise en production d'un puits non ou insuffisamment éruptif par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface.[14]

Pour cela on a la possibilité d'agir sur la densité ou la hauteur statique puisque :

Dans le Gaz-lift, on agit sur la densité, le poids volumique d'un gaz est faible par rapport à celui d'un liquide. Si on mélange du liquide avec du gaz, on obtient un poids volumique entre le gaz et le liquide d'autant plus faible que la proportion du gaz dans le mélange sera plus élevée. Donc l'injection du gaz va agir sur la densité du fluide du puits de façon à rétablir la condition :

En maintenant l'injection du gaz (en continu) le puits se met à produire comme s'il était éruptif.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLR optimum.

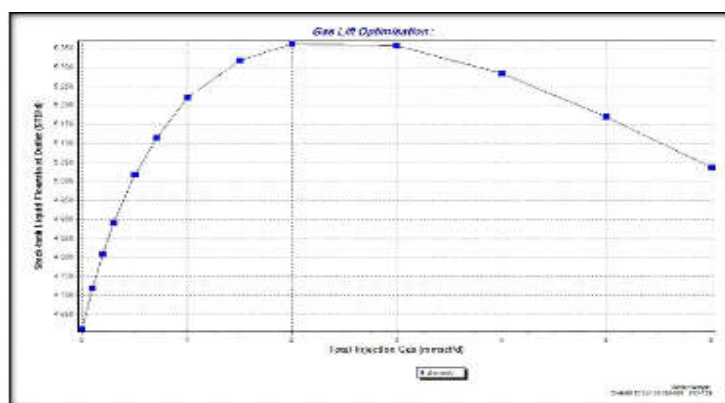


Figure III 1 : optimisation de débit d'injection de gaz-lift [14].

Durant le parcours de fluide depuis le réservoir jusqu'à la tête de puits qui atteint en général plusieurs kilomètres, son énergie initiale présentée par une grande valeur de pression sera perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charge sont la somme de deux facteurs :

- ✓ des pertes par friction de l'effluent sur les parois du tubing.
- ✓ le poids hydrostatique de l'effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

Le gaz-lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à travers le point le plus profond possible. Ceci aura deux effets opposés :

- ✓ L'augmentation des pertes par friction (effet négatif).
- ✓ La diminution du poids de la colonne (effet positif)

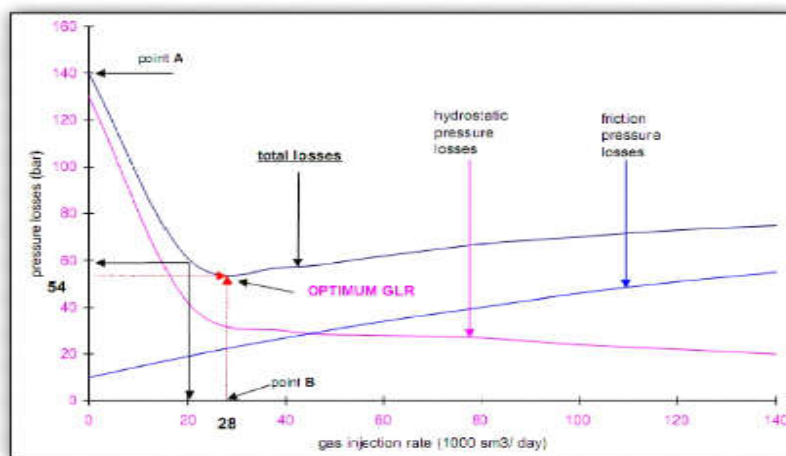


Figure III 2: Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté [1]

La figure ci-dessus donne l'évolution des pertes de charge en fonction de GLR, Le minimum des pertes de charge totale correspond à un GLR optimum.

L'injection de gros volumes de gaz est un problème pour les lignes et les installations de surface. Ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber des producteurs voisins. De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le manager entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas à leur « GLR optimum » mais à leur « GLR économique » [14].

Pour cela il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter pour obtenir la production optimale.

III.2.4 TYPES DE GAZ LIFT

III.2.4.1 EN FONCTION DU MODE D'INJECTION:

Le gaz-lift est réalisé par injection de gaz soit en continu, soit de façon intermittente.

- Gaz-lift continu

Il consiste à injecter en continu du gaz naturel, à pression et débit déterminé à la base de la colonne de production, pour alléger la masse volumique du fluide ; ce qui permet au mélange formé de remonter en surface et le puits devient éruptif.

- Gaz-lift intermittent

C'est une injection intermittente et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume du liquide qu'elle contient. La pression de la couche diminue, permettant à celui-ci à débiter, le liquide qui s'accumule au-dessus de point d'injection sera chassé de même façon par l'injection du gaz-lift et ainsi de suite.

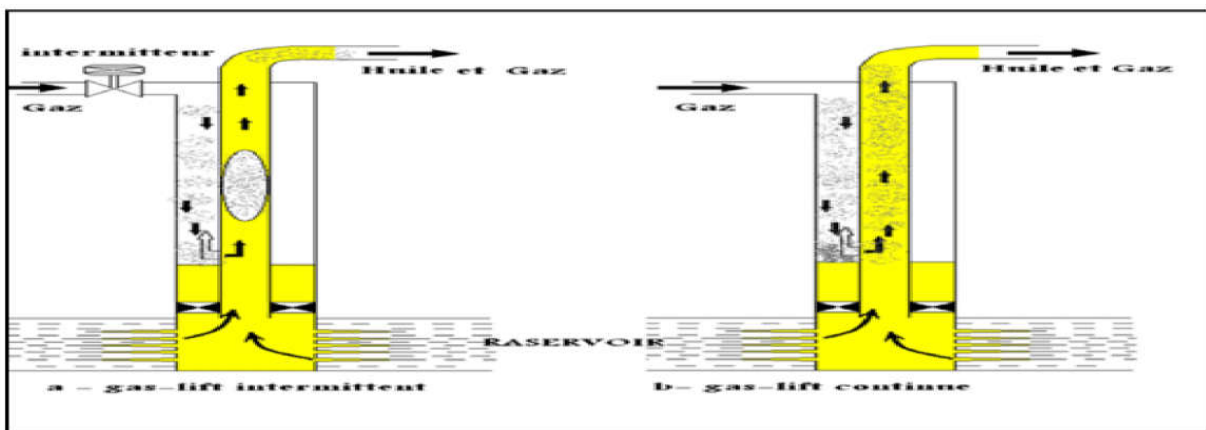


Figure III 3 : Gaz lift continu et intermittent

III.2.4.2 EN FONCTION DE LA COMPLETION

- **Gaz lift direct**

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (turbin-casing), et la production par le turbin, c'est le mode le plus répandu puisqu'il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement.

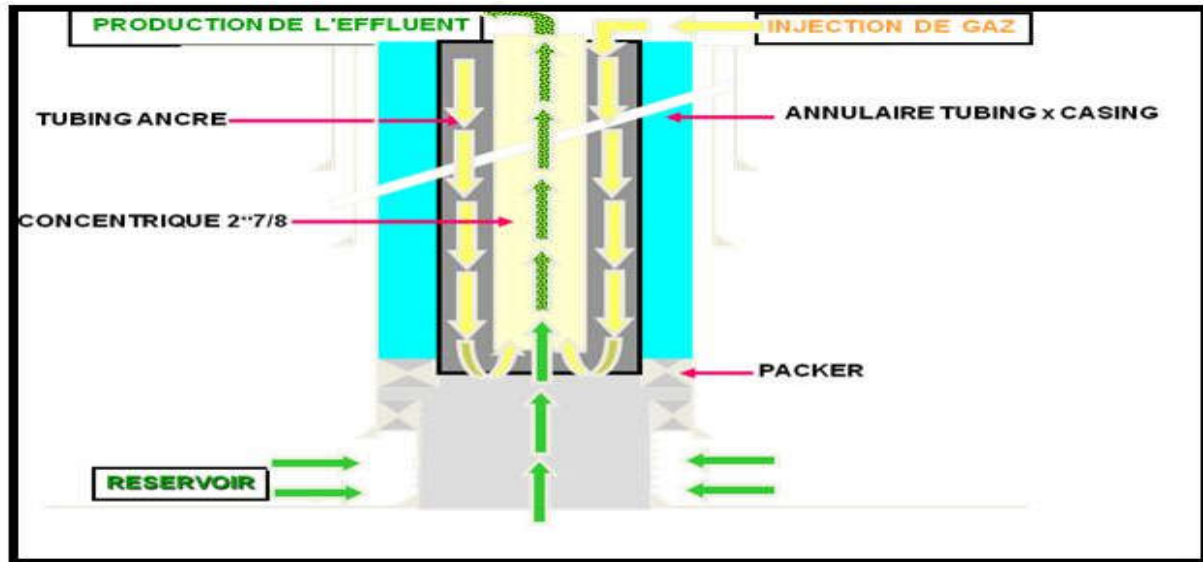


Figure III.4. L'injection de gaz lift direct. [15]

▪ **Gaz lift indirect**

Dans ce cas la méthode d'injection se diffère à la précédente et même la production [16].

✓ Tubing concentrique (concentrique tubing string) ; l'injection de gaz se fait par un concentrique descendu dans le turbin, généralement à partir d'une opération **Snubing**, et la production se fait par l'espace annulaire turbin-macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4".

✓ Production par le casing et injection par le turbin, cette technique convient au débit d'injection plus grand. Ces derniers cas présentent de sérieux défauts tels que :

- Il est possible de faire des mesures sur le côté effluent.
- Nécessite un très grand volume de gaz.
- Le design de l'équipement est très spécial.
- N'est pas adapté au gaz lift intermittent

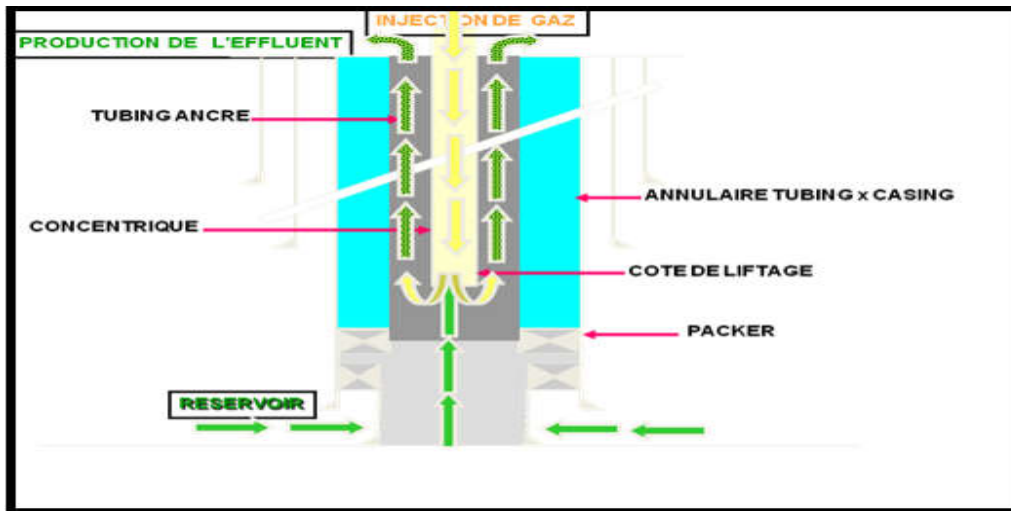


Figure III.5. L'injection de gaz lift indirect [15]

III.2.4.3 EN FONCTION DE CIRCUIT D'INJECTION

- **Gaz Lift en Circuit fermé**

Le gaz injecté est récupéré juste à la sortie des séparateurs, comprimés à nouveau et réinjectés à nouveau dans le puits.

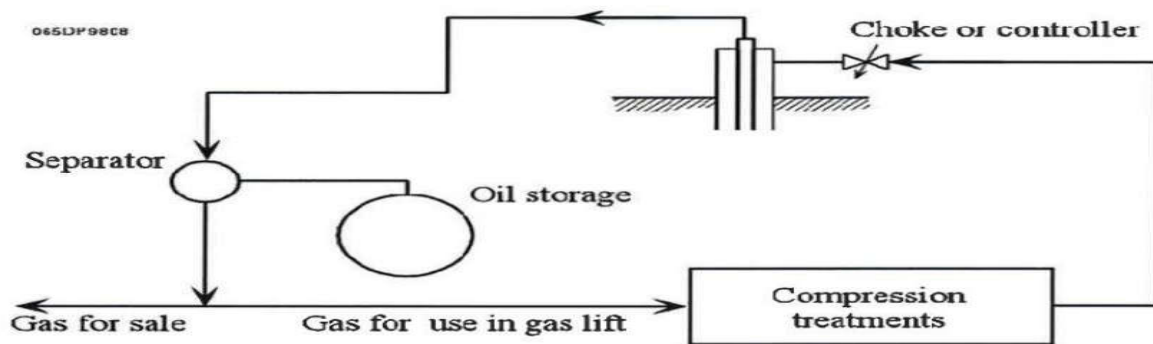


Fig.III.6 : Gaz Lift en Circuit fermé (ENSPM formation industrie).

- **Gaz Lift en circuit ouvert**

Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz utilisé pour le gaz lift. Après utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé.

- **Auto-gaz-lift**

L'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer [17].

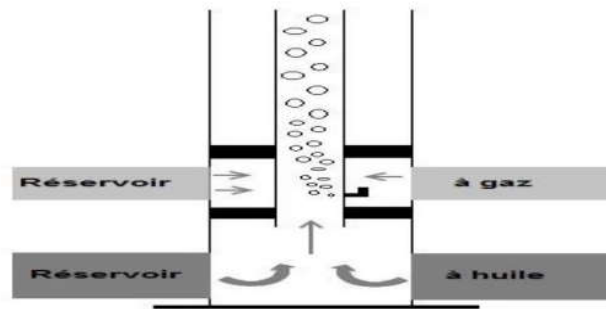


Fig.III.7: Auto gas-lift.

III.3 PROCEDE FERMETURE GAZ LIFT (FGL)

III.3.1 DESCRIPTION GENERALE :

L'objectif de la fermeture GL est la récupération des gaz produits au niveau des différents centres de séparation des périmètres TFY, TFN et TFT 100 des deux secteurs Sud et Nord, de les comprimer, les traiter et les réinjecter dans les puits du Dévonien.

Le projet comprend 04 stations GL réparties sur deux secteurs sud et nord et un réseau GL alimentant les puits dévoniens des périmètres : TFY, TFN, TFNW, TFT 100, TFT EST et TAM et qui s'étend de MF5/TFY jusqu'à TAM soit une cinquantaine de kms.

Au niveau de ces stations. On récupère une quantité de condensat estimera (40 m³/j) qui se mélange avec le brut pour le valoriser

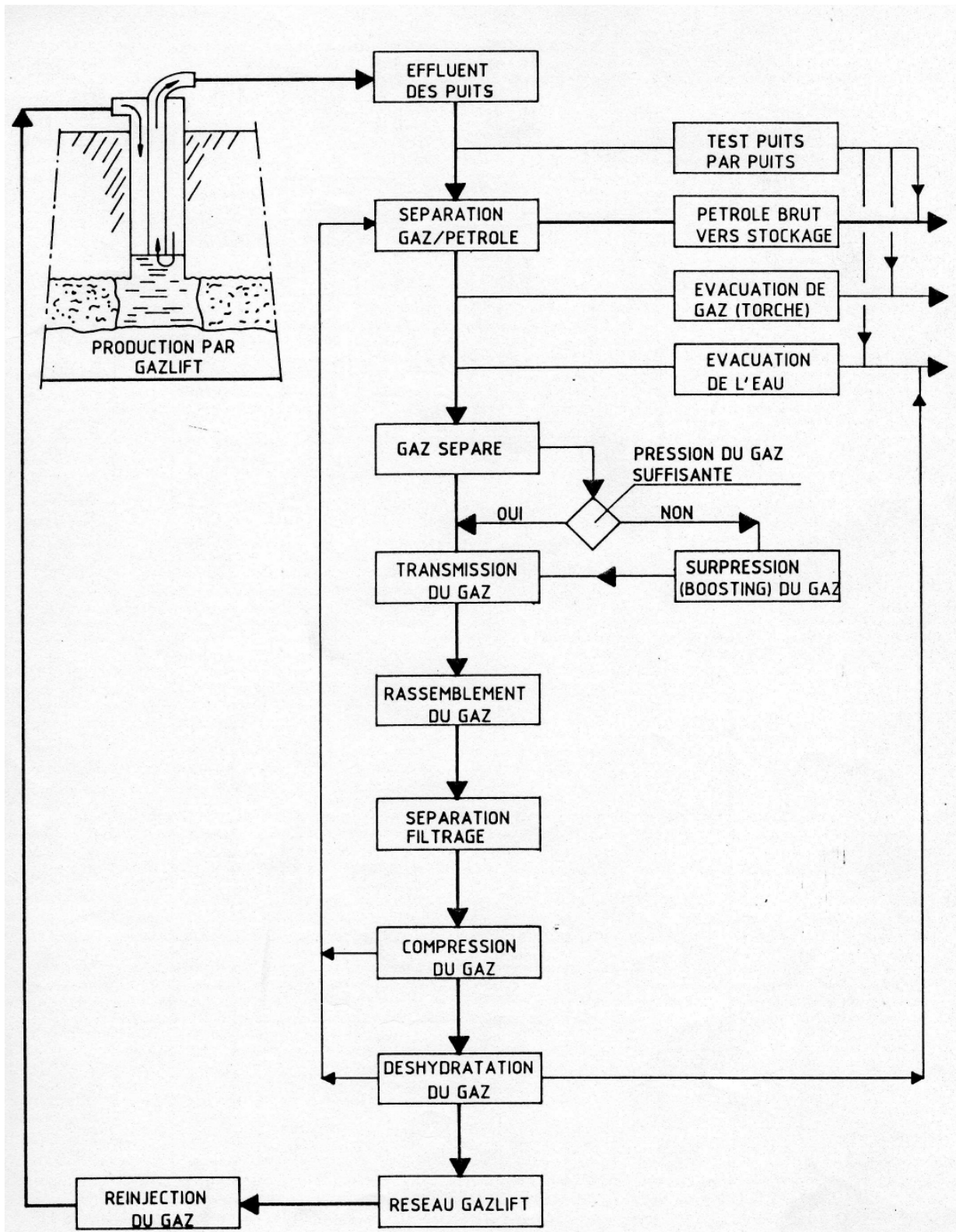


Figure III.8 : Schéma de principe général de fermeture gaz lift

L'objectif de la fermeture GL est récupération des gaz produits au niveau des différents centres de séparation du champ de Tin Fouyé et du centre stockage TFT.

Les gaz récupérés sont comprimés au niveau des stations de GL, traités puis réinjectés dans les puits.

Le réseau GL comprend 04 stations GL réparties sur deux secteurs Nord et Sud

- NORD : stations CPC et CTFN
- SUD : stations MF3 et MF5

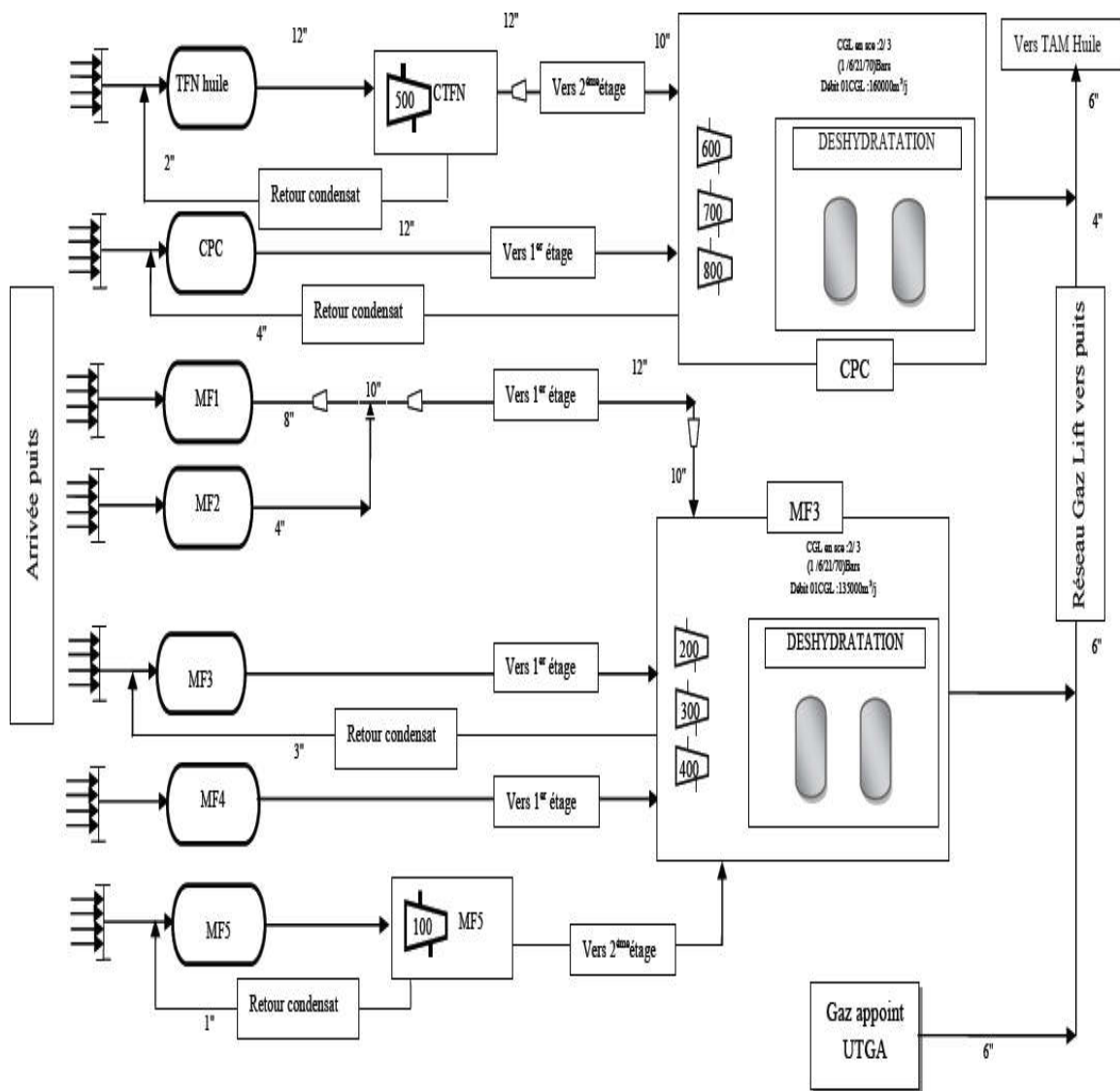


Figure III.9 : Schéma synoptique des stations FGL

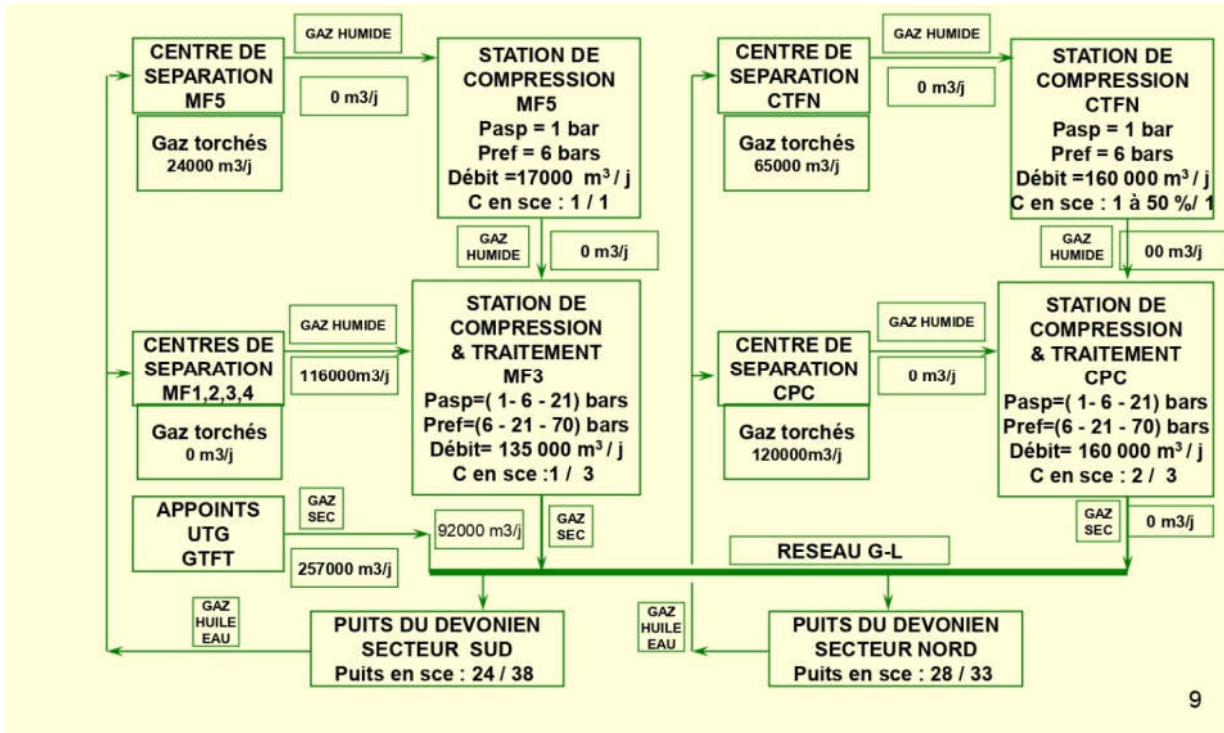


Figure III.10 : Vue générale du projet fermeture gaz lift

III.3.1.1 CARACTERISTIQUE DES CHAMPS DE TFT

Le tableau III.1 : Caractéristiques des champs de TFT

Nom	RESERVOIR	P _{PROF.} (moy) (m)	H. total (m)	H. util (m)	Porosit é (%)	Perm . (K) (md)	P.G _{actuel} (Kg/cm ²)	P.G INITIAL (Kg/cm ²)
TFT – ORDO	Ordovicien	2000	25	15	8,7	60	165	202
TFT - DEVO TFN	Dévonien	1400	50	15, 5	19,5	560	115	130
TAM – DEVO	Dévonien	1550	13	9,5	17,9	380	136	145
AMASSA K	Ordovicien	1970	16	13	9	60	183	202
DJOUA	DEVO - III	1688	46	20	15	80	150	170
	DEVO - VIII	1805	55	15	15	80	166	177
	DEVO - X	1915	51	10	15	80	171	180
TFY	Dévonien	1300	60	24	17,5	525	115	126
HMZ Nord	Dévonien	1560	5	3,5	17,4	15	144	146
HMZ Sud	Dévonien	1350	10 0	24	14,3	60- 450	125	138,5
HMZ .B	Dévonien	1500	19	9,5	17,3	80	142	146

III.3.1.1 Modes de production

Le tableau III.2 : Les modes de production des réservoirs de TFT

Nom	RESERVOIR	MODE DE PRODUCTION
TFT - ORDO	Ordovicien	ERUPTIF - GAZ LIFT
TFT - DEVO TFN	Dévonien	GAZ LIFT
TAM - ORDO	Ordovicien	GAZ LIFT
TAM - DEVO	Dévonien	GAZ LIFT
AMASSAK	Ordovicien	ERUPTIF
DJOUA	Dévonien	POMPAGE
TFY	Dévonien	GAZ LIFT
HMZ. Nord + SUD	Dévonien	POMPAGE
HMZ .B	Dévonien	POMPAGE

➤ **Tête de puits par mode de production**



Le figure III.11 : représente un puits de pétrole Mode non éruptif ,

Cette installation est utilisée pour un puits en production, en mode éruptif ou gaz lift, pour les puits TFT.

III.3.2 LES STATIONS FGL

Le réseau gaz lift se divise en deux réseaux : nord et sud.

III.3.2.1 RESEAU NORD :

Le réseau nord est constitué d'une station boosting «CTFN » et d'une station principale de compression et traitement « CPC »

III.3.2.1.1 STATION BOOSTING CTFN :

L'objectif de cette station est de récupérer le gaz torché du centre de séparation de TFN, de le comprimer de 1 à 6 bars.

Au niveau de ce centre on récupère des gaz associés par un séparateur tri-phasique.

- ✓ Huile vers stockage
- ✓ Eau purgé et envoyé vers bassin API.

- ✓ Gaz récupéré et comprimé jusqu'à 6 bars et envoyé vers CPC comme un appoint au 2^{em} étage du compresseur.

Le gaz du centre d'huile TFN est comprimé de 1 à 6 bars puis dirigé vers le 2em étage des compresseurs de CPC par une conduite 12" de 6,6 Kms d'une longueur.

Une station boosting est constituée de :

Un Compresseur alternatif booster à 01 étage (500).

- ✓ Débit : 160 000 m³/j.
- ✓ Pression d'entrée : 1 bar
- ✓ Pression de sortie : 6 bars.

Un moteur électrique d'entraînement

- ✓ Puissance : 585 kW.
- ✓ Tension : 5,5 kV.

Une Sous-station électrique 60kV/5,5 kV. Constructeur : THOMASSEN BV Hollande. Capacité de production (réduite à 50%) : 80 000 Std m³/j. suite au fonctionnement de CPC avec un seul compresseur.

❖ Description du processus de la station CTFN

1. Le gaz sous pression contrôlée provenant du séparateur de TFN huile est dirigé vers le séparateur d'entrée du compresseur booster. Si la pression du gaz augmente, la vanne de contrôle de la pression rejette les gaz superflus vers la torche.
2. Le gaz est filtré et dirigé vers le compresseur suppresseur, ce dernier est équipé de deux cylindres avec des ballons anti-pulsatoires.
3. Les liquides sont séparés du gaz comprimé. Ce gaz est dirigé vers les compresseurs de la station CPC.
4. Les fluctuations de la pression sont contrôlées au niveau de la ligne qui relie CTFN à CPC.

5. Les liquides provenant du séparateur d'entrée se dirigent vers bourbier. Ceux du séparateur final se dirigent vers le séparateur de TFN.

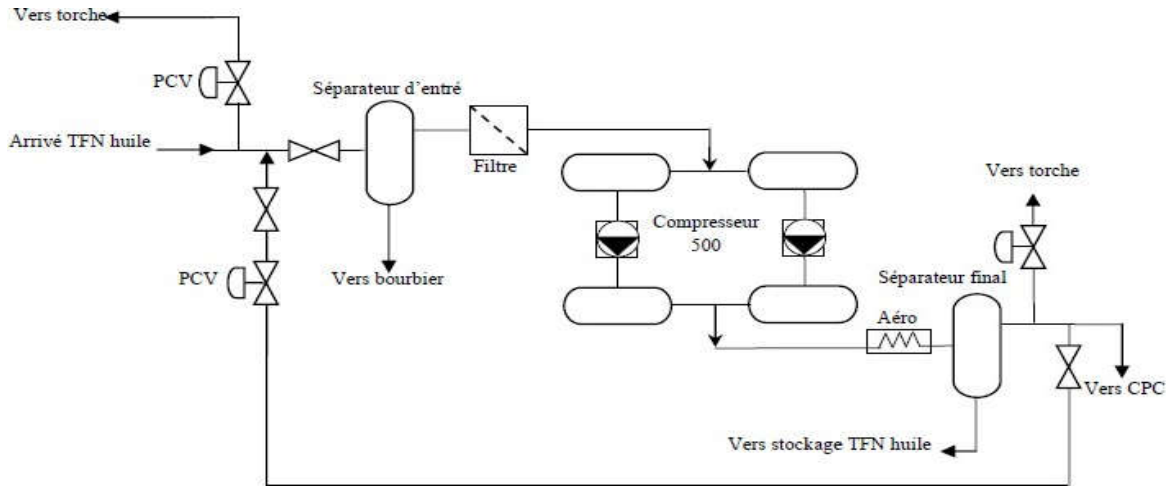


Figure III.12 : Schéma de process CTFN

III.3.2.1.2 STATION CPC :

L'objectif de cette station est de récupérer les gaz torchés des centres de séparation des périmètres TFT100 et TFN, les comprimer, les traiter et les envoyer vers le réseau GL 4".

Dans ce centre on récupère une quantité de gaz à partir du centre de séparation CPC huile, ce gaz est comprimé et traité et envoyé vers le réseau de gaz lift avec une pression de 70 bars.

Une station de compression est constituée de 03 Compresseurs identiques alternatifs (600- 700- 800) à 03 étages dont 02 sur 03 en service, et 1 autre en stand by

Débit : 160 000 m³/j par compresseur. Pression entrée : 1 bar.

Pression sortie : 70 bars.

-03 Moteurs d'entraînement :

Puissance : 1060 kW. Tension : 5,5 kV.

Unité déshydratation et d'adsorption (UDA) composée de :

- ✓ Tours de traitement.
- ✓ Séparateur d'entrée horizontal (flash).

- ✓ Aéroréfrigérant.
- ✓ Scrubber de régénération vertical.
- ✓ Réchauffeur à bain de sel.

Puissance calorifique : 554400 kcal/h

Température du bain : 345 °C

Capacité de traitement : 330 000 Std m³/j.

Débit de régénération : 3 100 N m³/h.

Durée du cycle : 08 heures de régénération (4h chauffage, 4 h refroidissement et 02 h d'attente) et 08 h de production

Constructeur : THOMASSEN BV Hollande

❖ Description du processus du collecteur des arrivées CPC

1. Le gaz sortant des séparateurs du centre principal de collecte (CPC huile) est récupéré au niveau du collecteur principal du CPC. La pression du gaz est maintenue constante par le régulateur de contrôle de la pression.
2. Si la pression du gaz augmente, la vanne de contrôle de la pression rejette les gaz superflus vers la torche. La torche est équipée d'une veilleuse pour brûler les gaz rejetés.
3. Du gaz d'appoint est fourni par la station CS1 (actuellement ce gaz est envoyé vers UTGA). Une partie de ce gaz est utilisée comme appoint au collecteur et l'autre partie comme appoint au deuxième étage des compresseurs.
4. Les liquides sont évacués vers le borbier.

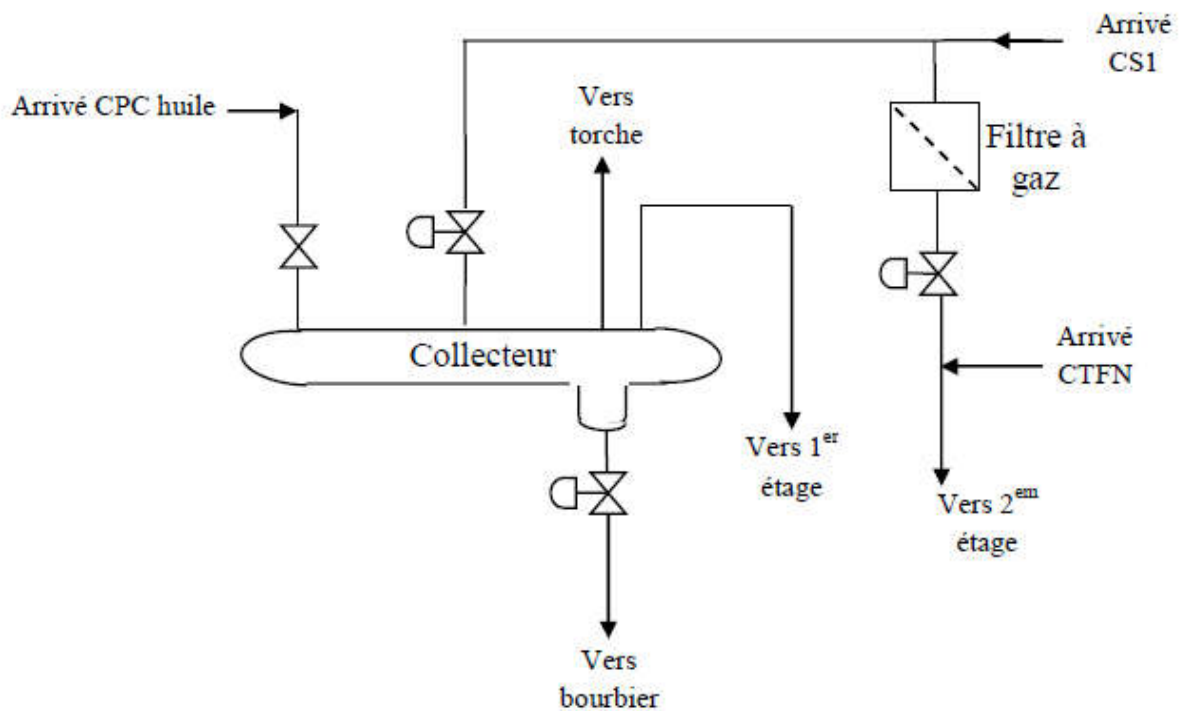


Figure III.13 : Schéma Collecteur du gaz CPC

❖ Description du process de compression et traitement CPC

1. Le gaz collecté est acheminé vers le séparateur d'entrée des compresseurs gaz lift pour éliminer les liquides qui sont évacués vers bourbier. Après séparation le gaz est filtré et se dirige vers l'aspiration des compresseurs gaz lift à trois étages.
2. Trois compresseurs gaz lift sont installés à CPC, deux sont en service et le troisième est de secours. Le gaz entre à basse pression au premier étage du compresseur. Chaque étage du compresseur est équipé de deux ballons anti pulsatoire.
3. Du gaz supplémentaire provenant du suppresseur de la station CTFN ou de la station CS1 est mélangé au gaz provenant du premier étage du compresseur et est dirigé à l'aspiration du second étage, ou il est comprimé, refroidi, séparé et dirigé vers le troisième étage.
4. Après la compression au troisième étage de chaque compresseur le gaz est refroidi par un aéroréfrigérant, après ce gaz est acheminé vers un séparateur final pour élimination des liquides. Le gaz comprimé est saturé d'eau donc il sera séché par unité de déshydratation par adsorption.

5. Un fois le gaz déshydraté, il se dirige vers le réseau gaz lift. L'unité est équipée des soupapes de sécurité de vanne auto régulatrice PCV qui fonctionne en cas d'augmentation de la pression.

6. Les liquides gazeux de basse pression sont dirigés vers borbier et les condensâts sont dirigés vers le séparateur d'huile au niveau de CPC huile

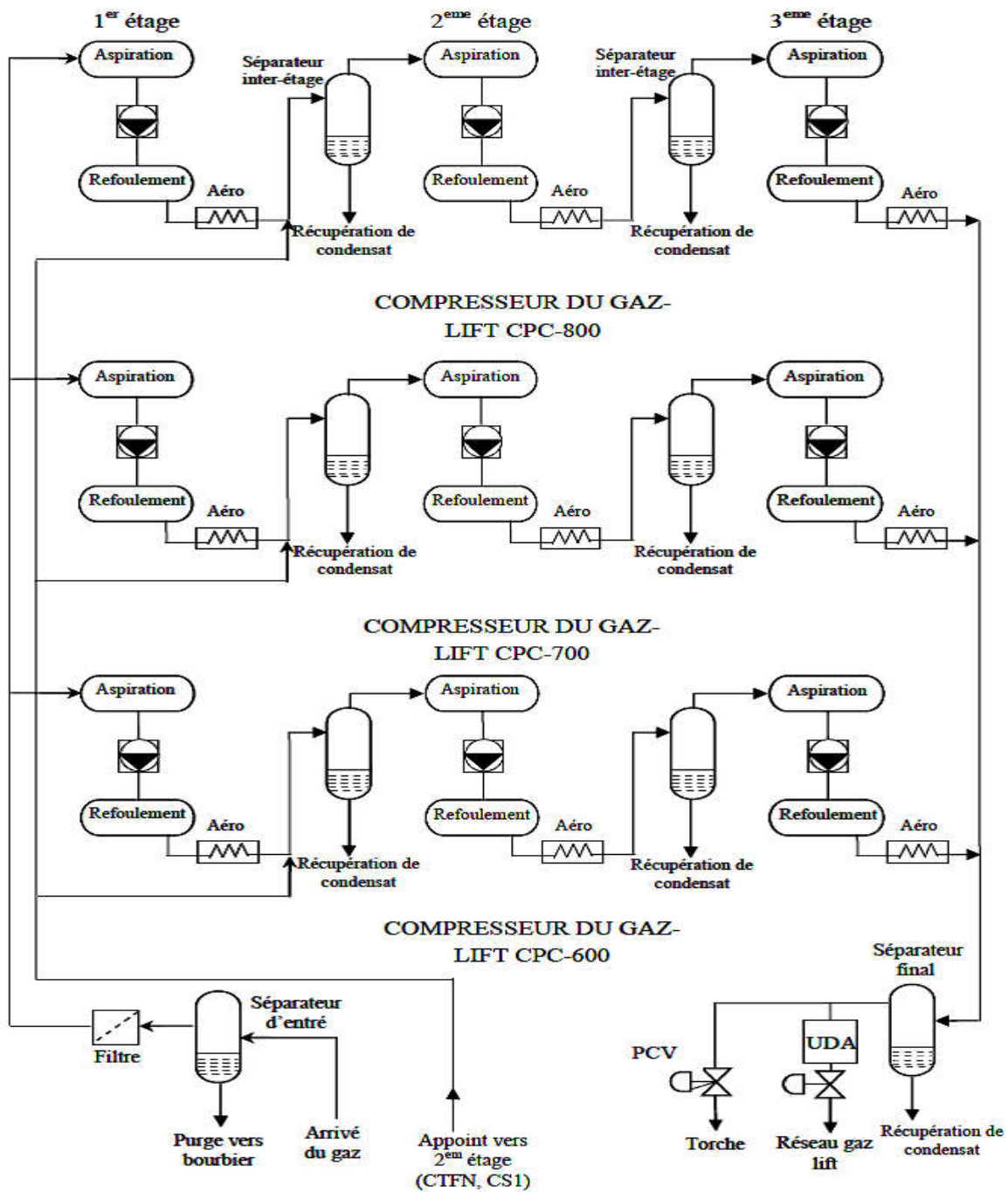


Figure III.14 : Schéma synoptique centre-CPC

III.3.2.1 RESEAU SUD :

Le réseau sud est constitué d'une station de boosting «MF5 » et d'une station principale de compression et traitement «MF3 »

III. 3.2.1.1 STATION BOOSTING MF5 :

L'objectif de cette station est de récupérer du gaz torché du centre de stockage TFY, de le comprimer de 1 à 6 bars et de l'envoyer vers le 2eme étage des compresseurs de MF3 a Travers une conduite de 4" et d'une longueur de 5kms.

Comprend principalement un compresseur booster 100. Une station boosting est constituée de

01 Compresseur alternatif booster à 01 étage

- ✓ Débit : 17 000 Std m³/j.
- ✓ Pression d'entrée : 1 bar
- ✓ Pression de sortie : 6 bars

01 Moteur électrique d'entraînement

- ✓ Puissance : 60kW
- ✓ Tension : 380 V

01 Sous-station électrique 60kV/5,5kV

- ✓ Constructeur : THOMASSEN BV Hollande
- ✓ Date de début de construction : 1979
- ✓ Date de mise en production : Décembre 1986
- ✓ Capacité de production : 17 000 m³/j

III. 3.2.1.1 STATION MF3 :

L'objectif de cette station est de récupérer des gaz torchés des centres de séparation du périmètre de TFY (MF1, MF2, MF3, MF4, et MF5), les comprimer, les traiter et les envoyer vers le réseau GL 6".

Une station de compression est constituée de :

03 compresseurs alternatifs (200-300-400) à 03 étages 02 en service et 01 de secours.

- ✓ Débit : 135 000 m³/j par compresseur.
- ✓ Pression d'entrée : 01 bar
- ✓ Pression de sortie : 70 bars.

01 Sous-station électrique 60kV/ 5,5 Kv

03 Moteurs d'entraînement identiques à ceux de CPC. Une unité de déshydratation (UDA) .

- ✓ Capacité de traitement : 600 000 stdm³/j
- ✓ Débit normal de traitement : 270 000 gem³/j
- ✓ Débit de régénération : 5 350 Nm³/h
- ✓ Puissance calorifique : 894600 kcal/h
- ✓ Constructeur : THOMASSEN BV Hollande
- ✓ Date de début de construction : 1979
- ✓ Date de mise en production : décembre 1986

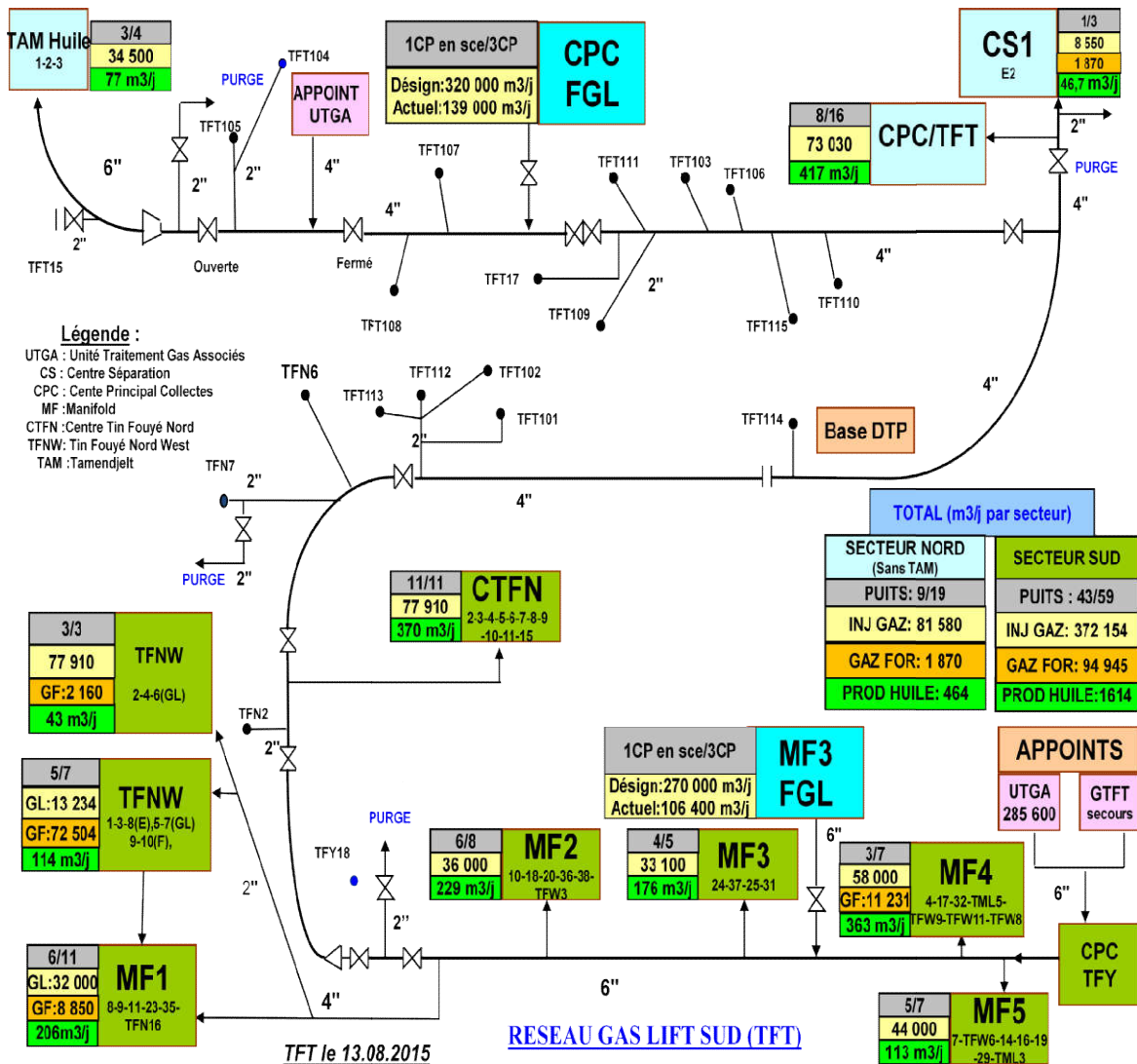


Figure III.15: Schéma du Réseau GL (Dévonien) Sud et Nord

III.3.3 TRAITEMENT DU GAZ ET COMPRESSION

III.3.3.1 PROCESSUS GAZ LIFT :

Lorsque les pressions du gisement de pétrole ou le volume, ou les deux, ont diminué tellement que les puits ne peuvent pas produire en utilisant seulement l'énergie de formation, il est possible de continuer la production en apportant à l'énergie de formation la force de gaz comprimés et injectés par un puits en surface. Le processus est dit « Gaz Lift » qui est basé sur l'équipement du puits en mandrins, destinés à recevoir des vanes tarées en surface pour une ouverture alternée pour une pression et un débit donné de gaz en surface.

Le gaz Lift pour TFT est continu, pour atteindre la pression d'ouverture des vannes installées à une certaine profondeur nécessite une pression de gaz obtenue à travers des compresseurs, pour le cas du service FGL, ils sont alternatifs à 03 étages.

Auparavant les gaz produits étaient brûlés à la torche. Maintenant, les gaz produits par les centres de séparation du secteur sud et CPC TFT sont acheminés vers les stations de compression de gaz.

Les gaz associés venant des séparateurs contiennent encore des hydrocarbures d'un poids moléculaire élevé ainsi que quelques corps solides en suspension et de l'eau.

Après filtration et une séparation, le gaz est dirigé à l'aspiration du premier étage du compresseur, où il est comprimé.

Après refroidissement et séparations des condensats, le gaz comprimé du premier étage est mélangé au gaz provenant du compresseur booster (CTFN ou MF5) et dirigés à l'aspiration du second étage du compresseur.

Après refroidissement et séparation des condensats, les gaz comprimés sont dirigés à l'aspiration du troisième étage où les gaz sont, une fois de plus refroidis et séparés de condensat dans un scrubber final.

III.3.3.2 FILTRATION DU GAZ :

Chaque station de traitement et de compression de gaz contient une batterie de filtres à l'entrée de l'unité pour éliminer les particules solides entraînées par le gaz humide, ces batteries fonctionnent- selon une différence de pression donnée.

III.3.3.3 COMPRESSION DU GAZ :

Dans le projet FGL, le constructeur a choisi les compresseurs volumétriques alternatifs à piston à double effet car ce type est adéquat avec les caractéristiques du gaz à récupérer à partir des différents centres de séparation, les compresseurs des stations FGL ayant le même type et différentes dimensions (nombre d'étages) qui sont entraînés par des moteurs électriques (5,5 KV et 380 V).

Ces compresseurs sont des machines où le gaz est comprimé dans une chambre par une pièce animé d'un mouvement alternatif qui est le piston.

La figure ci-dessous montre le schéma d'un compresseur alternatif industriel à double effet où le gaz est comprimé dans deux chambres, l'une étant à l'avant du piston (effet avant), l'autre à l'arrière (effet arrière).

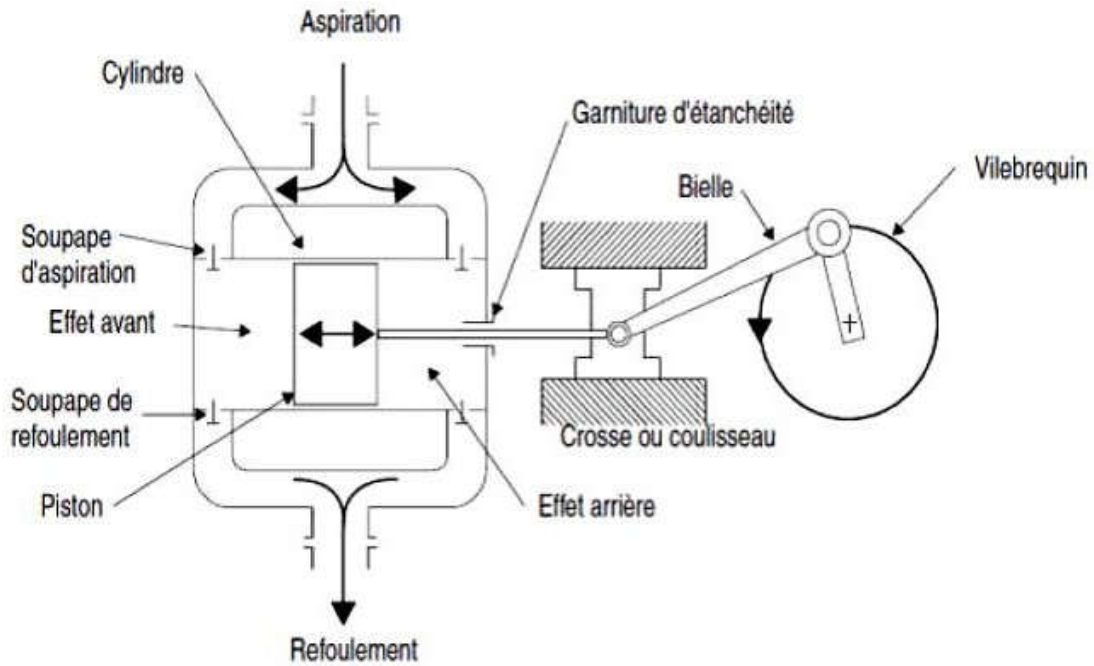


Figure III.16 : Schéma de principe d'un compresseur

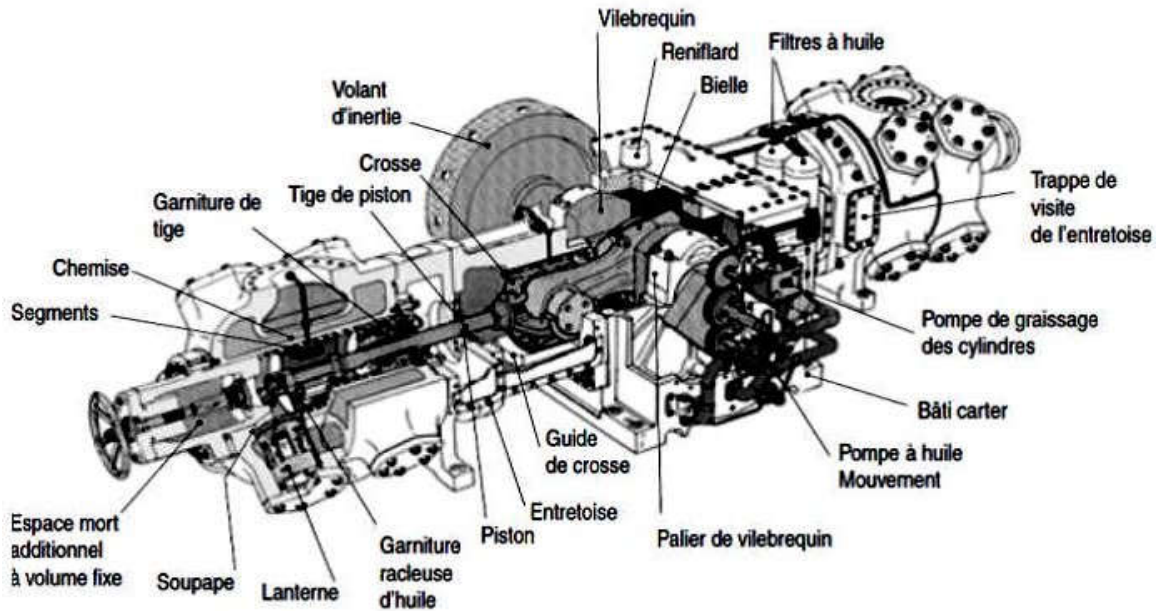


Figure III.17 : Schéma d'un compresseur volumétrique à un seul étage.

Dans chaque étage le gaz est aspiré par le compresseur à faible pression, le compresseur augmente la pression ainsi que la température, donc ce gaz sera refroidi par des aéros ensuite il passe dans un séparateur pour éliminer les liquides.

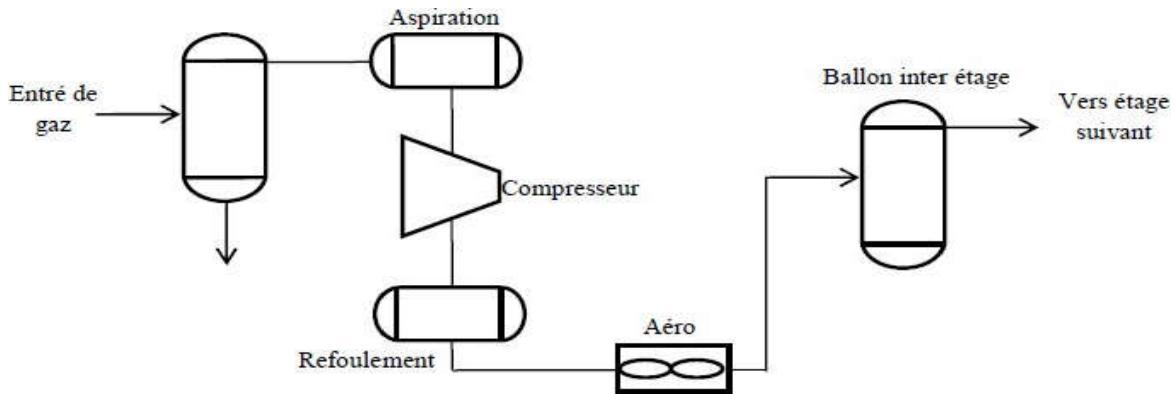


Figure III.18 : Schéma d'un étage de compression

III.3.3.4 DESHYDRATATION DU GAZ :

Le gaz provenant des compresseurs gaz lift est saturé en eau et causerait la formation de glace (hydrates) aux points de condensation (température de rosée) de l'unité et des puits s'il n'était pas séché.

Des températures de points de rosée basses peuvent être obtenues par l'absorption de l'humidité par tamis moléculaire, qui fait partie des opérations physiques de séparation des mélanges et se manifeste lorsqu'on met en contact un fluide et un solide par des phénomènes de surface dite théorie du transfert de masse.

Le procédé consiste en une opération cyclique (cycle de 08 heures) pour laquelle deux tours ont été installées, une tour étant en cours de régénération pendant que l'autre effectue le séchage du gaz.

Le gaz devant être séché circule à haute pression (70 bars) à travers les tours.

Les vapeurs d'eau et les hydrocarbures volatils sont séparés par les réactions d'adsorption aux couches adsorbants (tamis moléculaire) à l'intérieur des tours.

La capacité d'adsorption est fonction de la concentration et de la pression de la vapeur d'eau dans le tamis moléculaire, de la pression et température utilisée.

La régénération du tamis saturé est obtenue en le chauffant avec du gaz chaud venant des réchauffeurs à bains de sel, durant 4 heures puis un refroidissement de 02 heures puis 02 heures attente.

Après régénération de la tour avec le changement de cycle elle redevient en séchage. L'eau et les hydrocarbures volatils sont séparés du gaz de régénération une fois refroidis puis envoyé vers le borbier.

Le gaz refroidi et séparé est alors comprimé à travers un compresseur centrifuge pour vaincre la perte de charge et retourne au gaz à l'entrée de l'unité UDA (Unité Déshydratation Adsorption).

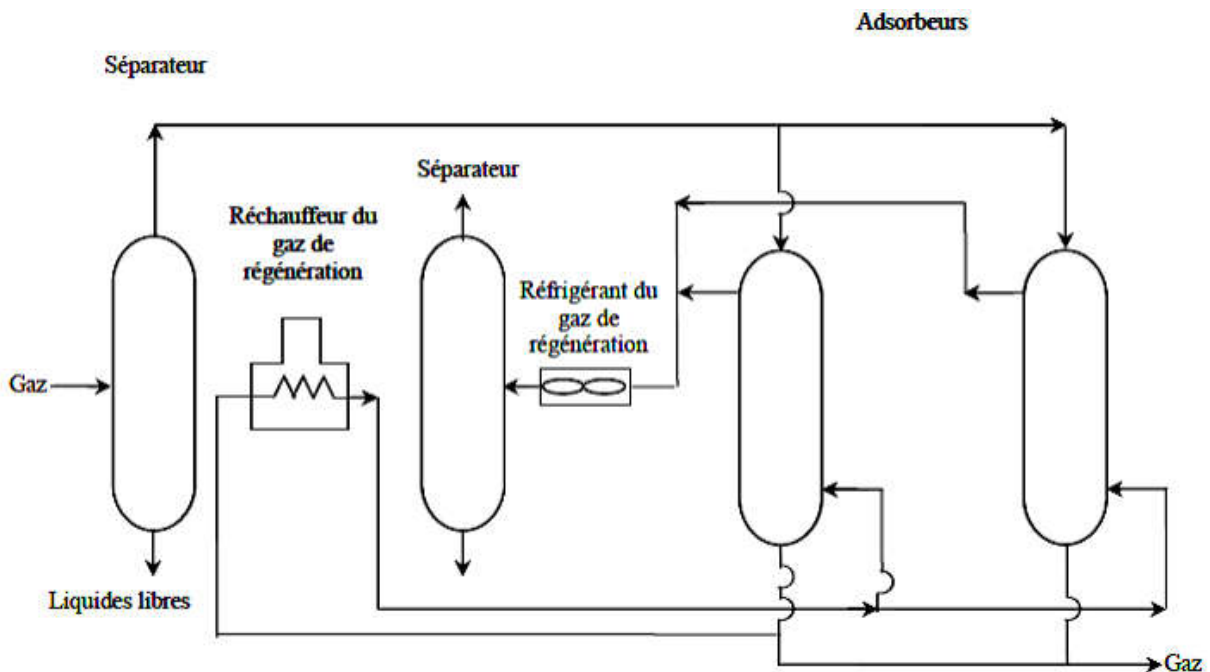


Figure III.19 : Schéma générale de l'unité de déshydratation

III.3.3.5 RECHAUFFEUR DE GAZ DE REGENERATION SBH (SQLT BATH HEATER)

Afin de réchauffer le gaz de régénération, un réchauffeur à bain de sel SBH est utilisé. Le gaz circule à travers un serpentin immergé dans un bain de sel liquide chauffé à environ 345°C. Le chauffage de sel s'effectue par un transfert de chaleur transmis par les tubes à feu du SBH, ou s'effectue une combustion de gaz. L'air secondaire ne nécessite pas d'ajustement. des boites de contrôle d'allumage sont fournies pour allumer la veilleuse. Le point de consigne de température du bain de sel affiche au contrôle TIC 6466 contrôle l'allumage des bruleurs principale air secondaire de combustion est fourni par tirage naturel. L'aire primaire nécessaire au mélange pour la combustion est obtenu par l'ajustement de la micro vanne de rapport située sur le cote entrée du bruleur. L'air et le gaz sont alors bien mélangés avant combustion. Lors de la combustion du mélange air-gaz, une température de l'ordre de 160°C est atteinte à l'intérieur des tubea feu. Le système de contrôle du réchauffeur SBH utilise deus contrôles primaires. Un contrôle de température TIC/TV-6466 commande la température du bain de sel et contrôle le débit de gaz aux bruleurs autre contrôle de température TC-6468 commande la température de sortie du gaz de régénération et contrôle la position de la vanne papillon TV 6468.

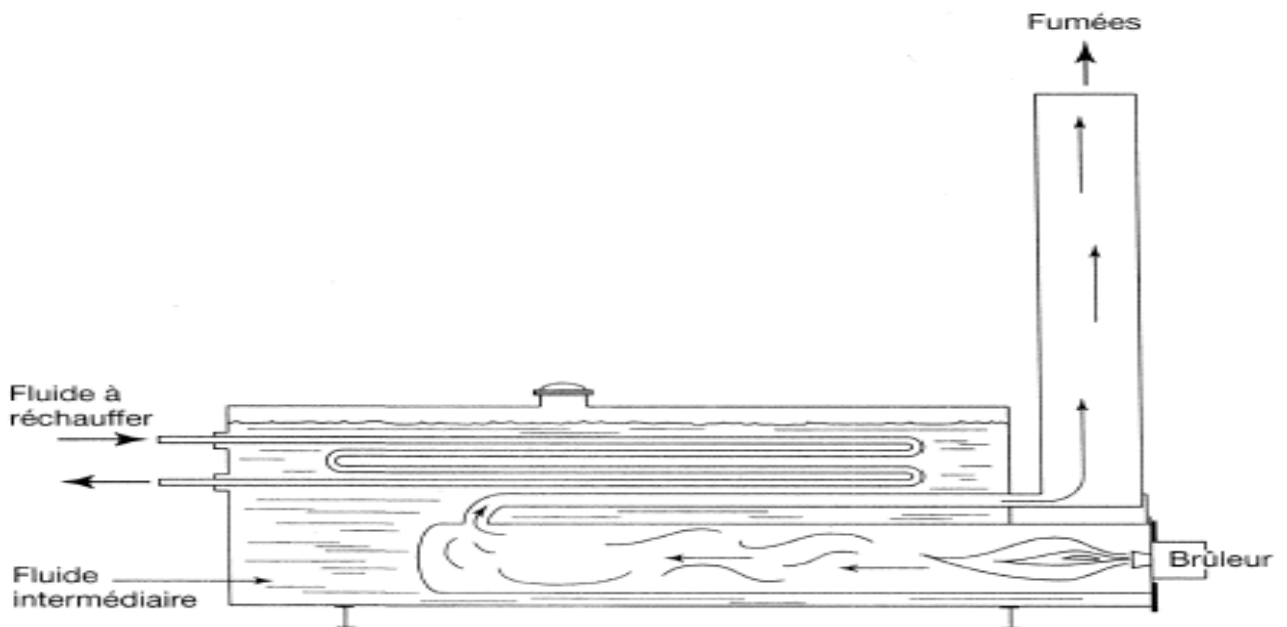


Figure III.20 Schéma du réchauffeur indirect

**CHAPITRE IV. PROCÉDE
DE TRAITEMENT DES
GAZ ASSOCIÉS (UTGA)**

IV. PROCÉDE DE TRAITEMENT DES GAZ ASSOCIÉS (UTGA)

IV.1 INTRODUCTION :

Les pétroles bruts constitués essentiellement des hydrocarbures liquides contiennent en général des parties volatiles qui se trouvent dissoutes dans le gisement, ces parties volatiles (gaz associés) s'échappent à l'état gazeux dès que le pétrole brut est amené à la pression atmosphérique.

Le gaz associé au brut, est un mélange souvent très riche en méthane et contient généralement en proportion décroissante presque tous les hydrocarbures ; en outre il renferme en quantité variable l'azote, gaz carbonique, les composés sulfurés et l'eau. Il se trouve sous pression dans les roches poreuses du sous-sol, souvent en solution avec du pétrole brut

Il y a encore quelques années, dans la région de TFT, les gaz associés étaient évacués directement vers les torches, le gaz utilisé comme gaz lift pour certains puits producteurs d'huile (non éruptifs) et pour alimenter les turbines à gaz de la centrale électrique était produit par deux puits producteurs de gaz et pour la récupération les condensats et pour la commercialisation et pour ne pas payer les taxes du gaz torché et le plus important pour la protection de l'environnement.

Ce n'est qu'en 1986 que l'unité de traitement des gaz associés « UTGA » a été mise en marche afin de produire du gaz sec et récupérer du condensat.

IV.2 Présentation de l'UTGA :

L'unité de traitement de gaz associés est une filiale du groupe SONATRACH qui est un acteur majeur de l'industrie pétrolière et gazière au service de l'économie algérienne. Elle est la première entreprise du continent Africain, à travers ses partenaires SONATRACH est présente dans de nombreux pays.

Le groupe intègre cinq activités à savoir l'exploitation, la production, le transport, la liquéfaction, le raffinage, la pétrochimie et enfin la commercialisation.

La station UTGA (unité de traitement de gaz associés) est conçue pour la récupération des gaz initialement torchés au niveau des centres de séparation CS1, 2, 3, 4, 5 et Amassak. la chaîne de process est composée de :

1. La compression.
2. La déshydratation
3. La récupération des condensats.
4. La recompression.

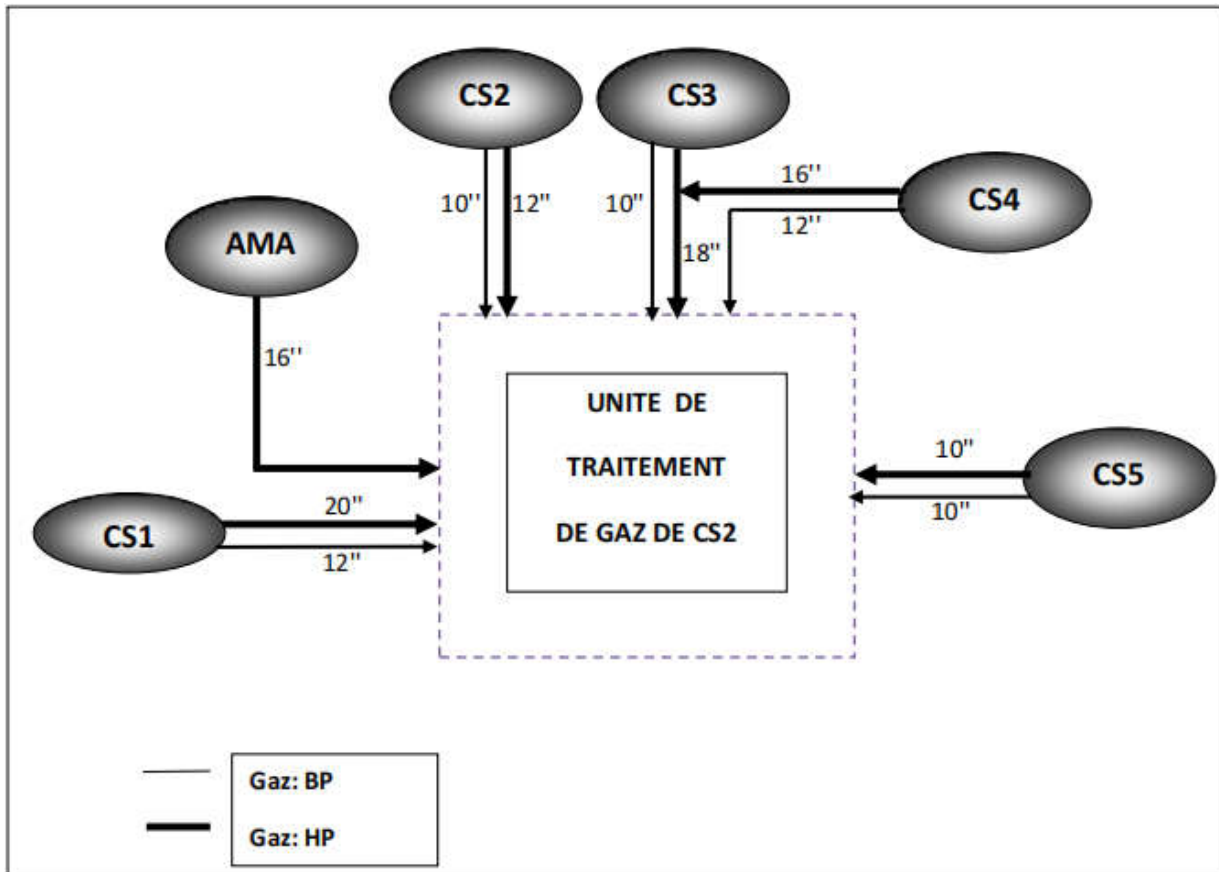


Figure IV.1 : Schéma du réseau de collecte des gaz associés à l'UTGA

La station est conçue pour la récupération des gaz initialement torchés au niveau des centres de séparations, les traiter et les compresser à 80 bars dans le but de l'utiliser pour satisfaire les besoins de la région en gaz-lift et la commercialisation du surplus, tout en récupérant le condensat.

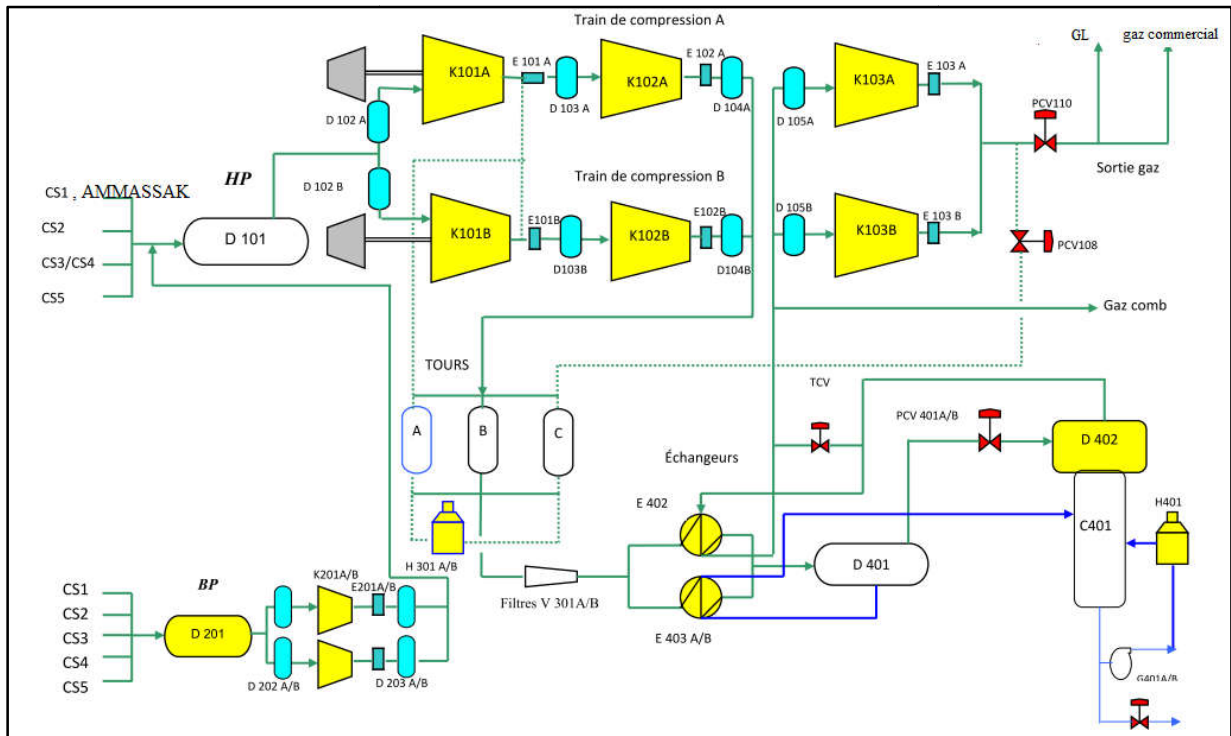


Figure IV.2 : Schéma simplifié de l'UTGA

IV.2.1 Capacité de l' UTGA :

- ✚ Débit de gaz à traiter : 4,4 millions Sm^3/j Soit 2,2 millions Sm^3/j par train.
- ✚ Débit du gaz de vente : 3 millions Sm^3/j .
- ✚ Débit du gaz lift : 1,4 millions Sm^3/j .
- ✚ Débit du condensat : Hiver : 170 tonnes/j Eté : 500 tonnes/j.

IV.2.2 Paramètres du gaz associé :

- ✚ Taux d'humidité : < 50 ppm.
- ✚ Pression de sortie : 80 kg/cm^2 .
- ✚ Pression d'entrée HP : 6 kg/cm^2 .
- ✚ Pression d'entrée BP : 0,5 kg/cm^2
- ✚ Poids moléculaire : gaz HP MW=22.54 et gaz BP MW=29.23

IV.2.3 Spécifications du gaz associé :

❖ Composition

Tableau II.1 : composition du gaz

Composants	Gaz - associé HP		Gaz – associé BP	
	Eté	Hiver	Eté	Hiver
	Mol %	Mol %	Mol %	Mol %
N ₂	1.78	2.46	0.91	2.41
CO ₂	0.97	1.06	1.28	0.98
C ₁	75.32	77.59	52.83	63.88
C ₂	10.53	10.33	18.67	14.47
C ₃	5.98	5.62	14.39	11.30
i-C ₄	0.67	0.57	1.84	1.26
n-C ₄	2.00	1.50	5.42	3.44
i-C ₅	0.70	0.26	1.17	0.66
n-C ₅	1.01	0.32	1.53	0.89
C ₆	0.72	0.19	1.23	0.50
C ₇	0.32	0.10	0.59	0.21
C ₈	-	-	0.14	-
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

❖ Température et pression de gaz

Tableau II.2 : Température et pression de gaz

	Température (°C)		Pression (bars)	
	Été	Hiver	Gaz HP	Gaz BP
CS1	34.5	19	6	0.6
CS2	49	16	6	0.6
CS3	29	12	6	0.6
CS4	29	12	6	0.6
CS5	49	16	6	0.6
AMA	33	21	6	0.6

IV.2.4 Fiche technique de l'UTGA

Tableau II.3 : Fiche technique de l'UTGA

STATION MISE EN SERVICE	EN JUIN 1987
CAPACITE	2 TRAINS
TRAITEMENT	4 400 000 Sm³ / j
GAZ DE VENTE	2 620 000 Sm³ / j
GAZ LIFT	1 420 000 Sm³ / j
FUEL GAZ	360 000 Sm³ / j
CONDENSAT	400 T/J
TURBINE A GAZ	02
TYPE	FRAME MS 5002

GAZ COMBUSTIBLE	GAZ NATUREL
PUISSANCE	35000 HP
VITESSE DE L ARBRE BP	4670 RPM
VITESSE COMPRESSEUR	5100 RPM
PUISSANCE NOMINALE	19000 KW
TYPE DE COMPRESSEUR	CENTRIFUGE

IV.2.5 Désignations des équipements

Tableau II.4 : Désignations des équipements

Abréviation	Désignation
A/B	Trains de compression
D	Ballon de séparation
E	Refroidisseur (aéroréfrigérant)
K	Compresseurs
KT	Turbines
H	Réchauffeur
C	Stripper
G	Pompes de drainage
E402	Echangeur de chaleur gaz/gaz
E403	Echangeur de chaleur gaz/liquide
D301A/B/C	Sécheur de gaz
100	Section haute pression
200	Section basse pression
300	Section déshydratation
400	Section traitement
500	Section utilités

IV.3 Description du procédé

IV.3.1 Réception des gaz associés :

Les gaz associés envoyés à la station sont réceptionnés par :

- Un séparateur d'entrée gaz BP (D-201) par l'intermédiaire d'un collecteur BP.
- Un séparateur d'entrée gaz HP (D-101) pour les gaz associés HP par l'intermédiaire d'un collecteur HP.



Figure IV.3 : Point de collecte des différents centres de séparation

IV.3.2 Section de compression de gaz à basse pression

Les gaz associés BP réceptionnés sont envoyés à la section de compression, cette section de compression est composée de deux unités de compression dont chacune est constituée de :

- Deux compresseurs de gaz BP entraînés par un moteur électrique avec ses installations auxiliaires.
- Deux refroidisseurs.
- Deux ballons l'un pour l'aspiration et l'autre pour le refoulement.

Les gaz associés BP provenant des centres de séparation sont introduits dans le séparateur d'entrée de gaz BP (D-201) pour la séparation des condensats.

Les gaz sortant du (D-201) sont amenés à deux unités de compression dont chacune a une capacité de traitement correspondant à 50% de la quantité totale des gaz BP.

Les gaz d'alimentation BP sont introduits dans le compresseur de gaz (K-201A/B) par l'intermédiaire du ballon d'aspiration (D-202A/B) où les gaz est séparé à nouveau de son liquide et comprimé jusqu'à la pression équivalente à celle du gaz associé HP à l'arrivées.

Le gaz est ensuite refroidi par le refroidisseur complémentaire du compresseur de gaz BP (E-201A/B) et décanté par le ballon de refoulement (D-203A/B).

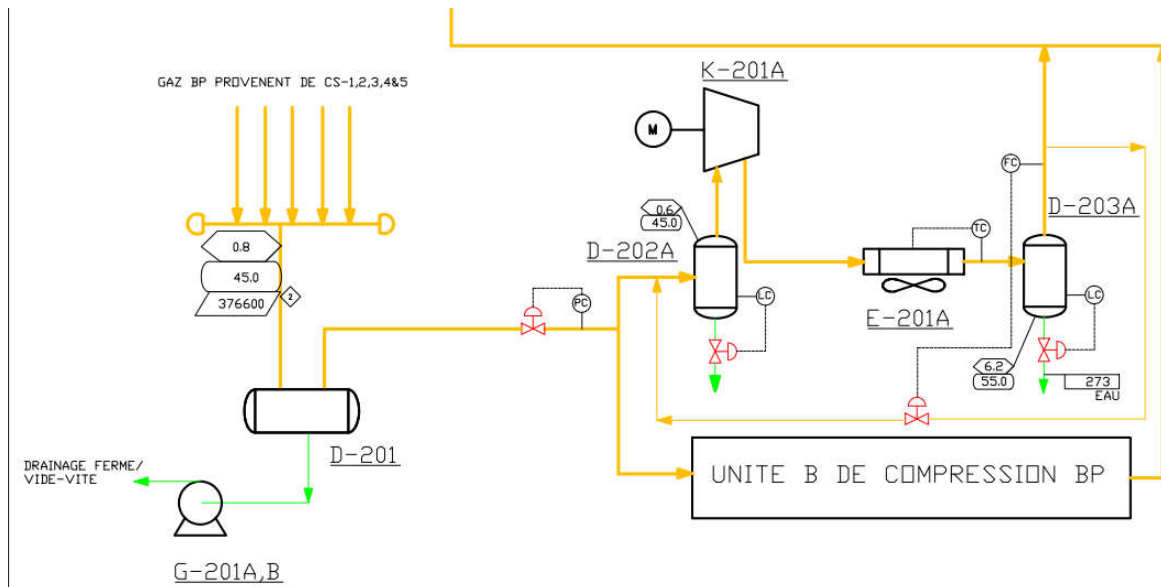


Figure IV.4 : Schéma du procédé de la section BP

IV.3.3 Section de compression et de ré-compression HP

Cette section est constituée de deux unités de compression dont chacune comporte :

- Trois compresseurs (deux pour la compression, et un pour la recompressions), qui sont entraînés par une turbine à gaz et les installations auxiliaires.
- Quatre ballons.
- Trois refroidisseurs.

Chaque unité de compression a une capacité suffisante pour compresser 50% de la quantité nominale de production du gaz de la station.

Les gaz HP amenant des centres de séparation sont introduits avec le gaz provenant du compresseur de gaz BP dans le séparateur d'entrée de gaz HP (D-101) d'où le gaz est envoyé à deux trains identiques de compression de gaz.

Dans chacun de ces trains, le gaz entre dans le premier compresseur (K- 101A/B) via le ballon d'aspiration (D-102A/B) le gaz sortant du (K-101A/B) est mélangé au gaz chaud de régénération provenant de la station de déshydratation et entré dans le deuxième compresseur (K-102A/B) après avoir été refroidi par le refroidisseur complémentaire du premier compresseur (E-101A/B) et décanté par le ballon d'aspiration du deuxième compresseur (D103A/B) le gaz de refoulement du (K-102A/B) est refroidi par le refroidisseur complémentaire du deuxième compresseur (E-102A/B) et décanté par le ballon de refoulement du compresseur (D104A/B), le gaz comprimé provenant des trains A et B sont réunis ensemble et passent dans les schémas de déshydratation de gaz (D-301A/B/C).

Le gaz traité sortant du (D-402) est envoyé au ballon d'aspiration de ré-compression (D-105A/B) via (E-104).

Après avoir quitté le (D-105A/B), le gaz traité est comprimé par le ré-compresseur (K-103A/B) jusqu'à une pression suffisante (80 Kg/cm²) pour être expédié de la station, après avoir été refroidi par le refroidisseur complémentaire de ré-compresseur (E-103A/B) le gaz comprimé est envoyé au réseau du gaz lift et à la canalisation du gaz commercial.

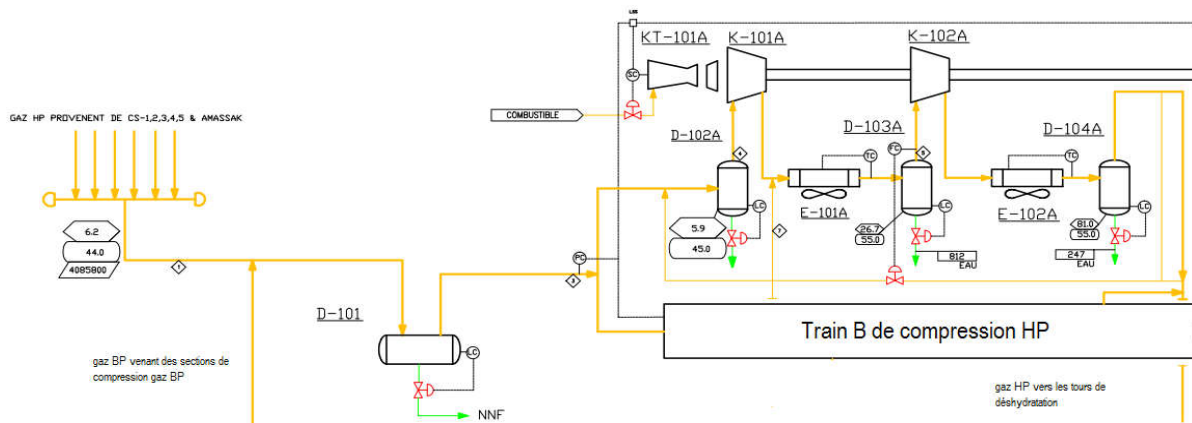


Figure IV.5 : Schéma de compression boosting

IV.3.4 Section de déshydratation de gaz

La section de déshydratation consiste en un système à trois lits à tamis moléculaire type 4Å devant fournir un gaz à moins de 1ppmV en eau pour prévenir toute congélation dans la section froide, partie traitement. L'opération des sécheurs est automatique et leur efficacité est surveillée en continu par un analyseur d'eau situé en aval de l'installation. Le gaz détendu (flashé)

provenant de la section ré-compression, commercialisation est utilisé pour le refroidissement et la régénération des sécheurs puis réinjecté dans le circuit de gaz refoulement compresseur 1er étage juste avant l'aéroréfrigérant en vue de condenser son eau dans le ballon (D103). L'automatisme de ses sécheurs est assuré par une séquentielle électronique qui agit sur un système de vannes qui se prédisposent à chaque cycle [19].

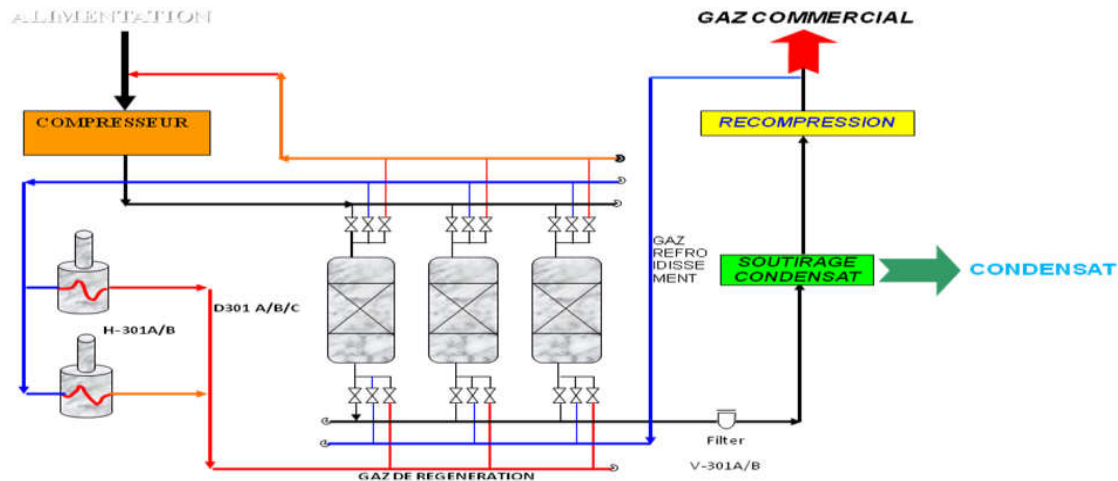


Figure IV.6 : Schéma de la section de déshydratation

IV.3.5 Section de traitement

Cette section a pour fonction d'assurer la production du gaz traité ainsi que l'extraction et dégazage du condensat.

Elle est constituée de:

- Deux séparateurs.
- Un échangeur gaz/gaz et un échangeur gaz/liquide.
- Un stripper.
- Un rebouilleur de stripper.
- Deux pompes de rebouilleur.
- Installation d'évacuation de condensat avec un refroidisseur.

Le gaz sec en provenance des trois sécheurs (section de déshydratation) est divisé en deux écoulements, l'un d'entre eux subit un échange thermique avec le gaz provenant de séparateur à basse pression dans l'échangeur gaz-gaz (E-402) et l'autre avec le liquide provenant du

séparateur à haute pression (D-401) dans l'échangeur gaz-liquide (E-403) ces deux écoulements de gaz sont ensuite mélangés à nouveau et entrent dans le séparateur HP (D-401), le liquide extrait est envoyé au stripper (C-401).

Le gaz émanant du séparateur HP, subit une détente adiabatique dans le (D-402) afin de réduire son point de rosée et le liquide condensé est collecté dans le stripper (C-401) une légère fraction gazeuse est dégagée du condensat. Le liquide de fond est reprisé par les pompes de rebouilleur (G401) puis réchauffé à l'aide du rebouilleur de stripper (H-401) le condensat de fond est envoyé au centre de séparation après avoir été refroidi par le refroidisseur de condensat (E-401) [19].



Figure IV.7 : Echangeur gaz-gaz E403A/B



Figure IV.8 : Echangeur gaz-liquide E403A/B



Figure IV.9 : Réchauffeurs H301A/B



Figure IV.10 : Stripper C401

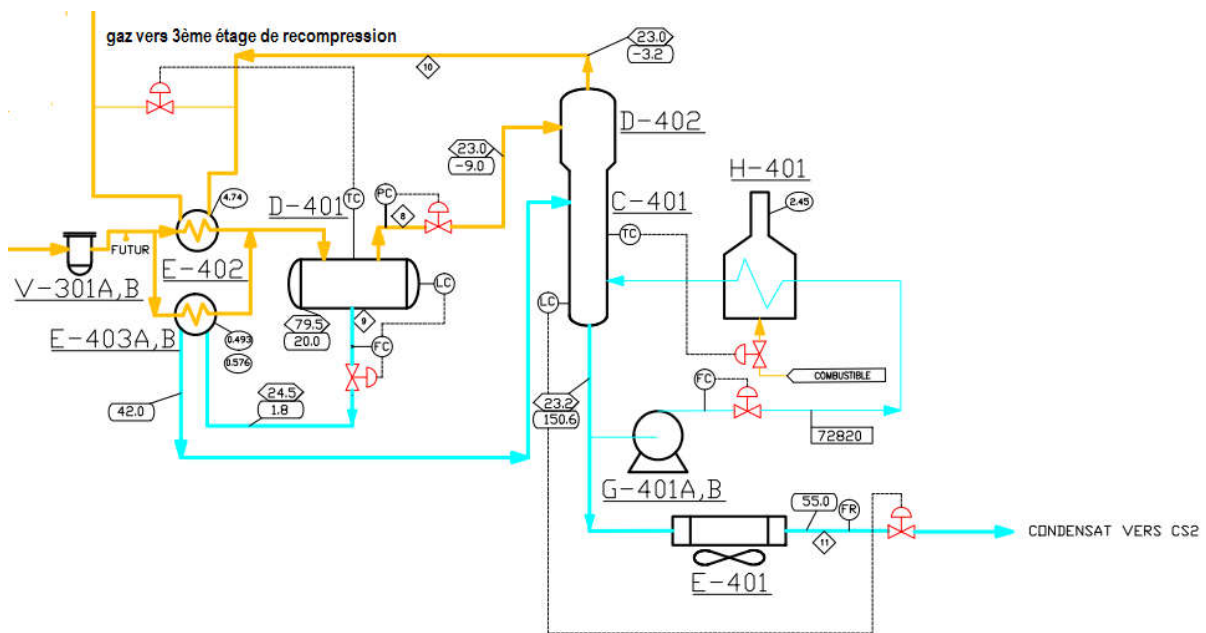


Figure IV.11 : Schéma de la section de traitement

IV.3.6 Section de re-compression

Le gaz sortant du stripper et échangeur, se partage en deux, et passe par le ballon d'aspiration de 3ème

étage D105A/B pour être comprimé de 20 à 80 bars par le compresseur K103A/B. Après

refroidissement par les aéros E103A/B, le gaz sort à 55°C est prêt à être exploité comme suite :

- Une partie va être utilisée comme gaz de régénération pour les tours de séchage.
- Une partie va être utilisée comme gaz combustible pour les turbines à gaz, fours et la centrale électrique.
- Une partie va être envoyée vers le réseau GL pour les deux secteurs Nord et Sud.
- Le surplus va être expédié comme gaz commercial vers Hassi R'mel via le gazoduc GR1/GR2.

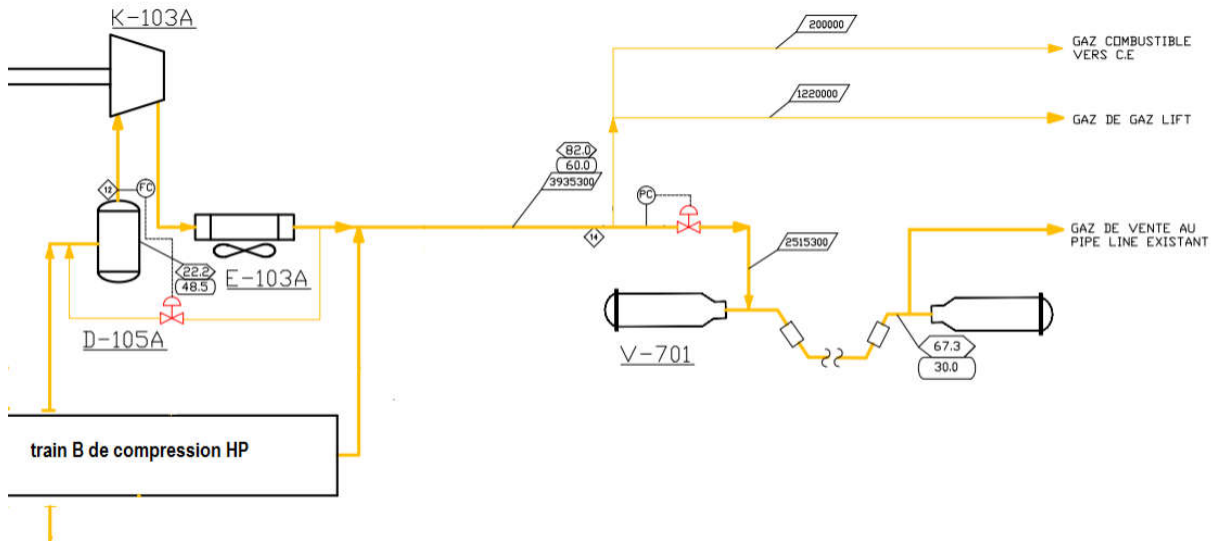


Figure IV.12 : Schéma de la section de re-compression

IV.4 Etude d'un cycle d'adsorption :

IV.4.1 Adsorption

Une opération qui dure **4 heures**, elle est réalisée à haute pression **80.6 kg/cm²**. Le gaz provenant de la compression 2^{ème} étage (**K102A/B**) est dirigé par l'intermédiaire des vannes d'adsorption sur le sécheur en question (ex : **XV302/303 A**. Sécheur **D-301A**). Une fois le gaz débarrassé de son eau, il est envoyé vers la section traitement en passant par les filtres **V-301A/B**.

IV.4.2 Chauffage

Le gaz sortant des fours **H-301A/B** à une température de **290°C** passe dans la tour en chauffage pendant **3 heures et 45 minutes**, puis réinjecté au refoulement des compresseurs **K101A/B** en amont des aéroréfrigérant **E101A/B**.

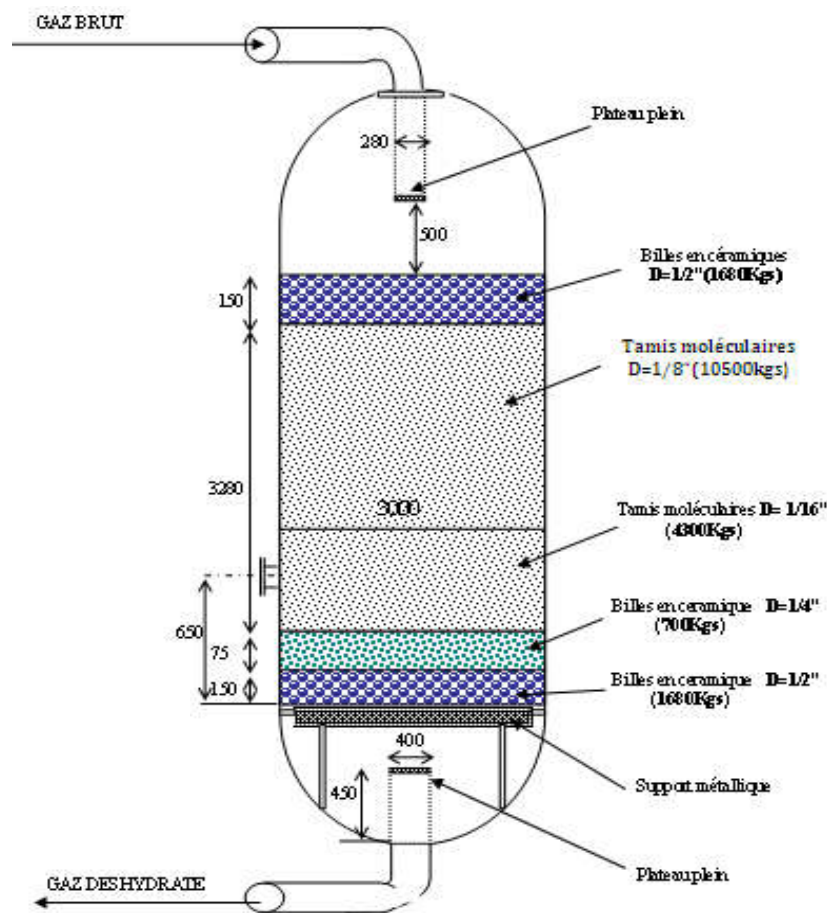
IV.4.3 Refroidissement

Elle se déroule en **3 heures et 45 minutes**, le gaz utilisé provient du gaz traité où il est détendu à une pression de **32 kg/cm²**, par la vanne automatique **PCV108**. Un piquage de gaz est réalisé en amont de l'aéroréfrigérant **E-103A/B** et en aval de la **PCV108** pour maintenir la température du fluide de refroidissement à **50°C** grâce à la **TCV112**.

Une fois que le gaz a servi au refroidissement du tamis moléculaire en question, il est dirigé vers les fours H301A/B pour les besoins de la régénération.

IV.4.4 Système de pressurisation /dépressurisation des sécheurs

A chaque fin de cycle et pour permettre aux sécheurs de travailler dans leurs conditions (Adsorption : 80.6 kg/cm^2 , refroidissement /régénération : 30 et $28,5 \text{ kg/cm}^2$), un système de vannes est prévu dans ce sens, pour assurer la pressurisation avant l'absorption et la dépressurisation avant le chauffage et le refroidissement.



SCHEMA DU DESHYDRATEUR GAZ D301

Figure IV.13 : Schéma d'une tour de déshydratation

IV.5 Process :

Le gaz venant des centres de séparation en HP et BP est reparti comme suite :

Le gaz BP entre dans le séparateur horizontal D-201 pour la séparation des liquides, qui seront évacués vers le séparateur torche D-511 pour être expédiés vers CS2 huile.

Le gaz partagé en deux parties, rentre dans les scrubbers verticaux D202 A/B pour éliminer l'eau et être comprimé dans les deux compresseurs K201 A/B de 0,5 kg/cm² à 6 kg/cm². Le gaz chaud à 150°C est refroidi dans les aéros E 201A/B, il passe dans les scrubbers D203 A/B. A la sortie il se mélange et rejoint les arrivées HP.

Le gaz HP entre dans le séparateur horizontal D-101 pour la séparation des liquides qui seront évacués vers le séparateur torche D-511 afin d'être expédié de la même manière vers CS2 huile.

Le gaz HP partagé en deux parties, rentre dans les scrubbers verticaux D-102 A/B pour séparation liquide et être comprimé dans les deux compresseurs K101 A/B de 6 à 28 kg/cm² (premier étage de compression). Le gaz chaud à 150°C est refroidi dans les aéros E-101A/B.

Ensuite il entre dans les scrubbers verticaux D-103 A/B pour être comprimé dans les deux compresseurs K-102 A/B de 28 à 80 kg/cm² (deuxième étage de compression). Le gaz chaud à 150°C est refroidi dans les aéros E-102A/B. Après refroidissement il passe dans les scrubbers D-104 A/B pour éliminer toute particule de liquide. A la sortie deuxième étage le mélange de gaz est conduit vers le séchage dans les tours D-301 A/B/C à tamis moléculaire fonctionnant à 03 phases :

- ❖ Adsorption (production)
- ❖ Chauffage (Régénération)
- ❖ Refroidissement

Le gaz passe par la tour de production, les molécules d'eau sont adsorbées et ressort sec ensuite filtré dans les filtres V-301 A/B pour éliminer les poussières entraînées par le gaz. Les tours sont régénérées par le gaz pris du troisième étage à une pression de 32 kg/cm² réglée par la PCV 108, il passe par la tour en refroidissement et à la sortie le même gaz est chauffé par les réchauffeurs H-301A/B puis passe dans la tour en chauffage. Le gaz chaud est envoyé vers le refoulement premier étage.

Après les filtres à gaz, le gaz est refroidi de 55°C à 20°C dans deux échangeurs de chaleur :

- ❖ E-402 (gaz-gaz)
- ❖ E-403 A/B (gaz-liquide)

A la sortie des échangeurs de chaleur, il passe dans le séparateur D-401 pour la récupération d'une grande partie de condensât qui sert comme un fluide de refroidissement pour l'échangeur gaz/liquide et ensuite récupéré à la sortie dans le stripper C-401. Après le ballon D-401 le gaz subit une détente de 80 à 20 kg/cm² à travers les vannes Joule Thomson PCV-401A/B (Une en service et l'autre en stand-by), le liquide restant est séparé au niveau du séparateur D-402 et récupéré au niveau du stripper C-401.

Le fond du stripper est chauffé à 150°C pour stabiliser le condensât, c'est à dire éliminer les particules légères. Le chauffage est assuré par le rebouilleur H-401, et la circulation fermée par les pompes G-401 A/B (actuellement à l'arrêt suite à une panne mécanique). Le condensat stabilisé est envoyé vers le centre CS2 après son refroidissement dans l'aéro E-401.

Au sommet du stripper, le gaz sort à une température de -3°C est utilisé pour refroidissement dans l'échangeur gaz-gaz E-402. La régulation de température au niveau du ballon D-401 est assurée par la vanne TCV-401 qui règle le débit de gaz frais à utiliser par l'échangeur gaz-gaz (Côté calandre).

Le gaz de sortie stripper et échangeur, se partage en deux, et passent par les scrubbers D-105 A/B pour être comprimé de 20 à 80 kg/cm². Après refroidissement dans les aéros E-103 A/B à 55°C, le gaz est prêt pour l'expédition, la pression de sortie est réglée par la PCV-110 à 78 kg/cm². Une partie du gaz est utilisée comme gaz lift, une partie est utilisée comme fuel gaz pour l'autoconsommation des turbines et fours, une partie est utilisée comme fuel gaz pour la centrale électrique et le reste est expédié vers Hassi-R'mel.

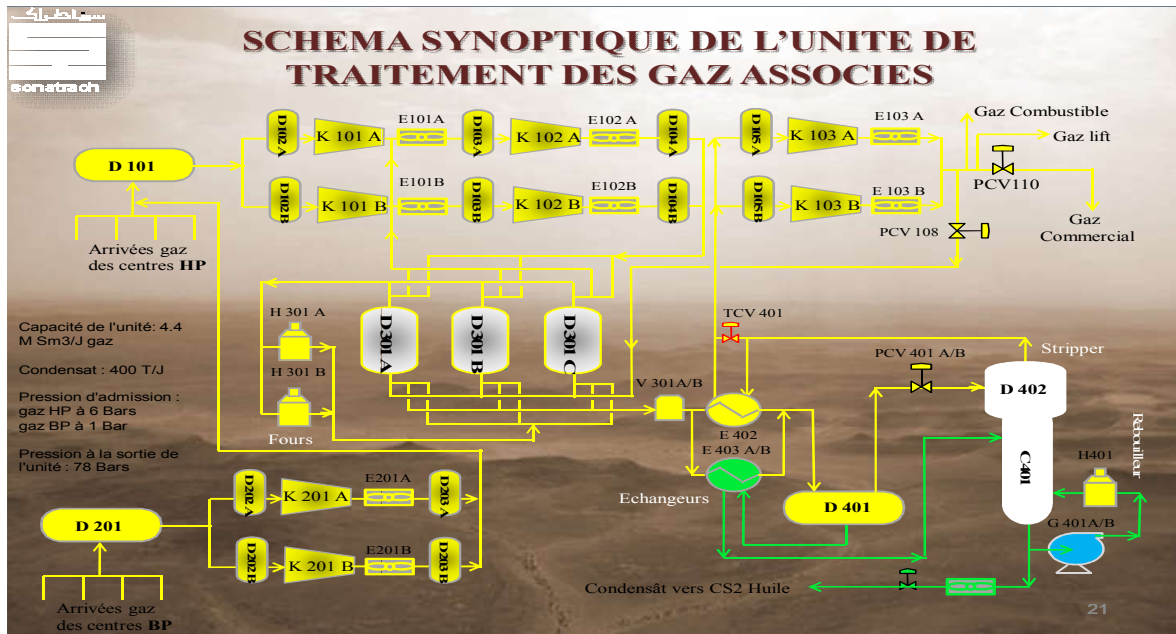


Figure IV.14 : Schéma synoptique de l'unité de traitement des gaz associés.

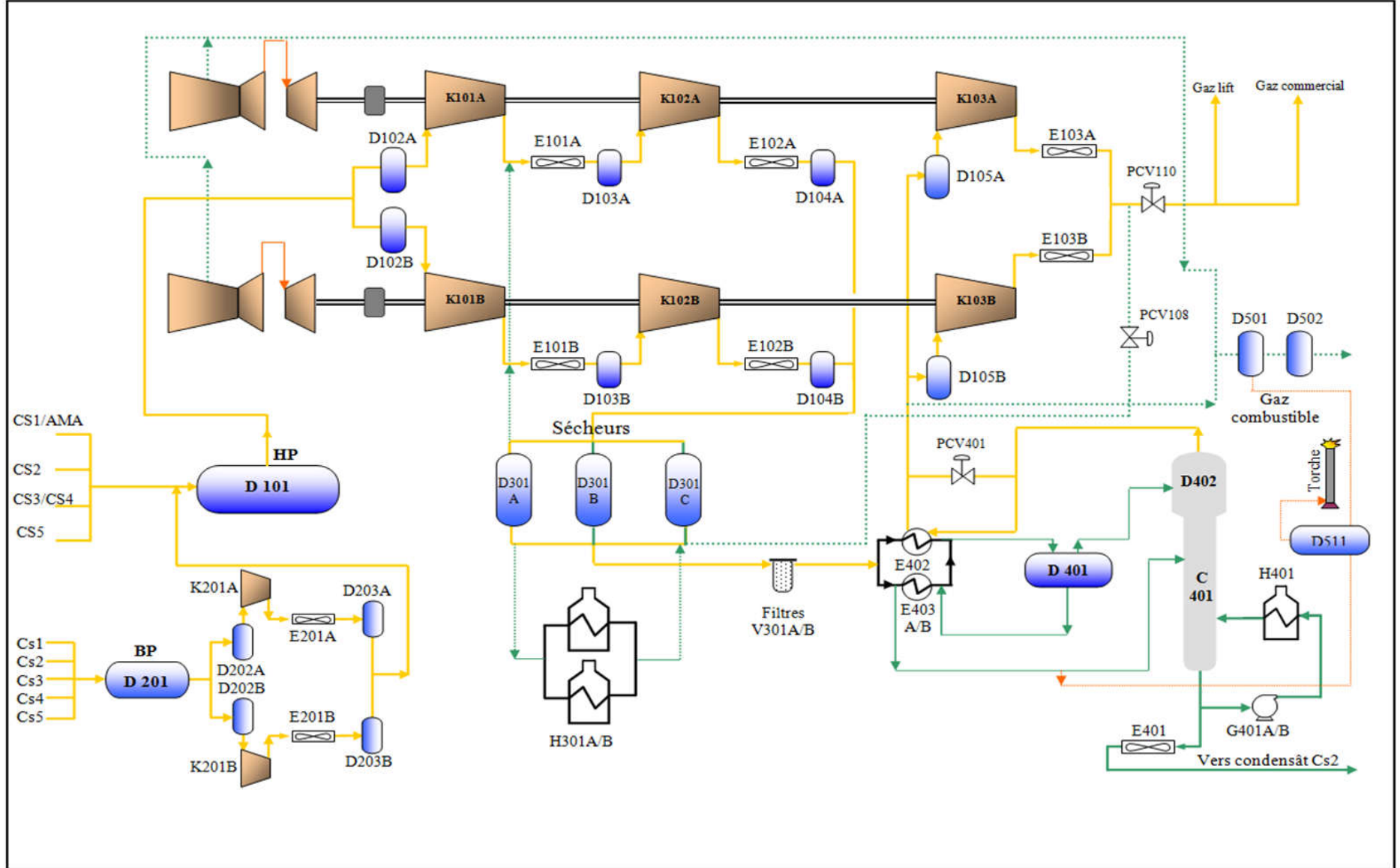


Figure IV.15: Schéma simplifié de l'UTGA

**CHAPITRE V. ASPECTS
ENVIRONNEMENTAUX ET
ECONOMIQUES DU PROCESSUS
DE RECYCLAGE**

V. ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX ET ECONOMIQUES DU PROCESSUS DE RECYCLAGE

V.1 IMPACT SUR EMISSIONS, RESSOURCES ET DECHETS :

La récupération et la valorisation du gaz associé sont aujourd'hui au cœur de la stratégie environnementale de Sonatrach et de ses partenaires. Le Fast Gas Lift (**FGL**) – appelé localement « fermeture gaz lift » – consiste à capter le gaz produit dans les séparateurs d'huile qui serait autrement torché, à le comprimer et le réinjecter dans les puits comme gaz lift. De même, l'Unité de Traitement du Gaz Associé (**UTGA**) traite ce gaz par compression, déshydratation et séparation des condensats (injectés dans l'huile); une partie du gaz sec ainsi récupéré alimente le levage, et le reste est envoyé vers le réseau commercial (pipeline GR1 vers Hassi-R'mel). Ces procédés réduisent d'une part le torchage et le rejet direct dans l'atmosphère, et d'autre part optimisent la production de l'installation (ex. gisement TFT) en recyclant les produits associés [20].

V.1.1 REDUCTION DES EMISSIONS NOCIVES :

Le torchage de gaz associé est une source majeure de polluants. Il émet du CO₂ (en Algérie environ 150 millions de tonnes CO₂-eq par an) [21], ainsi que des rejets incomplets (monoxyde de carbone, aérosols carbonés, NO_x, etc.). Les procédés **FGL** et **UTGA** limitent ces émissions :

- **FGL** : la fermeture gaz lift capte les gaz qui seraient torchés et les réinjecte dans les puits (gaz lift), au lieu de les brûler. Ceci élimine le rejet continu de GES (CO₂ et méthane résiduel) et de suies. Selon Sonatrach, l'objectif du service FGL est précisément de « minimiser les gaz torchés » et d'« injecter le gaz lift pour assurer une production optimale » [20]. Par exemple, l'optimisation du gaz lift sur les champs de TFT et Haoudh Berkaoui doit permettre de récupérer environ *0,9 million Sm³/j* de gaz qui autrement auraient été torchés [22].
- **UTGA** : en traitant le gaz associé, l'UTGA évite son rejet atmosphérique. Le gaz sec valorisable est soit réinjecté (levage ou rehaussement de pression), soit exporté, supprimant ainsi le torchage. Sonatrach prévoit par exemple le revamping de l'UTGA de

Tin Fouye-Tabankort pour traiter *tous* les gaz issus des séparateurs, soit $\sim 1,3$ million Sm^3/j récupérés.[22] Le gaz non injecté est acheminé par canalisation vers Hassi R'Mel [20].

Au final, ces mesures ont contribué à une forte baisse du torchage en Algérie : Sonatrach a réalisé une réduction de 5 % des volumes torchés en 2023 ($-0,4$ GSm^3) grâce à ses projets de récupération (notamment à Hassi Messaoud, Tiguentourine, Ohanet et Tin-Fouye-Tabankort) [21].

V.1.2 PRESERVATION DES RESSOURCES NATURELLES :

En récupérant le gaz associé, on évite de gaspiller une ressource précieuse. Le gaz réinjecté prolonge la vie du gisement en soutenant la production d'huile, et le gaz valorisé renforce l'approvisionnement énergétique. Par exemple, l'injection de gaz via FGL aide à maintenir la pression dans les puits et augmente le débit de pétrole extrait (ce qui « assure une production de brut optimale » [20]). D'après Sonatrach, le passage de six puits TFT du mode gaz-lift à des pompes électriques a réduit de $0,2$ GSm^3/j le gaz torché [22], ce qui correspond à ce volume désormais injecté ou valorisé. De même, l'UTGA récupère des condensats qui sont injectés dans l'huile (améliorant le rendement) et génère jusqu'à 5 millions Sm^3/j de gaz de vente (capacité annoncée de la nouvelle UTGA TFT [22]). Toutes ces quantités de gaz et condensats récupérées, au lieu d'être perdues, peuvent être vendues ou réutilisées. Au total, on évite ainsi de perdre l'équivalent de $\sim 9,3$ GSm^3/an (soit ~ 1 % du PIB algérien) qui était auparavant torché [21], tout en améliorant l'efficacité de la production pétrolière.

V.1.3 REDUCTION DES DECHET GAZEUX (TORCHAGE, REINJECTION, VALORISATION)

L'un des premiers impacts de FGL/UTGA est de faire disparaître le torchage. Le gaz récupéré n'est plus brûlé en torchères : il est injecté ou envoyé sur le marché. En pratique :

- Diminution du torchage : chaque mètre cube de gaz capté est un m^3 qui n'est pas flamber. Par exemple, les projets de Sonatrach à TFT – FGL et UTGA – visent explicitement à éliminer le torchage (« récupération des gaz torchés »[20]). L'opération a déjà permis de récupérer $1,3$ GSm^3/j via l'UTGA et près de 1 GSm^3/j via l'optimisation du gas-lift [22], soit autant de déchets de gaz en moins.

- Réinjection et valorisation : le gaz capté est soit réinjecté pour soutenir la production (gaz lift ou surpression), soit valorisé en aval. L'UTGA de TFT, une fois révisée, pompera tout le gaz de séparateurs pour l'envoyer en pipeline – destin final pour la consommation locale ou l'export. Par ce mécanisme, le « déchet » (gaz torché) devient un produit commercial (énergie ou GPL) ou un intrant pour l'exploitation du champ (injection) [20].

V.2 ÉVALUATION ECONOMIQUE DES PROCÉDES FGL et UTGA à TFT

Illizi :

La mise en œuvre des procédés FGL (Fast Gas Lift) et UTGA (Unité de Traitement des Gaz Associés) au sein du champ de Tin Fouyé Tabankort (TFT) représente une stratégie à la fois économiquement rentable et écologiquement responsable. Cette section analyse les coûts liés à l'installation et au fonctionnement de ces procédés, ainsi que les avantages économiques directs et indirects qu'ils procurent.

V.2.1 Coûts d'investissement et d'exploitation

➤ Procédé FGL :

Le réseau de gaz lift de TFT comprend 4 stations de compression réparties sur les secteurs Nord (stations CPC et CTFN) et Sud (stations MF3 et MF5). L'infrastructure repose sur plusieurs compresseurs alternatifs à trois étages, des unités de déshydratation, des moteurs électriques puissants (jusqu'à 1060 kW), et un réseau de canalisations sur plus de 50 km.

- Investissement initial estimé : ~30 millions USD
- Coûts d'exploitation et de maintenance annuels : ~1,5 million USD/an

➤ Procédé UTGA :

L'UTGA traite environ 4,4 millions Sm³/j de gaz associés, répartis entre gaz de vente (3 millions Sm³/j), gaz lift (1,4 millions Sm³/j), et gaz combustible. Elle comprend deux trains de compression, une section de traitement, un système de séchage par tamis moléculaire et une section de recompression.

- Investissement estimé : ~60 millions USD

- Coûts annuels d'exploitation (énergie, maintenance, personnel) : ~5 millions USD/an

V.2.2 AVANTAGES ECONOMIQUE :

Les deux procédés offrent des gains substantiels, dont :

a) Valorisation du gaz récupéré :

- Gaz de vente UTGA : 3 millions Sm³/j → jusqu'à 275 millions USD/an
- Gaz lift (injection) : 1,4 million Sm³/j → soutient la production pétrolière
- Condensats récupérés : 400 tonnes/jour (~5000 bbl/j) → ~100 millions USD/an

b) Augmentation de la production pétrolière via FGL :

Le gaz lift permet de maintenir en activité des puits à pression déclinante. L'impact est estimé à ~1000 barils/jour supplémentaires, soit environ 27 millions USD/an.

c) Réduction du torchage et des pertes économiques :

La mise en œuvre des deux procédés permet de supprimer plus de 4 millions Sm³/j de gaz auparavant torchés, réduisant ainsi les pertes énergétiques et les émissions de CO₂.

À titre comparatif :

- Économie d'équivalent CO₂ : ~2,5 millions tonnes/an
- Gain potentiel (si valorisation carbone) : 50–125 millions USD/an

V.2.3 RETOUR SUR INVESTISSEMENT (ROI)

Tableau v.1: Retour sur investissement (ROI)

Élément	Montant estimé
Investissement total	≈ 90 millions USD
Revenus annuels cumulés	≈ 327 millions USD
Coûts d'exploitation	≈ 6,5 millions USD/an
ROI	< 1 an
Période de récupération	3 à 6 mois

v.3 CONCLUSION :

L'évaluation économique démontre que les procédés FGL et UTGA mis en œuvre à TFT représentent un investissement stratégique à fort rendement. Ils permettent non seulement de valoriser efficacement les gaz associés – auparavant considérés comme des déchets – mais aussi d'accroître la rentabilité du champ, tout en respectant les objectifs environnementaux nationaux, notamment celui de réduction du torchage à 1 % d'ici 2030.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Le procédé de recyclage des rejets gazeux au sein de la région TFT constitue une réponse globale à la double exigence de valorisation des ressources et de protection de l'environnement. À l'issue de cette analyse :

Sur le plan technique, la combinaison du gaz-lift continu avec le traitement en UTGA permet de transformer des volumes de gaz autrefois torchés en facteur de soutien de la production pétrolière, tout en extrayant des condensats à haute valeur ajoutée.

Sur le plan environnemental, la réduction du torchage à moins de 1 % contribue significativement à la diminution des émissions de CO₂ et de composés toxiques, répondant aux engagements climatiques nationaux et internationaux.

Sur le plan économique, malgré des investissements initiaux conséquents pour les infrastructures de compression, de déshydratation et de séparation, le procédé génère un retour sur investissement attractif grâce à la vente des gaz secs, des condensats et à l'augmentation des taux de récupération d'huile.

Ce mémoire a mis en évidence la faisabilité et les atouts du procédé proposé pour la région de TFT: il a offert un modèle reproductible pour l'appliquer sur d'autres sites de Sonatrach confrontés aux problèmes similaires. Pour aller plus loin, des perspectives d'optimisation pourront porter sur :

L'automatisation avancée de la surveillance des GLR pour maximiser l'efficacité gaz-lift.

L'étude de filières alternatives de valorisation (power-to-gas, synthèse d'hydrogène) pour diversifier les débouchés.

En définitive, ce travail contribue à la transition énergétique du secteur pétrolier algérien en démontrant qu'optimiser les procédés de recyclage des gaz associés est non seulement techniquement réalisable, mais aussi économiquement et écologiquement vertueux.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIE

1. P. WITHIER : Généralité sur le raffinage du pétrole brut. Tome 2 Edition Technip.1972 Paris.
2. Y.BARBIER : Dictionnaire du pétrole. Paris France. Edition SCM. 1980.
3. K. OTHMER: concise Encyclopedia des eaux usées, Encyclopedia of Chemical Technology, 4th edition, Wiley-Interscience, 2003
4. J.P. WAUQUIER, Le Raffinage du Pétrole Brut, Procédés de Séparation, Édition Technique, Tome II, 1998.
5. J.-P ; WAUQUIER ; Le raffinage de pétrole brut ; procédés de séparation ; EDITIONS TECHNIP ; Tom 1 ; 1998 ;.
6. https://profiles.uonbi.ac.ke/andakala/files/sch_102_2019_physical_properties_and_uses_of_alkanes.pdf. en ligne, consulté le 13/02/2025
7. S.E. CHITOUR. Corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2). Office des Publications Universitaires L'Algérie .1983.
8. <https://store.astm.org/d4175-24e01.html>; ASTM Standards. Standard Terminology Relating to Petroleum Products, Liquid Fuels, and Lubricants, en ligne , consulté le 13/02/2025
9. P. WITHIER : le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1). Edition Technip.1972 Paris.
10. P. WUITHIER. Raffinage pétrochimie et génie chimique. Édition Technip (PARIS). 1971.
11. J. P .WAUQUIER : Pétrole brut, produits pétroliers.schéma de fabrication, Edition Technip 1994.
12. P. WITHIER : Le pétrole brut et fraction pétrolière. Edition Technip Paris.1973.
13. I. LATRECHE <https://www.memoireonline.com/11/23/14383/Modelisation-et-optimisation-du-systeme-de-production-du-champ-de-Zarzaitine-par-le-gaz-lift.html>, Modélisation et optimisation du système de production du champ de Zarzaitine par le gaz lift, Mémoire IAP en ligne, 2017, consulté 13/02/2025
14. K. REZKI;; Séminaire. Équipements de puits éruptif, IAP Boumerdes, 2009.
15. <https://www.scribd.com/document/413868880/RECUPERATION-ASSISTEE-PAR-GAS-LIFT-pdf>, Récupération assistée par Gaz Lift; GROUP SOC TEC INDUSTRIE; édition 2-septembre 2001. En ligne, consulté le13/02/2025.

16. L. F. BERKAT, A. ZIANE, Optimisation par gaz lift du système de production du champ de TFT Ordovicien, Mémoire de master, UMBB_FHC, 2014.
17. R. STATISTICAL, BP Statistic Review of World Energy, 2015.
18. H. MOKHNACHE, Etude d'une unité de déshydratation de gaz associé (UTGA/TFT/ILLIZI), mémoire de master Université de Bouira, 2019.
19. DJ ED. BEGGAT, R. AMMOUCHI, I. HENKA. Étude comparative entre les deux systèmes de déshydratation (par glycol/ par les échangeurs de chaleur) du gaz Lift en tête de puits au niveau de la région de TFT. Mémoire de master. Université d'El Oued, .2020.
20. Oil Review Africa.. <https://oilreviewafrica.com/gas/gas/flare-gas-measurement-in-Algeria>, Flare gas measurement in Algeria . en ligne, consulté le 05 /05/ 2025.
21. Sonatrach. projet de présentation de Sonatrach: dossier de candidature aux gecf awards, <https://sonatrach.com/actualites/forum-des-pays-exportateurs-du-gaz-nomination-de-sonatrachpour-le-gecf-awards-2024>, en ligne, consulté le 02/04/2025
22. C. HAFED. Valorisation des nouveaux gisements et production de gaz : Sonatrach accélère la cadence. Sonatrach, en ligne 25/02/2025