

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ DE 20 AOÛT 1955 – SKIKDA

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT DE PÉTROCHIMIE



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Industries pétrochimiques

Spécialité : Raffinage et pétrochimie

**Étude de la formation du givrage
dans la ligne Slug-Catcher – Séparateur des Condensats.
CPF (Menzel Ledjmet Est) – Hassi messaoud**

Soutenu publiquement le 13/07/2023

Présenté par :

M^{elle}: DJEBBARI Doha

Encadré par :

Dr : DJEBARI Hacene

Dr : SAADI Chahrazed

Année universitaire : 2022-2023

REMERCIEMENTS

Voilà enfin, après cinq longues années d'étude, avec l'aide et la compassion *d'ALLAH*, le tout puissant, qui mènent toujours à bonne fin, j'ai réussi à mettre en forme le manuscrit que vous avez entre les mains.

Il n'aurait jamais vu le jour sans la contribution et le soutien de plusieurs personnes, qu'il m'est bien agréable, en terme de reconnaissance, de leur adresser mes remerciements.

Je remercie, Monsieur ***DJEBARI. H***, de l'université de Ouargla, qui n'a, épargné d'efforts d'appui, d'assistance, qu'il trouve ici toutes les expressions de ma reconnaissance, de mon respect infini et de ma profonde gratitude.

Je m'adresserai aussi, à Madame D^r. ***SAADI. Chahrazed***, qui m'a fait l'honneur de diriger ce travail, avec responsabilité et rigueur scientifiques en apportant sa contribution pour mener à bien cette tâche et me permettre de profiter de son expérience et de ses conseils.

Je tiens à remercier également les membres du jury, d'avoir accepté d'honorer par leur présence la présidence du jury et d'y siéger, et d'avoir pris la peine d'examiner, de critiquer et d'évaluer ce travail.

Mes sincères remerciements s'adressent également à tous ceux qui m'ont autorisé l'accès à MLE, en particulier, Monsieur ***BAIT. A***, chef de service exploitation.

Un grand merci pour l'ensemble des enseignants et du personnel du département de pétrochimie et de la faculté de Technologie.

DÉDICACE

Tout d'abord, je dédie ce travail à moi-même.

Ensuite, à mes parents, qui m'ont donné une éducation digne,

un amour inégalé et un soutien indéfectible.

Je le dédie aussi à toutes les personnes qui ont contribué

de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Votre soutien m'était précieux et j'en suis très reconnaissante.

Résumé

Dans l'industrie pétrolière, les problèmes sont courants. Toutefois, leurs impacts peuvent être non souhaitables, à l'exemple de l'incident survenu au CPF qui a provoqué un shut-down total du complexe. La cause de cet évènement était la charge froide provenant via le gazoduc 16" de BRN. Elle était à l'origine de la formation du givrage au niveau de l'une des conduites du Process. Le problème était maîtrisé en injectant du Méthanol néanmoins, un flux ingérable de liquide était induit générant un incident de grande ampleur. Ce phénomène peut récidiver ce qui nécessite d'adopter une solution meilleure et plus économique, par exemple mettre en place un échangeur ou plutôt un réchauffeur.

Mots clés : BRN, CPF, MLE, givrage, pipeline, charge froide, shut-down.

Summary

In the oil industry, problems are common. Their impacts can be undesirable, as in the case of the CPF incident that caused a total shut-down of the complex. The cause of this event was the cold load coming via the 16" gas pipeline from BRN. It was at the origin of the formation of icing in one of the Process lines. The problem was controlled by injecting Methanol, but an unmanageable flow of liquid was induced generating a large-scale incident. This phenomenon can happen again, which requires adopting a better and more economical solution, for example installing an exchanger or rather a heater.

Key words : BRN, CPF, MLE, icing, pipeline, cold load, shut-down, Methanol.

ملخص

في ميدان صناعة المحروقات, تحدث المشاكل عادة. لكن تأثيراتها غير محبذة, على غرار الحادث الذي وقع على مستوى CPF والذي تسبب في التوقف الكلي للمركب. سبب هذا الحادث هو الشحنة الباردة التي تأتي من BRN عبر الأنبوب "16". كان ذلك مصدر تشكل تصلبات جليدية على مستوى إحدى القنوات. تم السيطرة على الوضع بضخ كمية من الميثانول و لكن تدفق هائل من السوائل لم يكن بالإمكان التحكم فيه تسبب في حادثة واسعة النطاق. هذه الظاهرة يمكن أن تتكرر, الأمر الذي يتطلب اعتماد حل أفضل و اقتصادي أكثر. على سبيل المثال تركيب مبادل أو بالأحرى سخان.

الكلمات المفتاحية : BRN, CPF, MLE, تصلبات جليدية, خط أنابيب, الشحنة الباردة, الاغلاق, ميثانول.

LISTE DES ABRÉVIATIONS

API	American Petroleum Institute
ATM	Atmosphérique
Bara	Bar absolute (including atmospheric pressure)
Barg	Bar – gauge (bar gage)
BP	Basse Pression
BPD	Barrels Per Day
BRN	Bir Rebâa Nord
BTEX	Benzene, Toluène, Éthylbenzène et Xylènes
CAFC	Central Area Field Complex (Complexe du champ zone centrale)
CPF	Central Processing Facility (Installation de traitement central)
DCS	Distributed Control System (Système de contrôle distribué)
DEA	Di Ethanol Amine
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi (Société Nationale Italienne des hydrocarbures)
EOR	Enhanced Oil Recovery (Récupération améliorée du pétrole)
EPI	Équipements de Protection Individuelle
ESD	Emergency Shut Down (Arrêt d'urgence)
FCP	First Calgary Petroleums
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPL	Gaz du Pétrole Liquéfié
GSE	Groupement Sonatrach ENI
GIS	Gas Isolated Switchgear
HC	Hydrocarbures
HP	High Power (haute puissance)
HSE	Hygiène, Sécurité, Environnement
KOD	Knock Out Drum (Incinérateur du fuel gaz ou gaz combustible)
KWV	Kill Wing Valve (vanne de neutralisation)
LMV	Lower Master Valve (vanne maitresse inferieur)
LP	Low Pressure
MLE	Menzel Ledjmet Est
MLN	Menzel Ledjmet Nord
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet Per Day
MOV	Mechanically Operated Valve (vanne à commande mécanique)

OHLs	Over Head Lines
PAC	Provisional Acceptance Certificate
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PFD	Process Flow Diagram
PSD	Process Shut-Down
PSV	Pressure Safety Valve
PWV	Production Wing Valve (vanne latérale de production)
ROV	Routing Valve (Vanne de routage)
RSH	R-SH, où R est un radical organique et -SH le groupe sulfhydryle
RTU	Remote Terminal Unit (unité terminale distante)
RV	Reverse Osmosis
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage
SC	Slug-Catcher
SH	Sonatrach
SV	Swab valve (vanne de curage)
SSSV	Sub-Surface Safety Valve (vanne de sécurité de fond)
SWP	Single Well Pool
TAGI	Réservoir Triasique Argileux Gréseux Inférieur
TEG	Tri-Éthylene Glycol (gaz déshydratation ou gaz de déshydratation)
THP	Turbo High Pressure
UMV	Upper Master Valve (vanne maitresse supérieur)
UTM	Universal Transverse Mercator
UOP	Universol Oil Products
WGS	World Geodetic System
WHCP	Well Head Control Panel (panneau de contrôle de la tête des puits)
WHP	Well Head Pressure (la pression de tête)

LISTE DES FIGURES

I. 1	Situation géographique du champ Menzel Ledjemt Est « <i>MLE</i> »	03
I. 2	Schéma du réseau de collecte <i>MLE</i>	05
I. 3	Schéma fonctionnel général <i>MLE</i> + <i>CAFC</i>	06
I. 4	Organisation du site <i>MLE SH</i> – <i>FCP</i>	08
II. 1	Plan de situation du site <i>MLE</i>	09
II. 2	Plan de masse du <i>CPF</i>	10
II. 3	Localisation du champ et emplacement de la <i>CPF</i> de <i>MLE</i>	11
II. 4	Différentes étapes de la « chaîne GNL » (©Connaissance des Énergies)	20
II. 5	Illustration de la production et de la distribution de gaz naturel commercial	21
II. 6	Analyse du <i>GPL</i>	24
II. 7	Produits issus de la distillation du pétrole brut	25
II. 8	La consommation mondiale du <i>GPL</i> par secteur	27
II. 9	Procédé de traitement de gaz naturel et de condensat	30
II. 10	Schéma de la séparation des condensats du gaz naturel brut	31
II. 11	Crude Oil Pre-heater furnace	35
II. 12	Itinéraire des produits finis	36
II. 13	<i>PFD</i> stockage et pompage du condensat	38
II. 14	<i>PFD</i> stockage et pompage de l’Huile	39
II. 15	<i>PFD</i> stockage <i>GPL</i>	41
III. 1	<i>PFD</i> de l’unité réception et prétraitement	46
III. 2	<i>PFD</i> de l’unité de décarbonatation et de régénération de l’Amine	48
III. 3	Unité de traitement de gaz « Déshydratation » (Sécheurs A/B/C)	49
III. 4	Schéma bloc déshydratation du gaz humide (Adsorption)	49
III. 5	Schéma bloc déshydratation du gaz humide (Régénération)	50
III. 6	<i>PFD</i> de l’Unité de Déshydratation	51
III. 7	<i>PFD</i> Conditionnement du gaz	52
III. 8	<i>PFD</i> de l’unité de compression de gaz à vendre	53
III. 9	<i>PFD</i> de la colonne de stabilisation du condensat	54
III. 10	<i>PFD</i> du dé-butaniseur	55
III. 11	<i>PFD</i> du système de chauffage "huile chaude"	58
III. 12	<i>PFD</i> du système d’injection des produits chimiques	59

III. 13	PFD du système torche évacuation et purge	60
III. 14	PFD du système de traitement de l'eau produite	61
III. 15	PFD du système de drainage fermé	62
III. 16	Schéma explicatif du système 50	64
III. 17	PFD du système d'eau de source	64
III. 18	Schéma explicatif du système 53	65
III. 19	PFD du système d'eau potable	65
III. 20	PFD du système d'alimentation diesel	66
III. 21	PFD du système d'air comprimé	67
III. 22	PFD du système de génération et distribution de l'Azote	68
IV. 1	Pipeline (gazoduc) BRN – MLE (Champ de Berkine)	70
IV. 2	Évolution de la température du Slug-Catcher, (VA-21-01) et du gaz de BRN en fonction du temps	73
IV. 2	Température du Séparateur des Condensats (Figure Bis)	73
IV. 3	Variation du niveau de liquide sur VD-20-01 dans le temps.....	74
IV. 4	Variation du débit et de la température de gaz de recyclage (turn-down)	75
IV. 5	Niveau de liquide sur VD-20-01 au cours du temps après l'ouverture de la ligne de recyclage	75
IV. 6	Volume de condensation de GPL en fonction du temps	76
IV. 7	Suivi des paramètres opératoires de Slug-Catcher et du ballon de récupération des condensats	77
IV. 8	Effet de l'injection du Méthanol en continu	78
IV. 9	Récupération des liquides sur 1 ^{er} étage du compresseur Off-Gaz	79
IV. 10	Récupération des liquides sur le 1 ^{er} étage du compresseur Off-Gaz après l'injection de Méthanol	80
IV. 11	Échangeur à faisceau tubulaire	82
IV. 12	Un réchauffeur sur bande d'essai	84

LISTE DES TABLEAUX

I. 1	Chronologie de développement du champ <i>MLE</i>	04
II. 1	Composition type du GNL	18
II. 2	Composition molaire du GPL	22
II. 3	Caractéristiques des composants du GPL	24
II. 4	Spécifications exigées des produits finis	37
II. 5	Production et Capacité	43

TABLE DES MATIÈRES

Remerciement	
Dédicace	
Résumé	
Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	01
CHAPITRE I : PRÉSENTATION DU CHAMP MLE	
I. 1. Introduction	03
I. 2. Situation géographique	03
I. 3. Présentation du groupement Sonatrach – FCP	03
I. 4. Historique	04
I. 5. Vue d'ensemble de l'installation de l'usine	05
I. 6. Liens avec d'autres infrastructures ou installation	07
I. 7. Organisation de la direction du complexe gazier	07
I. 8. Conclusion	08
CHAPITRE II : DESCRIPTION DES INSTALLATIONS DE MLE	
II. 1. Introduction	09
II. 2. Description du projet production (gaz-huile) bloc 405b MLE	09
II. 3. Portrait de la partie amont	10
II. 3. 1. Description du site de production	10
II. 3. 2. Propriétés caractéristiques des puits	11
II. 3. 3. Alimentation amont de l'installation	12
II. 3. 4. Caractéristiques des produits d'alimentation	12
II. 3. 5. Réseau de collecte des puits de champs MLE	13
II. 3. 5. A. Système13 de tête des puits (production).....	13
II. 3. 5. B. Système15 de tête des puits (injection chimique)	14
II. 3. 5. C. Système 18 Collecteurs (production)	14
II. 4. Portrait de la partie centrale	15
II. 4. 1. Description de l'usine et de l'infrastructure	15
II. 4. 2. Description de l'installation de la CPF	15
II. 4. 3. Installation du procédé de traitement	16
II. 4. 4. Gamme de Produits finis	16

II. 4. 4. A. Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	16
II. 4. 4. B. Gaz du Pétrole Liquéfié (GPL)	22
II. 4. 4. C. Condensats	28
II. 4. 4. D. Huile	32
II. 5. Portrait de la partie avale	36
II. 5. 1. Spécifications des produits finis	37
II. 5. 2. Stockage, Expédition et Comptage des produits finis	37
II. 5. 2. A. Condensat	37
II. 5. 2. B. Huile	39
II. 5. 2. C. GPL	40
II. 5. 2. D. Gaz de vente	41
II. 6. Politique HSE	43
II. 6. 1. Consignes HSE	43
II. 7. Conclusion	44

CHAPITRE III : LES PROCÉDÉS DE TRAITEMENT

III. 1. Introduction	45
III. 2. Description du procédé de traitement	45
III. 2. 1. Procédé au niveau de CPF	45
III. 2. 1. A. Installation de réception (Manifold entrée CPF et Slug-Catcher)	45
III. 2. 1. B. Prétraitement du gaz, élimination de H ₂ S et Hg « système 30 »	46
III. 2. 1. C. Élimination du CO ₂ « système 28 »	47
III. 2. 1. D. Déshydratation (traitement) du gaz « système 24 »	48
III. 2. 1. E. Refroidissement et conditionnement du gaz « système 25 »	51
III. 2. 1. F. Compression et comptage du gaz à vendre « système 27 »	53
III. 2. 1. G. Traitement et stabilisation du brut « système 21 »	54
III. 2. 1. H. Traitement et récupération du GPL « système 32 »	55
III. 2. 2. Procédé au niveau de CAFC	56
III. 2. 2. A. Séparateur d'entrée « système 20 »	56
III. 2. 2. B. Traitement et stabilisation « système 21 »	56
III. 2. 2. C. Système de stockage du pétrole « système 22 »	56
III. 2. 2. D. Compression de l'Off-gaz « système 23 »	56
III. 2. 2. E. Traitement de gaz « système 24 »	57
III. 2. 2. F. Gaz d'injection / boosting « système 26 »	57
III. 2. 3. Systems d'utilités	57
III. 2. 3. 1. Utilités CPF	58

III. 2. 3. 1. A. Systèmes de chauffage (huile chaude) «système 41»	58
III. 2. 3. 1. B. Systèmes d'injection des produits chimiques «système 42»	59
III. 2. 3. 1. C. Systèmes de torches, d'évacuation et de purge «système 43»	60
III. 2. 3. 1. D. Traitement de l'eau produite «système 44»	60
III. 2. 3. 1. E. Drainage ouvert «système 56»	61
III. 2. 3. 1. F. Drainage fermé «système 57»	62
III. 2. 3. 2. Utilités CAFC	63
III. 2. 3. 2. A. Système d'injection des produits chimiques « système 18, 22 et 42 ».	63
III. 2. 3. 2. B. Système de la torche « système 43 »	63
III. 2. 3. 2. C. Traitement de l'eau produite « système 44 »	63
III. 2. 3. 2. D. Système d'eau d'injection « système 51 »	63
III. 2. 3. 3. Utilités en commun	64
III. 2. 3. 3. A. Système d'eau de source « système 50 »	64
III. 2. 3. 3. B. Système d'eau potable « système 53 »	64
III. 2. 3. 3. C. Système d'alimentation du diesel « système 62 »	66
III. 2. 3. 3. D. Système d'air comprimé « système 63 »	66
III. 2. 3. 3. E. Système du gaz inerte « système 64 »	67
III. 3. Conclusion	68
CHAPITRE IV : PROBÉMATIQUE ET SOLUTIONS SUGGÉRÉES	
IV. 1. Introduction	69
IV. 2. Aperçu sur le gazoduc 16" BRN-MLE	69
IV. 3. Impact de la charge froide (BRN) sur l'unité de production CPF (MLE)	70
IV. 3. 1. Contexte	70
IV. 3. 2. Détection de l'incident	70
IV. 3. 3. Ordre chronologiques des faits relatifs à l'incident	71
IV. 3. 4. Analyse des faits	72
IV. 4. Effet de la température du gazoduc BRN et interventions entreprises	73
IV. 4. A. Effet sur la partie de gaz	73
IV. 4. B. Effet sur la partie des liquides	76
IV. 4. C. Effet sur l'Off-Gaz compresseurs	79
IV. 5. Solution suggérée aux problèmes de givrage	81
IV. 5. 1. Introduction	81
IV. 5. 2. Échangeur	81

IV. 5. 2. A. Définition	81
IV. 5. 2. B. Rôle et principe de fonctionnement d'un échangeur	81
IV. 5. 2. C. Différents types d'échangeurs	82
IV. 5. 2. D. Avantages d'un échangeur	83
IV. 5. 2. E. Efficacité de l'échangeur	83
IV. 5. 3. Réchauffeur	84
IV. 5. 2. A. Définition	84
IV. 5. 2. B. Rôle et principe de fonctionnement d'un réchauffeur	84
IV. 5. 2. C. Différents types de réchauffeurs	84
IV. 5. 2. D. Avantages d'un réchauffeur	85
IV. 6. Conclusion	85
Conclusion Générale & Recommandations	86
Références bibliographiques	89
Annexes	90

Introduction Générale

Auparavant, le pétrole et le gaz étaient exportés comme produit brut, sans en tirer le moindre profit, parce que le pays ne disposait pas de moyens (ni technologiques, ni techniques, ni intellectuels, ni financières) pour mettre en valeur et évaluer ces produits ainsi que leurs dérivés.

Au fil des années, l'industrie pétrolière algérienne a connu ses premières raffineries et complexes gaziers néanmoins, beaucoup restait à faire dans ce domaine.

Ces dernières décennies, la compagnie mère, de recherche, de traitement et de commercialisation des hydrocarbures, en l'occurrence, SONATRACH, s'est dotée de moyens performants (technologie, cadres) et a surtout acquis une expérience non négligeable. Ce capital (en savoir et ingénieries), lui a permis d'être au diapason de la modernité. Depuis lors, rien ne se perd, tout se transforme et beaucoup d'activités ont connu un essor remarquable.

À l'instar de ses homologues, le complexe de Menzel Ledjmet Est (MLE) était créé selon le plan de développement du gisement MLE par l'association Sonatrach-First Calgary Petroleum Ltd (FCP, Canada), acquis ultérieurement, en 2008, par l'opérateur ENI, suite au développement de la coopération bilatérale algéro-italienne.

Ce contrat de partenariat vise à renforcer d'avantage les exportations du pays, en matière d'hydrocarbures et dérivés, et contribuer par conséquent au développement économique du pays, qui dépend d'une grande partie de la rente pétrolière.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, l'Algérie est à cheval sur la question de la protection de l'environnement, se conformant aux lois du pollueur payeur et interdit, de ce fait, pour toutes les compagnies opérant sur son domaine minier, toute activité pouvant être à l'origine de préjudices ou effets indésirables.

Les hydrocarbures, provenant du sous – sol, ne sont pas d'une pureté aussi idéale qu'on le désire (soit mélange pétrole – eau, soit pétrole – gaz ... etc.) et c'est la raison pour laquelle on doit tout mettre en service pour les rendre qualifiables.

Outre sa vocation primaire qu'est de déduire des produits concurrentiels destinés aux marchés mondiaux, le Groupement Sonatrach-ENI (GSE) a voulu faire du projet MLE un modèle de protection de l'environnement.

À travers le projet de gaz humide de Menzel Ledjmet Est, le groupe s'est fixé pour objectif :

- ✓ La production du gaz naturel ;
- ✓ La production du GPL ;
- ✓ La production de condensat ;
- ✓ La production de l'huile.

Tout récemment, une nouvelle ligne dénommée Gazoduc 16" BRN-MLE, provenant du site BRN, a été annexée au réseau existant. Elle a induit une charge de très basse température provoquant des perturbations du fonctionnement de l'unité.

Cette basse température fait baisser celle des fluides entre le Slug-Catcher et le Séparateur de Condensat, générant un impact négatif sur le système de traitement de l'unité ; à savoir la partie liquide et la partie gaz.

Le problème dont on parle est une sorte de formation de givrage qui a induit le bouchage de cette ligne causant un shut-down total au complexe.

Dans le présent travail, nous essaierons d'étudier cet incident ainsi que les solutions préconisées. Sinon voir quel scénario privilégié, à court, moyen et long terme.

Structure du mémoire :

Le corpus de ce manuscrit comprend quatre chapitres :

- ☞ Le premier vise à définir le cadre géographique du site avec une présentation du GSE.
- ☞ Le second chapitre décrit l'évolution du brut (du champ de captage), passant par les unités de traitement jusqu'à l'arrivée aux stations d'expédition et de comptage.
- ☞ Le troisième est consacré au détail du Process avec les différents systèmes de traitement et utilités.
- ☞ Le quatrième chapitre, quant à lui, traite l'incident survenu qui était à l'origine d'un shut-down total du complexe.
- ☞ Pour conclure, quelques notes et remarques seront retenues avec quelques recommandations.

Chapitre 01

Présentation du champ MLE

I. 1. Introduction

Au cours de mon stage de fin d'étude, j'étais affecté à l'un des plus importants champs d'hydrocarbures en Algérie, qui n'est autre que le site Menzel Ledjmet Est (MLE). Sur ce site diverses opérations sont effectuées telle que la séparation, traitement, l'extraction et la commercialisation des différents produits pétroliers de la région.

Avant de rentrer dans le vif du sujet, nous devons tout d'abords donner une petite présentation de la zone en d'étude.

I. 2. Situation géographique

Le champ de gaz de Menzel Ledjmet East (MLE) est un projet commercial conjointement développé par SONATRACH (SH) et First Calgary Petroleum Ltd (FCP).

Il est situé au niveau du bloc Ledjmet 450b dans le bassin Berkine à environ 220 km au sud-est de Hassi Messaoud. [2].

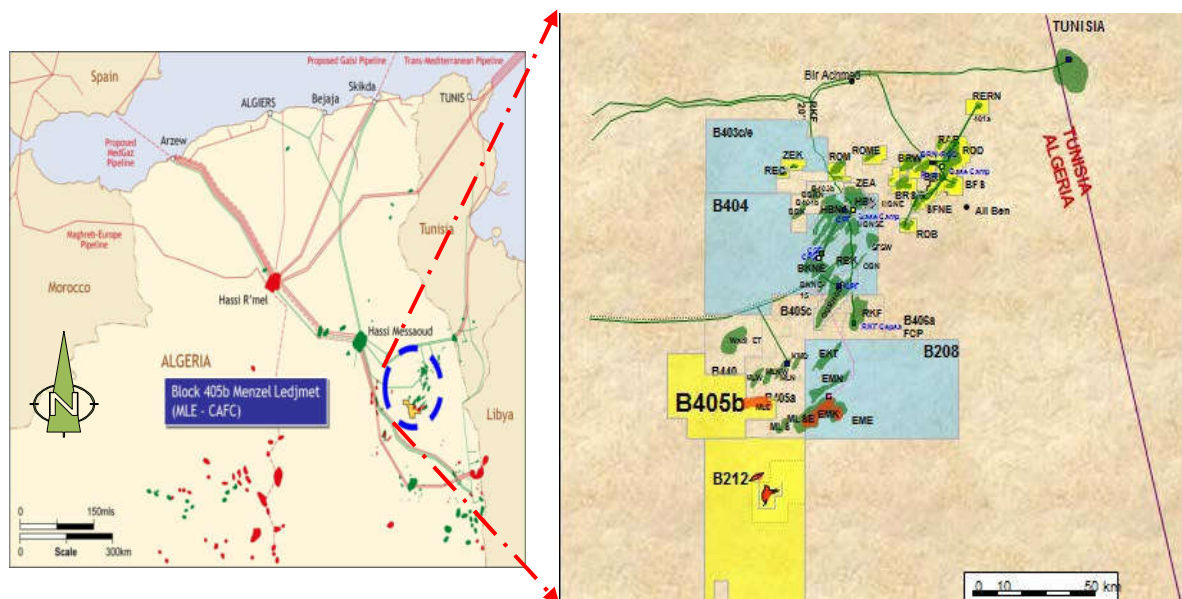


Figure I.1 : Situation géographique du champ Menzel Ledjmet Est «MLE». [2].

I. 3. Présentation du groupement SONATRACH – FCP

La compagnie pétrolière algérienne Sonatrach a passé un accord avec son homologue italien ENI, à travers lequel les deux partenaires mettent en production le gisement de gaz humide, sis au périmètre Menzel Ledjmet Est (MLE)]. Ce dernier comprend un gisement de gaz humide CPF et un autre d'huile et de gaz, Central Area Field Complex ; CAFC.

Les capacités installées de MLE assurent la production et le traitement du gaz humide permettant ainsi de disposer de :

- ↪ Neuf (9) M m³/jour de gaz commercial, soit trois (3) Milliards de m³/ an.
- ↪ De 12.000 barils par jour de GPL.
- ↪ De 10.000 barils par jour de condensat.
- ↪ De 5.000 barils par jour d’huile.

L’arrivée de ces nouvelles productions de pétrole et de gaz va permettre à la Sonatrach de s’épanouir dans l’approvisionnement et la commercialisation. D’ailleurs, l’Agence Nationale de Valorisation des Ressources d’Hydrocarbures (ALNAFT) a donné l’approbation au Plan de Développement du Gisement MLE par la SONATRACH et ENI (qui l’a acquis en 2008, puisqu’il était initialement un partenariat entre la compagnie nationale et First Calgary Petroleum Ltd FCP, Canada). [1].

I. 4. Historique

Le complexe MLE, depuis sa projection, était destiné pour maintes activités, notamment pour pourvoir tant aux besoins de MLE qu’à ceux de CAFC GAS SWP. Selon les objectifs attendus, il se compose d’un système de collecte, d’une installation de traitement centrale CPF (Central Processing Facility), d’une infrastructure et des conduites et ce, pour la production et l’expédition du gaz à vendre, du GPL, des condensats et de l’huile. [1].

Tableau I. 1. Chronologie de développement du champ MLE. [1].

31 Octobre 2001	Signature du contrat
26 Décembre 2001	Décret d’approbation du contrat
30 Décembre 2001	Entrée en vigueur
11 Février 2007	Approbation du POD MLE
22 Mars 2009	Approbation du POD CAFC
Août 2013	PAC (Provisional Acceptance Certificate)
31 Janvier 2013	Production du gaz sec
02 Février 2013	Expédition du gaz sec
03 Avril 2013	production huile
09 Mai 2013	Expédition huile
04 Avril 2013	Production condensat
07 Mai 2013	Expédition condensat
03 Avril 2013	Production GPL
15 Mai 2013	Expédition GPL
22 Juin 2039	Fin de contrat

Toutes ces activités ainsi les objectifs souhaités sont être réalisés selon un calendrier préalablement établi, comme représenté dans le tableau précédent (Tab. I. 1).

I. 5. Vue d'ensemble de l'installation de l'usine

L'Installation de Traitement Centrale (Central Processing Facility : CPF) de MLE et les installations d'impact correspondantes (telle que l'installation de récupération du GNL) ont une capacité nominale de 300 MMSCFD du gaz à vendre (projet garanti 350 MMSCFD).

L'usine de traitement MLE collecte et traite les fluides extraits des puits de MLE et traite les fluides extraits des puits de CAFC dans le but de produire du gaz, de l'huile, des condensats et des produits du GPL. [4].

L'illustration schématique des équipements du site est donnée par la figure suivante. (figure I. 2).

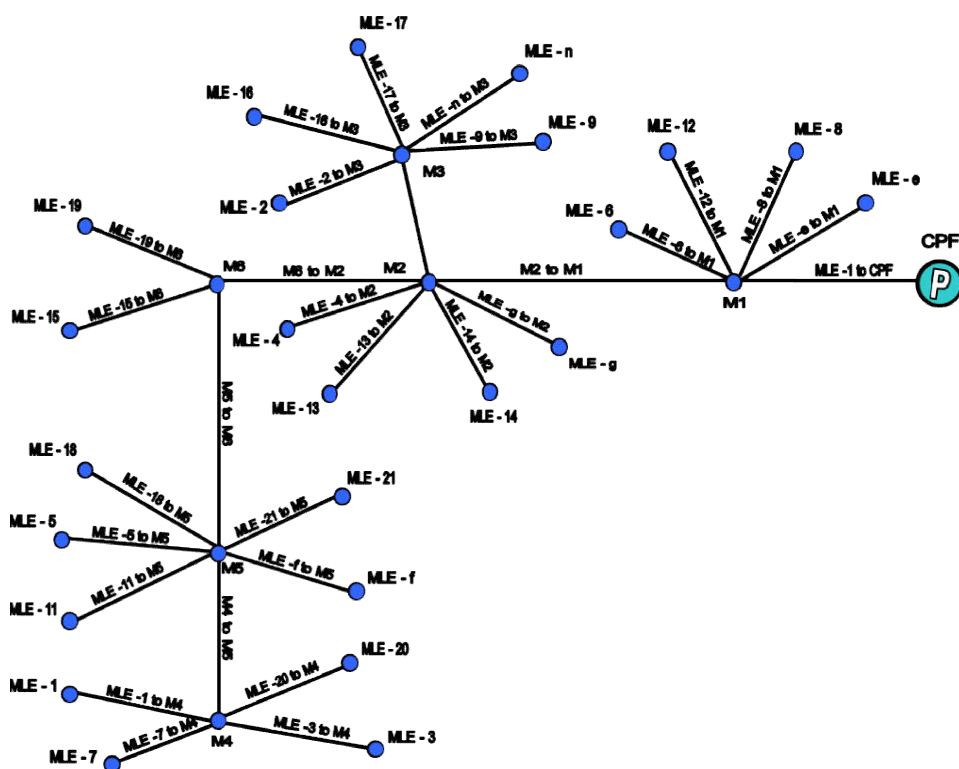


Figure I. 2 : Schéma de réseau de collecte MLE. [4].

Le projet de MLE comprend en particulier :

- ☞ Vingt quatre (24) puits de gaz.
- ☞ Six (6) collecteurs de gaz.
- ☞ Une installation de traitement centrale (CPF) qui comprend la compression du gaz à vendre, l'élimination du CO₂, l'extraction de GPL, la stabilisation de l'huile et des condensats, le stockage des produits et le système de pompage.
- ☞ Les services associés.
- ☞ Quatre (4) canalisations d'exportation du gaz à vendre, du condensat, du GPL et de l'huile (au total 550 km). [1].

Les dispositifs du pipeline d'exportation comprennent : les lanceurs du racleur, les vannes de sectionnement (en respectant la réglementation algérienne) et les dispositifs de raccordement aux infrastructures existantes.

Les fluides extraits des puits subissent les traitements nécessaires dans les différentes installations de la CPF, on parle surtout de :

- ✓ Du Gaz à vendre : doit être conforme à la spécification de pouvoir calorifique.
- ✓ Les condensats et l'huile : doivent être conformes aux spécifications pour la pression de vapeur et la densité.
- ✓ Le GPL : doit être conforme aux exigences de composition de la spécification.
- ✓ Ces opérations se déroulent dans l'ensemble des unités du site, conformément aux procédés illustrés dans le schéma suivant (figure. I. 3). [2].

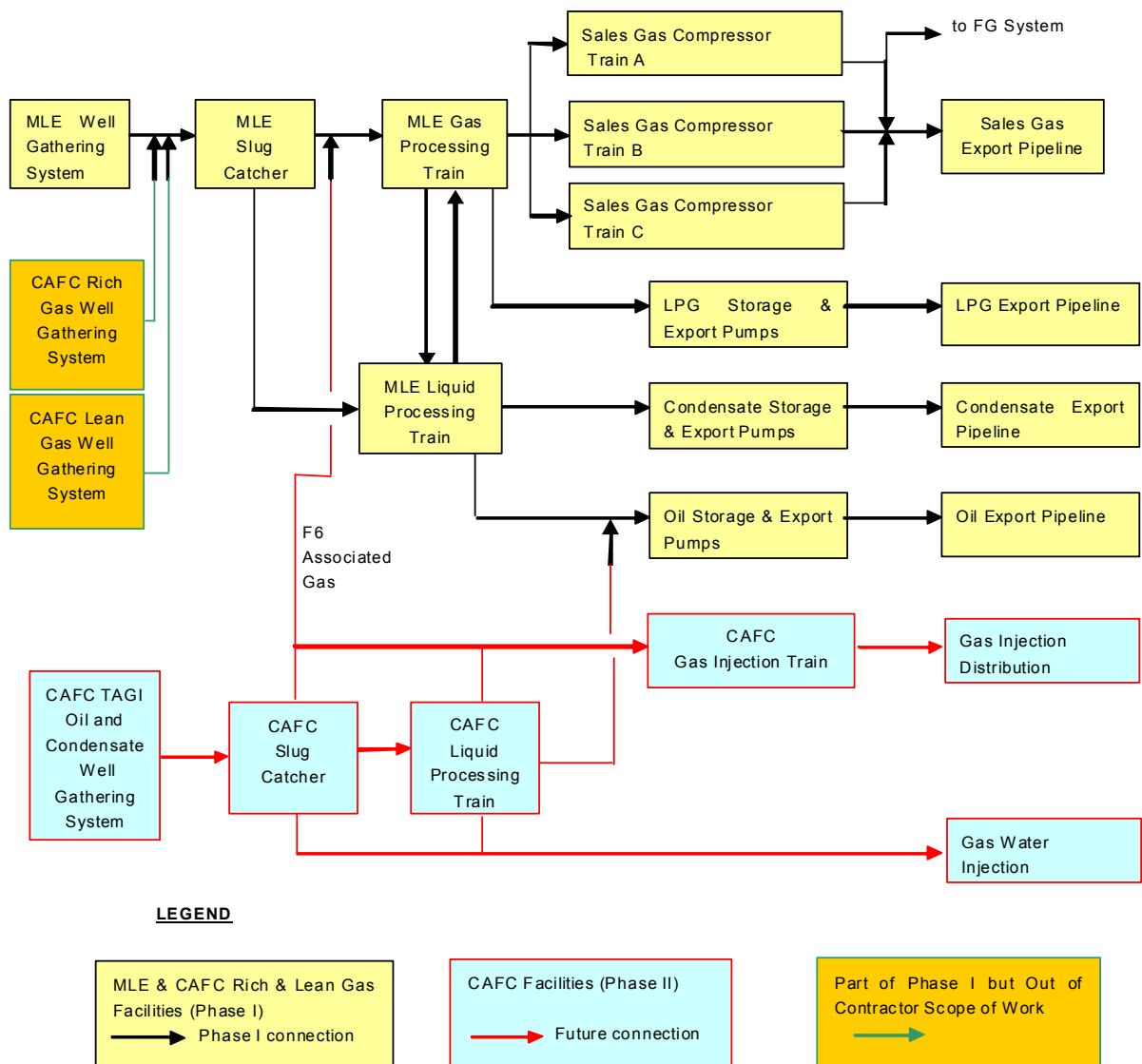


Figure I.3 : Schéma fonctionnel général MLE + CAFC. [1].

Certains approvisionnements ont été assurés par le CPF de MLE pour la future intégration des équipements de la Central Area Field Complex (CAFC TAGI OIL).

L'installation de MLE est conçue pour un débit total comprenant ce qui suit :

- ↳ Le débit du Réseau de collecte de MLE.
- ↳ Le débit du Gaz pauvre et du Gaz riche de CAFC.

Le stockage de l'huile et des condensats ainsi que les équipements d'expédition sont conçus pour la production totale incluant la production de l'installation de MLE et celle de CAFC TAGI OIL.

La plupart des services sont mis en place pour alimenter également les futurs équipements du CAFC TAGI Oil.

Les équipements des pipelines d'expédition incluent les lanceurs de racleurs, les vannes de sectionnement de conduite (conformes à la réglementation algérienne) et les raccordements aux infrastructures d'expédition déjà existantes. [3].

I. 6. Liens avec d'autres infrastructures ou installations

Le champ de gaz de MLE est connecté aux autres installations de la manière suivante :

- ☞ **Le Gaz à vendre :** le Pipeline d'expédition du Gaz est raccordé à la conduite principale vers Gassi Touil.
- ☞ **Le Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) :** le Pipeline d'expédition du GPL est raccordé à la conduite principale vers Gassi Touil.
- ☞ **Le Condensat :** le Pipeline d'expédition des condensats est raccordé à la conduite principale vers Gassi Touil
- ☞ **L'Huile :** le Pipeline d'expédition de l'huile est raccordé à la conduite principale vers Hassi Berkine.
- ☞ **L'Alimentation électrique :** la principale source d'alimentation en énergie électrique de l'installation de MLE est la sous-station MLN (à 34km de l'installation), par l'intermédiaire de deux lignes aériennes (OHLs «Overhead Lines»). Les OHLs arrivent dans un appareillage de commutation à isolation gazeuse à 60kV (GIS « Gas Isolated Switchgear ») qui inclus le Comptage fiscal électrique. [1].

I. 7. Organisation de la direction du complexe gazier

Le complexe gazier de MLE comporte plusieurs activités qui dépendent du nombre d'unités opérationnelles. L'ensemble est géré par une hiérarchie partagée entre des départements et supervisé par une direction, conformément à la représentation, en organigramme, suivante :

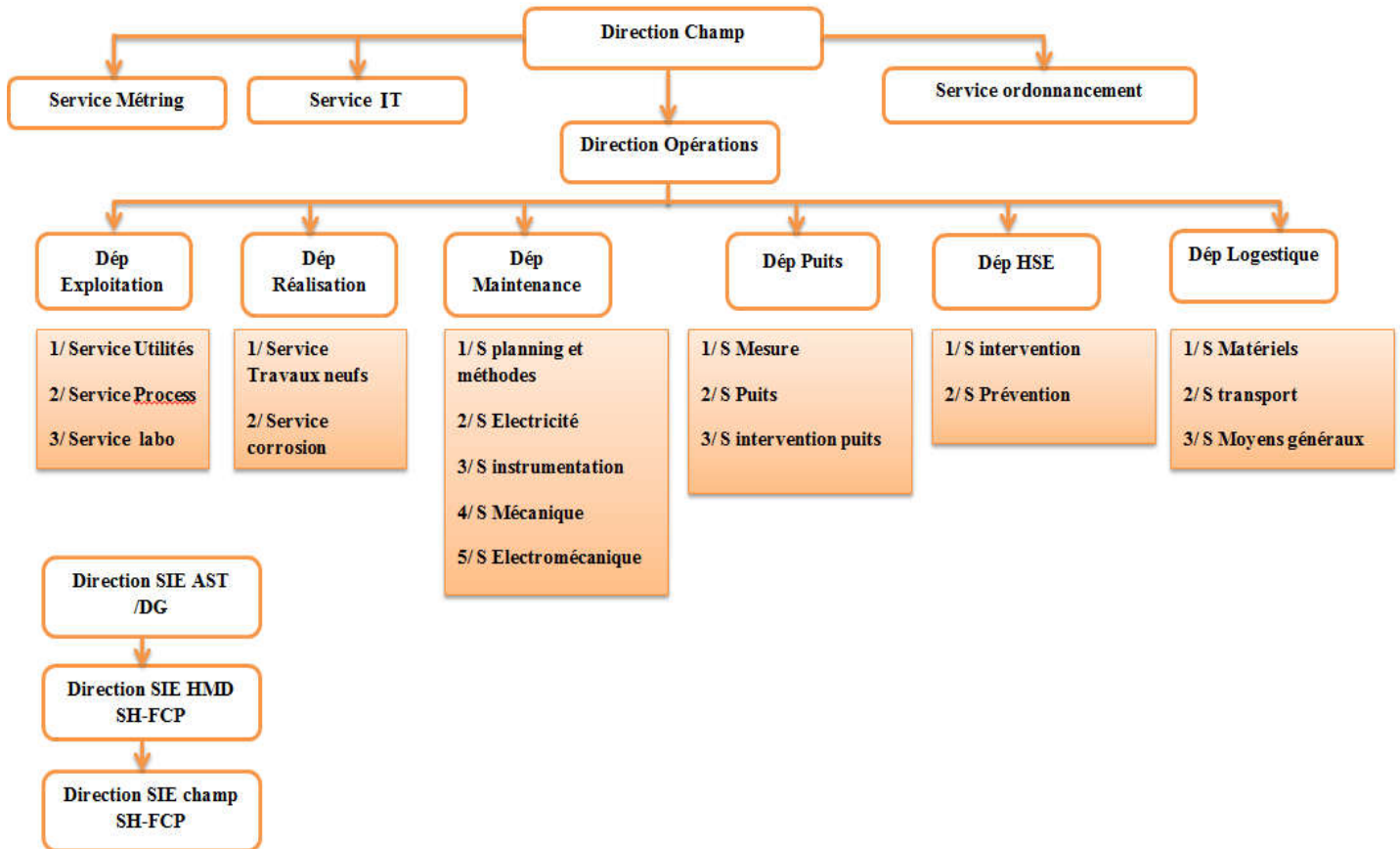


Figure I .4 : Organisation du site MLE SH_FCP. [4].

II. 8. Conclusion

Le présent travail s’intéresse à un incident survenu au niveau de l’unité de stabilisation des condensats, sur le site MLE. Ce dernier, qui est au fait un projet commercial conjointement développé par la Sonatrach et par First Calgary Petroleum Ltd (FCP/ ENI), est localisé au périmètre Ledjmet Block 405b.

L’ensemble des activités (production du gaz naturel, production du GPL, production de condensat, production de l’huile) est basé sur les produits bruts venant des champs captant, après une série de traitements et extractions on obtient le produit fini qui sera destiné à l’exportation.

Chapitre 02

Description des installations de MLE

II. 1. Introduction

Outre les installations du CAFC, le projet MLE comprend aussi celles de CPF (Installation de Traitement Central), avec ses installations associées correspondantes. Pour concrétiser la vision projetée, on est tributaire de produits bruts (matière première) provenant des différents puits du champ captant via un système de collecte. Une fois reçus, ces produits vont subir plusieurs opérations (traitement, séparation, extraction, compression ...etc.) dans les diverses infrastructures, et quand ils sont fin prêts, ils seront stockés et par la suite destinés à l'exportation utilisant des canalisations d'expédition ou pipe-lines (Gaz à vendre, GPL, Condensats, Huile).

II. 2. Description du projet production (gaz-huile) bloc 405b MLE

Comme signalé plus haut, c'est un projet de coopération et de partenariat entre Sonatrach et ENI (SH-Eni) qui a pour objectif l'épanouissement du champ pétrolier et gazier sur le bloc 405b MLE (situé dans le bassin de Berkine au Sud de l'Algérie). Il est donc inclus dans le cadre du développement de bloc 405b.

Les capacités installées de MLE assurent la production et le traitement du gaz humide permettant ainsi de disposer de trois (3) milliards de m³/an de gaz commercial, de 12.000 barils jour de GPL, de 10.000 barils jour de condensat et de 5.000 barils jour d'huile).

Le champ MLE comporte deux gisements, (l'un de gaz humide (MLE) et l'autre d'huile et du gaz CAFC « Central Area Field Complex »). [1].



Figure II. 1 : Plan de situation du site MLE. [1].

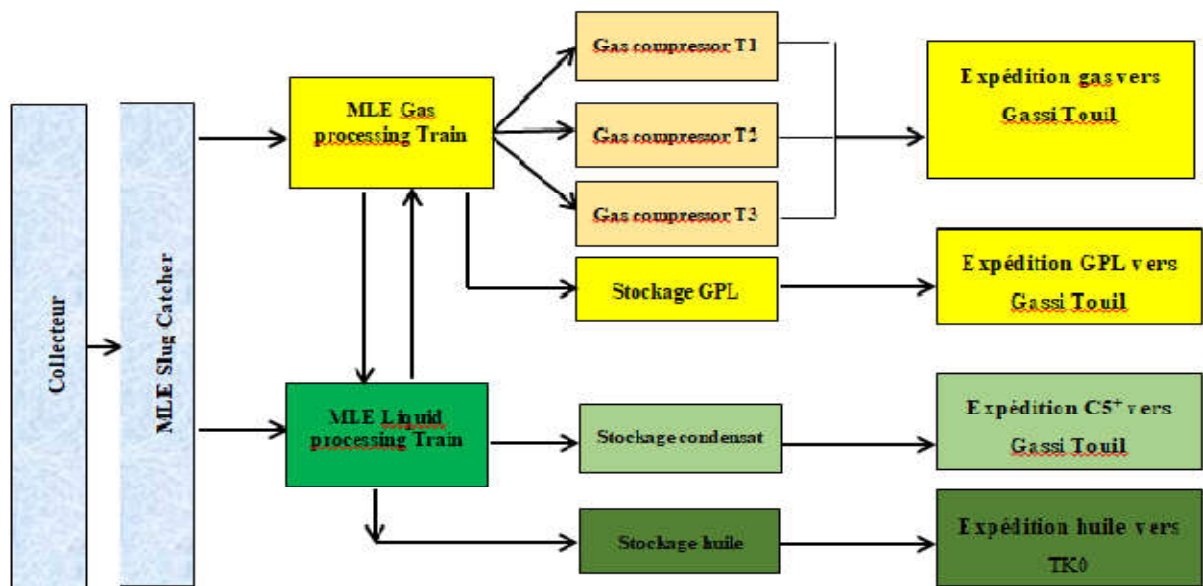


Figure II. 2. Plan de masse du CPF. [4].

Dans ce qui suit, on parlera de trois maillons liés l'un à l'autre. Il s'agit donc de :

- ☞ La partie amont : l'aire de production, des puits et réseau de collecte amont.
- ☞ La partie centrale : l'usine de production et infrastructure.
- ☞ La partie aval : lignes d'expédition, aire de stockage et de comptage.

II. 3. Portrait de la partie amont

II. 3. 1. Description du site de production

Selon le concept développé, tous les équipements de MLE sont conçus pour pourvoir aux besoins à la fois de MLE et du CAFC. Le développement de « CAFC » contient trois types de réservoirs (pétrole, gaz pauvre et gaz riche).

Le premier maillon de la chaîne est le site de production ou le champ captant.

Le MLE est composé de vingt trois (23) puits, se trouvant dans des sites distincts et alimentent l'usine.

Le CAFC est composé de puits programmés sont les suivants :

- ☞ TAGI : douze (12) puits de production de pétrole, trois (3) puits de production d'eau, (3) puits pour l'injection du gaz (deux puits déjà sont transformé en puits producteurs, tandis que l'autre est fermés actuellement).
- ☞ F6-2 : huit (8) puits de production de pétrole.
- ☞ F6-1 : seize (16) puits de production de pétrole. [3].

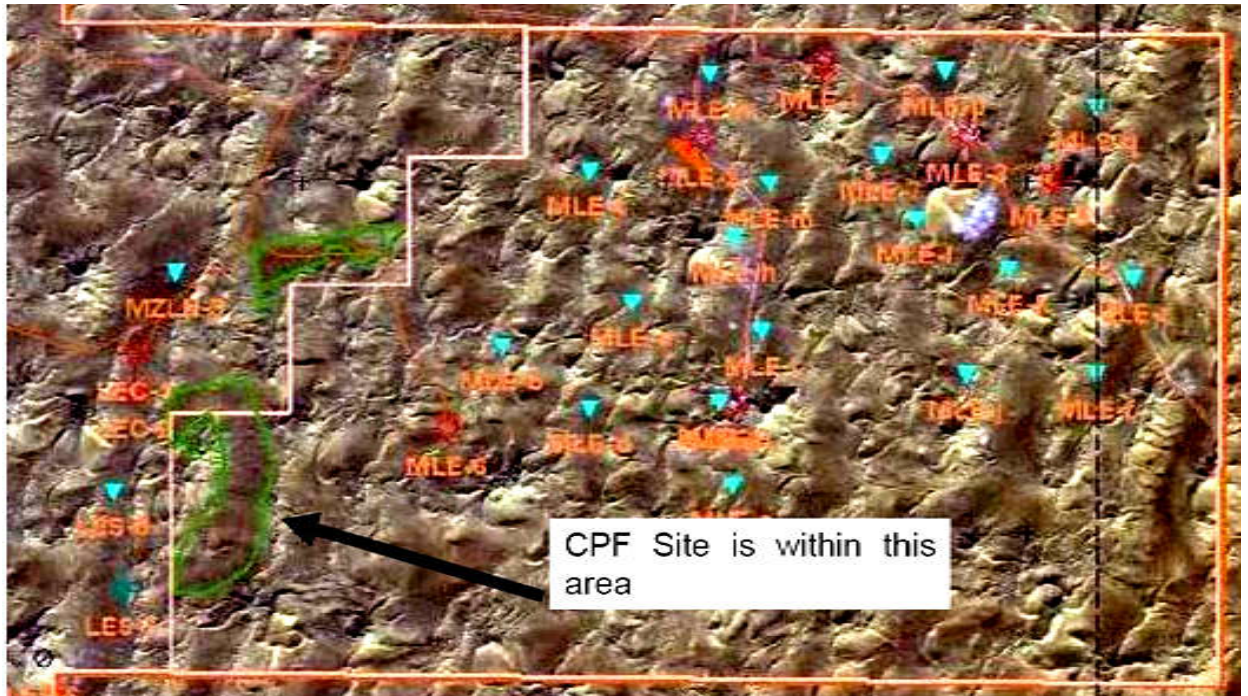


Figure II. 3 : Localisation du champ et emplacement de la CPF de MLE. [1].

Ce périmètre possède deux gisements celui du gaz humide MLE et celui de l'huile et de gaz, tandis que le [Central Area Field Complex (CAFC)] est un autre segment pour l'augmentation des capacités de production afin d'approvisionner le marché local et international. [1].

N B : À noter aussi que le champ MLE est approvisionner par une autre ligne de gaz, d'une capacité allant jusqu'à 7 millions m³, provenant du champ BRN (distant de 180 km).

II. 3. 2. Propriétés caractéristiques des puits

Les propriétés caractéristiques des différents puits alimentant MLE sont :

- Les puits de MLE-1 à MLE-6 ont été percés. MLE-4 doit être percé, tout comme MLE-g.
- La pression maximale de fond pour les puits MLE-5, MLE-q, MLE-k, MLE-r et MLE-j est de 4500 psia. Pour tous les autres puits, la pression maximale de fond est de 5200 psia.
- Une compression d'entrée à la CPF sera nécessaire avant la fin du plateau, dans environ cinq ans. La pression d'entrée initiale de la CPF et la pression après la compression d'entrée devraient correspondre à 71 bara.
- La Température maximale de calcul de la tête de puits, est de 121 °C.
- Les températures de la tête de puits, Cas A 78°C, Cas B 67°C, Cas C 67°C (estimée).

- Les coordonnées de la tête de puits à la donnée de référence WGS UTM Zone 32.
- La fin du débit du plateau suppose un THP de 600 psia (41.4 bara) pour tous les puits. La fin réelle du plateau s'annonce lorsque les puits ont un débit limité en conséquence de la réception d'une pression la CPF de 31 bara (450 psia). Cette pression correspond à la pression minimale garantie par les futurs suppresseurs d'entrée. Cette pression peut être optimisée au moment de la conception du suppresseur.

Les réserves de MLE contiennent du gaz mélangé au brut ce qui lui donne une forte valeur ajoutée. [6].

II. 3. 3. Alimentation amont de l'installation

Deux écoulements de gaz (de CAFC SWP Gaz) approvisionnent l'installation de MLE en amont du Slug-catcher de MLE (gaz riche et pauvre).

Les caractéristiques de fonctionnement au niveau du raccordement avec les installations de MLE et du Slug-Catcher en amont, sont les suivantes :

- Pression d'entrée = 71 bara.
- Température d'entrée (en été) = 51°C Température d'entrée (en hiver) = 20°C.

Les écoulements du gaz de CAFC sont saturés d'eau à 51°C en été comme en hiver. Il n'y a pas d'eau à 51°C. [6].

II. 3. 4. Caractéristiques des produits d'alimentation "Composition des fluides des puits"

La composition du fluide du réservoir de MLE est un sujet complexe qui dépend des facteurs suivants :

- ☞ Le champ de MLE est composé de plusieurs réservoirs ayant des tailles et des caractéristiques de productivité et de composition variables.
- ☞ Des incertitudes existent pour tous les paramètres des réservoirs.
- ☞ La composition des fluides se modifie au fur et à mesure de l'épuisement des réservoirs, ils deviennent généralement moins riches en hydrocarbures lourds.

Outre les éléments indiqués ci-dessus, il faut aussi tenir compte de la plage de variation de la composition du fluide du réservoir de MLE et des écoulements de gaz de CAFC (riches, attendus et pauvres). [4].

- ☞ Un écoulement de gaz pauvre provenant d'un système de collecte dédié allant jusqu'au collecteur d'entrée de MLE (le débit de calcul du réservoir est d'environ 67 MMSCFD).
- ☞ Un écoulement de gaz riche provenant d'un système de collecte dédié allant jusqu'au collecteur d'entrée de MLE (le débit de calcul du réservoir est d'environ 48 MMSCFD).

II. 3. 5. Réseau de collecte des Puits de champ MLE

Le réseau de collecte des puits de MLE prévoit toutes les connexions nécessaires de la conduite et les équipements des puits pour collecter les fluides des puits qui alimentent les équipements de l'usine de la CPF, au niveau de laquelle le gaz à vendre, le GPL, le condensat et l'huile sont produits selon les spécifications requises des produits. [3].

Les équipements du système de collecte des puits de champ MLE se composent des éléments suivants :

- ☞ Un Système de tête de puits (Production) – Système 13.
- ☞ Un Système de tête de puits (Injection Chimique) – Système 15.
- ☞ Un Raccordements (Production) – Système 18.

II. 3. 5. A. Système 13 de tête de puits (Production)

Ce système (13) regroupe et mobilise l'ensemble des puits qui sont prévus pour le projet de MLE. De point de vue pratique, il y a une certaine analogie entre les puits et leur composition est identique, on distingue : [1].

- ↪ **La Tête de puits de production** : elle consiste en un ensemble de vannes X-master [vanne maitresse inférieur (LMV) et supérieur (UMV)], vanne latérale de production (PWV) et la vanne de neutralisation (KWV), vanne de curage (SV) et la croix massive) et les vannes supplémentaires utiles (Vanne de sécurité de fond (SSSV)).
- ↪ **Le Porte Duse (choke valve)** : il vient se placer juste après la tête du puits. Son objectif est de réajuster le débit recommandé et la pression de la tête (WHP).
- ↪ **Les indicateurs de pression et température.**
- ↪ **Le Flow transmetteur** : le flow transmetteur vient juste après le Porte Duse. Il sert à mesurer la différence de pression en amont et en aval de l'orifice Daniel installé et par conséquent affiche le débit en kg/h ou m³/h.
- ↪ **La Sonde et Coupon de Corrosion** : des sondes de corrosion dont l'utilité est de vérifier l'état d'avancement de corrosion et l'efficacité de la réaction des produits chimiques anticorrosion.
- ↪ **La PSV** : une pression safety valve installé dans la ligne pour protéger cette dernière contre la haute pression.
- ↪ **Le Joint Isolant** : comme son nom l'indique, il a pour rôle d'isoler le pipeline contrôle le courant électrique non souhaitable. Un contrôle rigoureux quant au suivi de son état doit être effectué et ce, pour minimiser la corrosion électrique.

- ↳ **Le Pipe ou le Tube API (Ligne d'écoulement de la production vers le manifold) :** Ce tube est constitué de plusieurs composants en alliage combinant les éléments tels que Carbone/Magnésie/Phosphore/Soufre. Disponible sur plusieurs dimensions et poids. Sa pression d'épreuve diffère d'un type à l'autre.
- ↳ **Les Racleurs et Gare racleurs :** Après avoir soudé les pipes et tester l'ensemble en test d'épreuve, une opération de raclage est obligatoire pour nettoyer le pipe de l'intérieur contre les impuretés.
- ↳ **Panneau de contrôle de tête de puits (WHCP).**

II. 3. 5. B. Système 15 de tête des puits (Injection Chimique)

Un phénomène de corrosion lié à la composition du fluide extrait des Puits peut avoir lieu et peut constituer une menace. Pour y faire face, un inhibiteur de corrosion est nécessaire.

Les systèmes d'inhibition de corrosion comprennent un réservoir de stockage, avec une injection directe en utilisant les Pompes d'injection de l'Inhibiteur de corrosion de la tête de puits. [3].

Un opérateur doit charger manuellement cet Inhibiteur de corrosion dans chaque Ballon d'Injection de l'inhibiteur de Corrosion en tête de puits et dans le Ballon d'Injection de l'Inhibiteur de Corrosion du Collecteur.

Pour alerter l'opérateur du niveau actuel du Ballon d'Injection de l'inhibiteur de Corrosion, un indicateur de niveau local est prévu dans le point de remplissage.

La couverture au nitrogène pour le Ballon d'Injection de l'Inhibiteur de Corrosion n'est pas nécessaire. [4].

L'action d'injection de l'inhibiteur de corrosion est une opération manuelle dont la décision revient à l'opérateur. Les pompes d'injection de cet inhibiteur sont démarrées/arrêtées manuellement et réglées au débit d'injection nécessaire. Ces pompes offrent aussi la possibilité d'être arrêtées automatiquement, en cas de fermeture de la vanne latérale de la tête de puits et un niveau très bas de liquide déclenche la pompe par le RTU. [4].

II. 3. 5. C. Le Système 18 Collecteurs (Production)

Le système de collecte de production est constitué d'un réseau de ligne de collecte (Flow Line) individuelle connectée par l'intermédiaire des collecteurs du champ aux quatre conduites principales (Trunk Line). Ces dernières livrent les fluides produits aux installations de réception (au niveau de la CPF). [1].

Ce système collecteur est constitué d'un ensemble de vannes de sectionnement et regroupant de multiples lignes (tube) venant chacune d'un puits. L'intersection entre puits et collecte (manifold) se fait par pipe (tube). La production des quatre conduites principales s'écoule dans le collecteur d'entrée, qui transporte les fluides au (Slug-Catcher).

Le débit récupéré de chaque puits est acheminé au système de collecte puis vers la conduite principale pour enfin aboutir à la CPF, par le biais des collecteurs intermédiaires. En effet, six (6) collecteurs intermédiaires sont prévus pour MLE où, d'ordinaire, chacun d'entre eux collecte quatre (4) à cinq (5) puits. Tout collecteur intermédiaire est muni d'un séparateur test de manière à ce que chaque débit réuni de puits soit canalisé à travers un collecteur test à chaque compteur de puits.

Les instruments de débit du gaz, de l'huile et de l'eau sont montés et ajustés sur les lignes de sortie, à partir du séparateur test, afin de mesurer le débit du gaz/liquide. Le gaz, le condensat et l'eau mesurés sont accumulés et exportés à la conduite principale de collecte avec la production des autres puits. [1].

II. 4. Portrait de la partie centrale

II. 4. 1. Description de l'usine et de l'infrastructure

Parmi les parties clé du projet MLE, l'usine et l'infrastructure. La politique de planification et de projection s'attend beaucoup de ce projet vital, souhaitant donner une bouffée d'oxygène à l'économie du pays. Tous les indicateurs attestent que ce pôle industriel et gazier donnera une forte impulsion aux capacités du secteur des hydrocarbures et à l'industrie pétrolière en matière de production de gaz.

Ce gisement réalisé conjointement par Sonatrach et la société italienne ENI possède des réserves énergétiques très importantes ainsi que de grandes capacités en gaz pétrole liquéfié (GPL), en condensât et en huile. Le niveau de production classe le MLE incontestablement comme le troisième plus important projet d'hydrocarbures en Algérie, après Hassi-Messaoud et El Merk.

Cette mégastructure est en fait le jumelage de deux complexes ; en l'occurrence le CPF et le CAFC. [8].

II. 4. 2. Description de l'Installation de la CPF

Comme signalé à plusieurs reprises, les installations de la CPF sont destinées au traitement des divers produits récupérés de l'ensemble des puits qui alimentent l'usine. L'objectif est de manufacturer cette matière première et mettre à disposition les produits suivants : [2].

- ✚ **Le Gaz à vendre** : ce produit doit être conforme à la spécification de pouvoir calorifique.
- ✚ **Le condensat et l'huile** : doivent être conformes aux spécifications pour la pression de vapeur et la densité.
- ✚ **Le GPL** : lui, doit être conforme aux exigences de composition de la spécification.

II. 4. 3. Description du procédé de traitement

Le CPF de MLE et les installations correspondantes qui lui sont connexes ont une capacité nominale de 300 MMSCFD de Gaz à vendre (projet garanti 350 MMSCFD). [4].

Selon les objectifs du projet MLE, ce complexe comprend diverses installations, surtout :

- ✓ Les équipements de réception et de Slugcatching (Slug-Catcher).
- ✓ Les équipements de prétraitement du gaz, élimination des impuretés du H₂S et Hg.
- ✓ Les installations d'élimination du CO₂ (avec de DEA).
- ✓ Les installations de déshydratation du Gaz.
- ✓ Les équipements de refroidissement du gaz pour éliminer les composants lourds du gaz (GPL) pour satisfaire la spécification de pouvoir calorifique du gaz.
- ✓ Les équipements de compression et comptage du gaz à vendre.
- ✓ Les équipements de stabilisation du brut.
- ✓ Les équipements de récupération du GPL et Traitement du GPL.
- ✓ Les installations de récupération de l'huile et condensat.
- ✓ Les installations de stockage, comptage et expédition du GPL.
- ✓ Les installations de stockage, comptage et expédition de condensat.
- ✓ Les installations de stockage et expédition de l'huile.

II. 4. 4. Gamme de Produits finis

Les produits obtenus à savoir, le GPL, le Condensat, l'Huile et le Gaz à vendre, sont issus des bruts d'alimentation, après une série d'opérations de traitement, sachant pertinemment qu'ils doivent répondre à certaines exigences et satisfaire aux exigences des spécifications normales.

II. 4. 4. A. Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

II. 4. 4. A. 1. Origine et conversion du GNL

Le gaz est issu de la transformation naturelle de matières organiques végétales ou animales, sous l'effet de la pression et de la chaleur, il est dit thermogénique. Il est dit biogénique lorsqu'il est généré à partir de la fermentation de bactéries présentes dans les sédiments organiques. Il appartient à la famille des ressources énergétiques fossiles.

Il est appelé gaz naturel puisqu'il est issu d'un processus faisant partie de la nature (Méthane, Éthane, Butane...). La formation du gaz naturel n'est pas liée à une période particulière de l'histoire de notre planète. Ce phénomène se poursuit encore de nos jours.

IL est, au fait, plus léger que l'air, sans forme particulière, incolore, inodore, insipide, non corrosif et non toxique.

Il peut acquérir la forme gazeuse une fois qu'il est refroidi (changement de phase) en deçà de 160°C (moins de 260°F) à la pression atmosphérique et sera réduit à l'état liquide, à 1/600^{ème} de son volume original, ensuite on lui ajoute un parfum chimique (un odorant dit le mercaptan) lui conférant une odeur d'œuf pourri afin qu'il puisse être détecté.

Il s'appellera désormais gaz naturel liquéfié (GNL). En raison de sa nature cryogénique (liquides à T° < à -150°C), le GNL gèle tout ce qui vient en son contact. Il ne peut s'enflammer (en milieu confiné) ou exploser (en cas de fuite) que lorsqu'il se réchauffe et retrouve son état gazeux (gaz naturel) et se mélange à l'air et soit en contact avec une source d'inflammation.

Le concept de conversion du gaz naturel en GNL a été développé en Allemagne en 1893. Cleveland (l'Ohio) a vu édifier sa première usine commerciale de GNL en 1941 suivi de Virginie-Occidentale (1912 et qui est entrée en production en 1917). [7].

II. 4. 4. A. 2. Les différents types de gaz naturel

La manière dont le gaz naturel s'est formé et l'endroit où il a été découvert et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz selon les conditions de pression et la température dans le réservoir de gisement et en surface conduisent à distinguer les types de gaz naturel suivants:[15].

- ✓ **Le gaz naturel humide** : s'est formé suite à la transformation des débris d'algues marines et de plancton en bitume, puis en pétrole. Sous l'action d'une température et d'une pression élevées, ce bitume s'est, à certains endroits, décomposé pour former progressivement du gaz naturel.
- ✓ **Le gaz naturel sec** : développé des débris végétaux (recouverts de sable, de pierres et de substances organiques) qui se sont carbonisés suite à l'augmentation des températures. Ce processus a formé la tourbe, le lignite et la houille, et a libéré du méthane. Lequel s'est accumulé dans les couches de roches poreuses, pour former finalement de véritables « bulles de gaz ».
- ✓ **Le gaz à condensât** : dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase condensée riche en hydrocarbures lourds dans le réservoir.
- ✓ **Le gaz associé** : c'est un gaz de couverture en lien avec la phase d'huile dans les réservoirs d'huile (Gisement de pétrole).

II. 4. 4. A. 3. Les composantes du gaz naturel

Le gaz naturel contient le Méthane (composant principal) avec des traces d'Éthane, d'Azote, de dioxyde de carbone, de Propane et de Butane ...etc. C'est un gaz de la famille des hydrocarbures, composé d'un seul atome de carbone et de quatre atomes d'hydrogène. C'est ce qui le rend à la fois simple et léger. [11].

Tableau II. 1. Composition type du GNL. [11].

Hydrocarbures				Non-Hydrocarbures	
CH₄	81 à 97%	C₄H₁₀	0,2%	N₂	2,2%
C₂H₆	1 à 10	C₅H₁₂	1%	CO₂	1,4%
C₃H₈	1 à 5%	C₆H₁₄	0,5%	H₂S	1,5%

II. 4. 4. A. 4. Propriétés physiques et thermodynamiques du GNL

On parle souvent indifféremment de G.N.L. et de méthane liquide en raison du pourcentage élevé de CH₄ dans le gaz naturel.

Rappelons donc brièvement les principales caractéristiques de ce dernier : [7].

- ✓ Le point d'ébullition du GNL varie avec sa composition, généralement (-162°C) à la pression atmosphérique.
- ✓ Sous l'état liquide, il occupe environ 1/600^{ème} de volume à l'état gaz tout en gardant son pouvoir calorifique.
- ✓ La masse volumique du GNL est entre 430 kg/m³ et 470 kg/m³, soit à moitié moins dense que l'eau.
- ✓ Non-inflammable à l'état liquide.
- ✓ Température de fusion à la pression atmosphérique : (-183°C).
- ✓ Température critique : (-82,6 °C).
- ✓ Pression critique : 46,27 bars.
- ✓ Densité à l'état gazeux : (0,555).
- ✓ Densité à l'état liquide : 0,424 g/cm³ à (-160 °C).
- ✓ Pouvoir calorifique supérieur : 9,53 th/m³ à 0° sous 1,013 bar.
- ✓ Viscosité du méthane liquide : 0,12 centpoises (soit le dixième de celle de l'eau).
- ✓ Chaleur latente de vaporisation : 0,050 th/1(eau : 0,550 th/1).
- ✓ Chaleur spécifique à pression constante à (-161,7°C) : 0,83 mth/kg °C.
- ✓ Facteur d'expansion entre le liquide à (-160°C) et le gaz à (20°C) : 600

II. 4. 4. A. 5. Fonctionnement technique

Pour être fin prêt aux diverses catégories d'usagers, plusieurs grandes étapes constituent la chaîne GNL (de la liquéfaction du gaz naturel jusqu'à la regazéification).

*** La Liquéfaction du gaz naturel**

Une fois extrait des puits (gisement), le gaz naturel est collecté et acheminé, par gazoduc, vers l'usine, disposant d'infrastructures de liquéfaction. Dans cette dernière, il subit plusieurs traitements successifs :

- ✚ **L'épuration** : elle consiste à anéantir la présence de CO₂, du H₂S et d'autres composés soufrés, pour ne pas risquer l'endommagement des unités de liquéfaction.
- ✚ **La déshydratation** : il s'agit de l'élimination de l'eau (H₂O) du gaz pour ne pas permettre la formation d'hydrates de Méthane qui peuvent bloquer les échangeurs cryogéniques. Une fois « sec », le gaz naturel est composé quasiment de méthane pur. On le débarrasse également de toute trace de mercure (Hg) ou d'éléments toxiques pouvant générer la corrosion des alliages utilisés dans la suite du processus.
- ✚ **Le pré-refroidissement** : après refroidissement à une température voisine de -30°C, le gaz naturel subi une série de distillations (dans les colonnes d'épuration), ce qui permet d'isoler les hydrocarbures plus lourds ainsi que le GPL ; Propane et Butane. Ceux-ci peuvent être vendus comme matière première en pétrochimie ou comme carburant.
- ✚ **La liquéfaction** : le gaz est comprimé, refroidi à pression constante puis détendu. Cette opération est reproduite à deux ou trois reprises dans des colonnes frigorifiques (pompes à chaleur) d'où le gaz sort à près de -160°C, entièrement liquide à pression atmosphérique. Le processus de liquéfaction nécessite une importante quantité d'énergie d'ailleurs, l'usine de liquéfaction utilise en moyenne près de 10% du gaz qui lui est livré pour sa propre consommation (fonctionnement), en particulier pour alimenter ses pompes à chaleur.

*** Regazéification**

Lorsque la consommation le nécessite, le GNL est regazéifié, sa température est alors portée d'environ -160°C à plus de 0°C, sous haute pression (entre 60 et 100 bars). Le GNL peut être réchauffé par des échangeurs à ruissellement d'eau de mer ou par combustion d'une partie du gaz. Avant l'acheminement du gaz par gazoduc depuis le terminal jusqu'aux réseaux de distribution, son pouvoir calorifique peut être ajusté par modification de la teneur en azote ou par mélange avec d'autres gaz. [11].

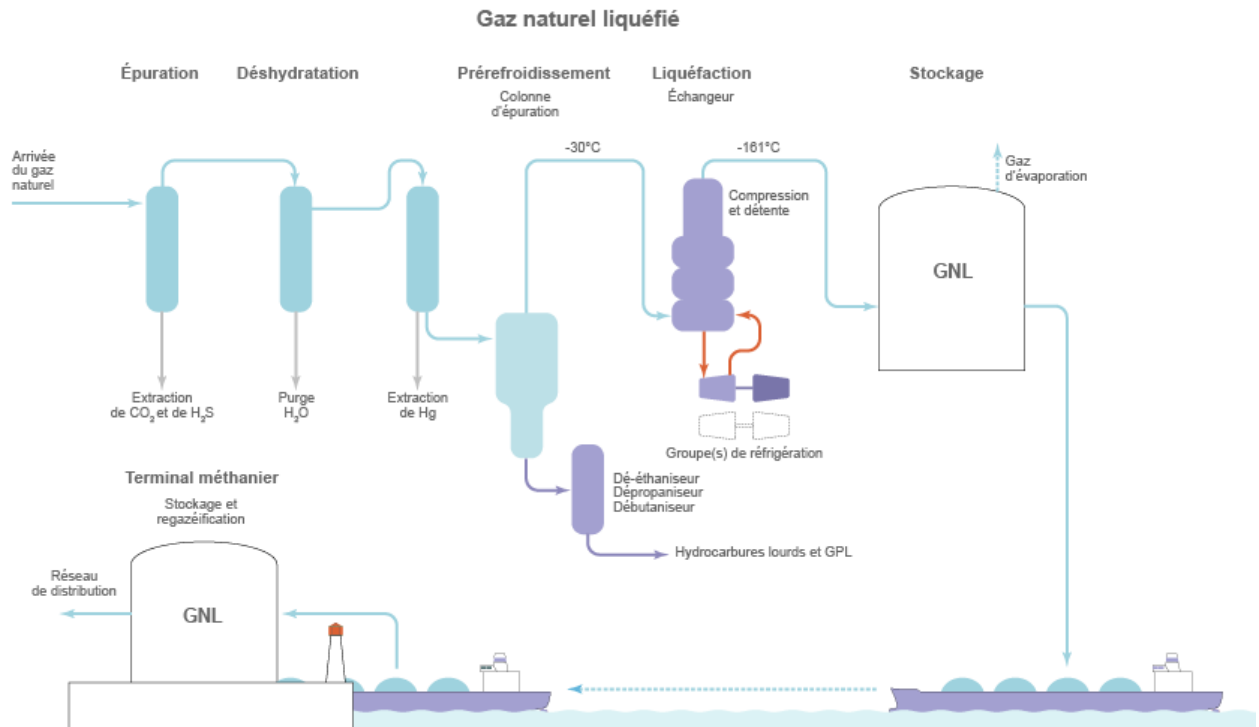


Figure II.4. Différentes étapes de la « chaîne GNL » (©Connaissance des Énergies). [11].

II. 4. 4. A. 6. Les avantages du gaz naturel liquéfié

Après avoir passé par les différentes unités d'épuration et de traitement, le GNL doit obéir à des normes et à certaines spécifications. [12]. Il doit alors être :

- ❑ **Écologique :** la combustion du GNL ne produit ni fumée, ni suie, ni poussière mais seulement de la vapeur d'eau et du dioxyde de carbone en faible quantité. Ainsi, cette filière garantit une réduction importante des émissions de CO_2 par rapport au charbon (-45 %), au fioul (-27 %) et au GPL (-14 %). Par rapport aux fiouls lourds, le GNL réduit de 25 % les émissions de (CO_2), de 90 % celles du d'oxydes d'azote (NO_x) et de 100 % celles de SO_2 et des particules fines.
- ❑ **Économique :** moins cher que les autres combustibles fossiles (coût relativement stable de 15 à 25% d'économies par rapport au fioul lourd), une maintenance économique des chaudières (le GNL n'encrasse pas autant les installations que le fioul lourd).
- ❑ **Performant :** c'est aussi une source d'énergie performante ayant un pouvoir calorifique supérieur (PCS) d'une moyenne de $11,75 \text{ kWh/m}^3$.

II. 4. 4. A. 7. Les différentes utilisations du GNL

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est destiné à de multiples fins possibles et ce, selon le besoin et l'intérêt des différentes catégories d'utilisateurs. [14].

- **Source d'approvisionnement d'appoint du réseau de gaz naturel** : il peut être stocké, regazéifié et injecté dans les réseaux de distribution de gaz naturel selon les besoins.
- **Source d'énergie pour les communes et les industries isolées** : il peut alimenter des installations industrielles ou des localités isolées non reliées au réseau de distribution de gaz naturel. Alternative plus économique au fioul, au GPL ou au charbon, le GNL permet également aux industriels de respecter les lois du pollueur payeur.
- **Carburant routier terrestre** : il s'est avéré être une solution intéressante dans le secteur des transports routiers lourds (bus et camions) pour réduire les émissions de polluants atmosphériques.
- **Carburant marin** : il peut être utilisé pour ravitailler les navires, en alternative aux fiouls lourds (responsables de près de 14% des émissions mondiales de soufre dans l'atmosphère). Le GNL devient une source d'énergie prometteuse pour assurer la conformité des flottes maritimes aux seuils de soufre marin. De plus, le GNL est économique et a une très bonne efficacité énergétique.

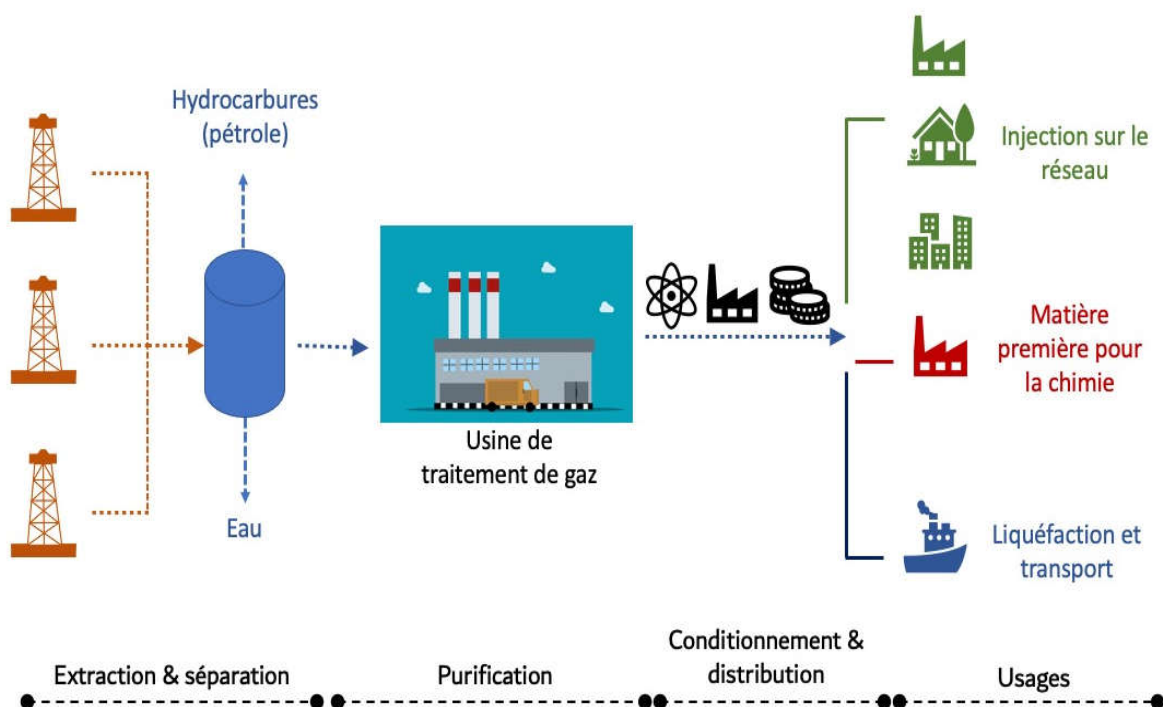


Figure II. 5. Illustration de la production et de la distribution de gaz naturel commercial. [14].

II. 4. 4. B. Le Gaz du pétrole Liquéfié (GPL)

II. 4. 4. B. 1. Origine et convertissement du GPL

Le Gaz du Pétrole Liquéfié est un mélange d'hydrocarbures légers, issu du raffinage du pétrole (40 %), obtenu au cours de la distillation du brut, lors du cracking ou du reforming des produits afin de produire les essences. Soit au cours des séparations du GN (60%) afin de soustraire et de récupérer les condensât et GPL (propane, butane, C5+) dans les champs.

Le mélange peut contenir jusqu'à 0,5 % d'autres hydrocarbures légers tels que le butadiène, les alcènes et les alcanes. Il ne contient ni plomb ni benzène mais peut contenir du soufre. [8].

La dénomination « GPL » est exclusivement réservée au Propane et au Butane, car ils sont les seuls à être gazeux à pression et température ambiante et à se laisser liquéfier sous faible pression. [5].

À pression atmosphérique (1 bar), le propane devient liquide en dessous de -42°C tandis que le butane passe à cet état dès que la température descend en dessous de 0°C . Le GPL peut devenir liquide (soit à pression relevée à la température ambiante, ou à pression atmosphérique et basse température ou encore à pression modérée et température pas tellement basse). Cette propriété le rend facile à être stocker dans un volume réduit ; 250 litres de GPL gazeux égale à un litre de GPL liquide (à $1/250^{\text{ème}}$ de son volume original).

Il est l'un des meilleurs combustibles avec le gaz naturel en ce qui concerne le contrôle de l'environnement. [5]. [8].

II. 4. 4. B. 2. Composition du GPL

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est « un mélange de gaz composés d'atomes de carbone et d'hydrogène ; le Propane (C_3H_8 : environ 20 %) et le Butane (C_4H_{10} : environ 80 %)». Les GPL sont des molécules pures, dites saturées. Ces hydrocarbures mélangés répondent à des règles officielles, clairement définies par la loi. [8].

Tableau II.2. Composition molaire du GPL. [8].

Composant	% molaire
Méthane	0,32
Éthane	0,12
Propane	60,95
Iso-Butane	15,46
Normal-Butane	22,14
Iso-Pentane	0,01

II. 4. 4. B. 3. Caractéristiques du GPL

Autrefois, le GPL était considéré comme un résidu de l'extraction du pétrole et était donc directement brûlé (torchage). De nos jours, des équipements hautement technologiques permettent de le récupérer (par distillation), les fractions les plus nobles et le reste servent généralement de carburant, mais pour des appareils différents. [15].

Ce produit doit avoir certaines qualités et se conformer aux exigences et lois en vigueur :

- ✓ La propriété d'être gazeux (à T° ambiante et P atm).
- ✓ Se liquéfie à une pression relativement faible.
- ✓ La densité du GPL (1,5 à 2), celle du Propane (0,51) et celle du Butane (0,58).
- ✓ Les GPL sont des gaz puissants, propres, économiques.
- ✓ Une dilatation du GPL d'environ 0.25% par degré Celsius..
- ✓ Une tension de vapeur (Butane : 2bar) et (Propane : 8bar), à 20°C.
- ✓ Une température d'ébullition (Butane : -0,6°C) et (Propane : -40°C).
- ✓ Une température de liquéfaction de l'ordre de -30°C.
- ✓ Teneur en gaz sec $\leq 3\%$ mol.
- ✓ Teneur en condensat $\leq 0,4\%$ mol.
- ✓ Incolore et inodore (à l'état liquide ou vapeur), ajout du mercaptan (pour la sécurité).
- ✓ Toxique (quand il s'enflamme dans l'air : émission de CO).
- ✓ Pouvoir Calorifique Supérieur, [Butane : 29460 (i-C₄), 29622 (n-C₄), Propane : 22506].
- ✓ Masse volumique à l'état gazeux : [Air : 1,2g/l – Propane : 1,8g/l – Butane : 2,4g/l].
- ✓ Masse volumique à l'état liquide : [Eau : 1kg/l – Propane : 0,51kg/l – Butane : 0,58kg/l].
- ✓ Pouvoir calorifique : [Propane : 12200 kcal/Nm³ – Butane : 11800 kcal/Nm³].
- ✓ Corrosif avec l'Aluminium et le Cuivre mais pas avec l'acier.
- ✓ Le raffinage de 100 tonnes de pétrole brut fournit environ 4 tonnes de GPL.

Tableau II.3. Caractéristiques des composants du GPL. [7].

Élément \ Critère	Méthane	Éthylène	Éthane	propylène	propane	isobutane	butène	n butane
Formule chimique	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₆	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	C ₄ H ₁₀
Tension de vapeur à 10°C ; (kg/cm ²)	370	45	32	7,7	6,2	1,3	1,7	1,5
Point d'ébullition à 760 mm Hg ; (°C)	-161,5	-103,7	- 88,5	- 47,7	- 42	- 11,7	- 6,2	- 0,5
Masse volumique ; (kg/litre)	0,3	0,12	0,37	0,52	0,51	0,56	0,6	0,58
Litres de gaz obtenus à partir d'un litre de liquide (L)	443	333,7	294,3	283,5	272,7	229,3	252,9	237,8
Poids spécifique du gaz à 15°C 760mm/Hg, (kg/m ³)	0,677	1,18	1,27	1,77	1,86	2,45	2,37	2,45
Pouvoir calorifique supérieur (kcal/kg)	13 288	12 028	12 417	11700	11 980	11 828	11 589	11 586
Nombre d'octane (Motor Method)	120	76	99	83	96	97	84	89

II. 4. 4. B. 4. Production du GPL

Le Gaz de Pétrole Liquéfiés symbolise les fractions légères d'hydrocarbures paraffiniques qui sont des hydrocarbures gazeuses liquéfiées composés majoritairement de coupe en C3 (le Propane C₃H₈) et C4 (le Butane C₄H₁₀). [8].

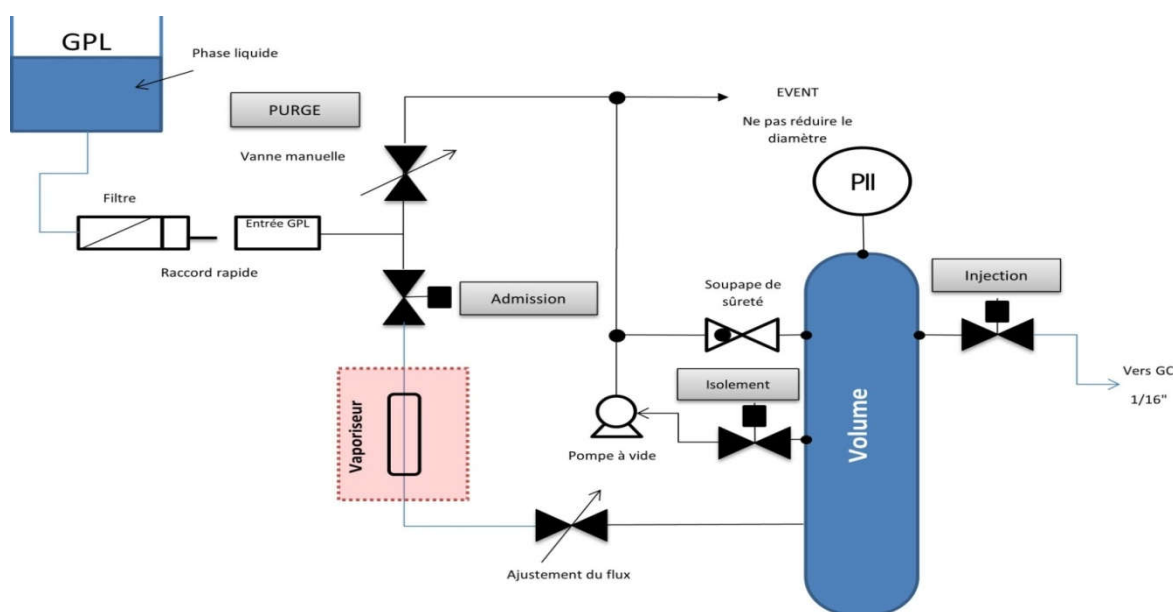


Figure II. 6. Analyse du GPL. [8].

En industrie pétrochimique les GPL sont produits en utilisant diverses techniques. Ils sont principalement obtenus, soit :

- ❖ **Des champs de gaz** (pour plus de 60%) : un champ de gaz naturel fournit en moyenne près de 90 % de méthane (CH_4) mais aussi 5 % de propane et 5 % d'autres gaz (butane...) Schématiquement, on refroidit le gaz naturel extrait pour en séparer les différents constituants. On obtient alors du GPL (butane et propane à l'état liquide) alors que le méthane se trouve encore à l'état gazeux, ces gaz ayant des points de liquéfaction différents. Du butane et du propane sont également récupérés lors de l'extraction de pétrole, sous forme de gaz associés dissous (d'où l'appellation de GPL). Les pourcentages de butane et de propane contenus dans le gaz naturel et le pétrole brut sont très variables d'un gisement à un autre. [7].
- ❖ **Des raffineries de pétrole** (pour moins de 40%) : lors du raffinage du pétrole brut, le butane et le propane constituent entre 2 et 3 % de l'ensemble des produits obtenus. Ils constituent les coupes les plus légères issues de la distillation du pétrole brut. Ces gaz sont également récupérés à l'issue d'opérations de traitement « secondaires », après la phase de distillation. Selon sa provenance, une tonne de pétrole brut traitée produit 20 à 30 kg de GPL. [7].

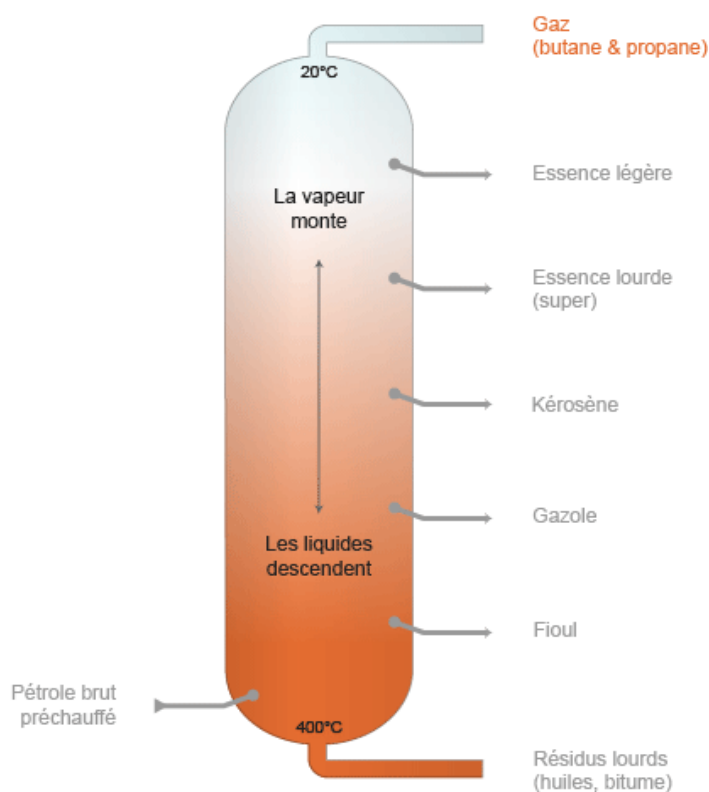


Figure II. 7. Produits issus de la distillation du pétrole brut. [7].

II. 4. 4. B. 5. Les avantages du GPL

Grâce leur nature extrêmement propre (les meilleurs de tous les combustibles fossiles), l'utilisation du GPL contribue à la lutte contre le problème de la pollution atmosphérique.

Ils ont l'aptitude de pas de résidus solides permettant alors la conception de centres d'emplissage et d'appareils d'utilisation performants, réduisant ainsi d'avantage les émissions.

Face à tous les problèmes concernant l'environnement (le réchauffement global, les pluies acides, la diminution de la couche d'ozone et de la qualité de l'air...) l'utilisation du GPL peut efficacement contribuer à réduire les effets d'émission car ils sont beaucoup moins polluants. [8].

Avec ce gaz, on dispose d'une énergie offrant de multiples avantages :

- ❑ **Économique** : avec un tarif compris entre 16 à 18 fois moins faible/kWh selon le type de produit et le conditionnement, le butane et le propane constituent une énergie économique, qui présente notamment une alternative très compétitive par rapport à l'électricité.
- ❑ **Performante** : rendement constant et pouvoir calorifique élevé. Le GPL offre en effet d'excellents rendements énergétiques grâce à son pouvoir calorifique élevé qui est supérieur à celui des énergies courantes. Les utilisateurs disposent ainsi d'une grande quantité de chaleur pour un poids faible.
 - ☞ 1 kg GPL = 13,8 kWh.
 - ☞ 1 kg charbon = 7,5 kWh.
 - ☞ 1 litre fuel domestique (0,85 kg environ) = 10,5 kWh.
 - ☞ 1 m³ gaz naturel (0,65 kg environ) = 10,5 kWh
- ❑ **Polyvalente** : Le GPL est principalement utilisé comme source d'énergie pour l'usage domestique mais aussi pour de nombreuses applications professionnelles. Sa propreté, son utilisation simple et la sécurité qu'il offre, il peut aussi être employé en association avec des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire (pour diverses applications).
- ❑ **Amie à la nature** : vu sa combustion écologique (sans odeur ni fumée, sans rejet nocif ni particule), qui dégage principalement de la vapeur d'eau et du CO₂, mais de façon moindre, ce qui lui confère une place incontournable comme énergie alternative. [5].

II. 4. 4. B. 6. Les différentes utilisations du GPL

Suite aux nombreux atouts que présente le GPL (économique, écologique, fort pouvoir calorifique, propreté de combustion, grande pureté, commodité de transport ...), qui en font un combustible plébiscité, c'est d'ailleurs la seule énergie à pouvoir répondre à de larges catégories d'usages.

Ses applications sont multiples et pouvant répondre aussi bien aux besoins domestiques que professionnels (industrie, agriculture ...).

On le retrouve aussi associé à d'autres carburants propres pour produire de la chaleur et de l'électricité au sein d'usines de cogénération.

Les GPL sont souvent utilisés là où les réseaux de gaz naturel sont inaccessibles, pour des applications variées : [2].

- ↪ **Applications itinérantes** : bouteilles pour restauration, briquets, lampes, etc.
- ↪ **Applications domestiques** : cuisson, chauffage, eau chaude sanitaire.
- ↪ **Applications industrielles** : métallurgie, pétrochimie, industrie textile et du papier, etc. Par exemple, ils sont utilisés dans les fours de traitement thermique, de cuisson et d'émaillage (notamment pour le verre, les poteries ou les porcelaines). Les propriétés oxydantes ou réductrices des GPL y sont exploitées, notamment pour jouer sur les couleurs.
- ↪ **Applications agricoles** : agriculture, élevage (aviculture fermière), etc. Les GPL sont une alternative aux produits chimiques (le désherbage) ;
- ↪ **Transports** : carburant pour des véhicules, des bateaux de plaisance, des montgolfières, etc.

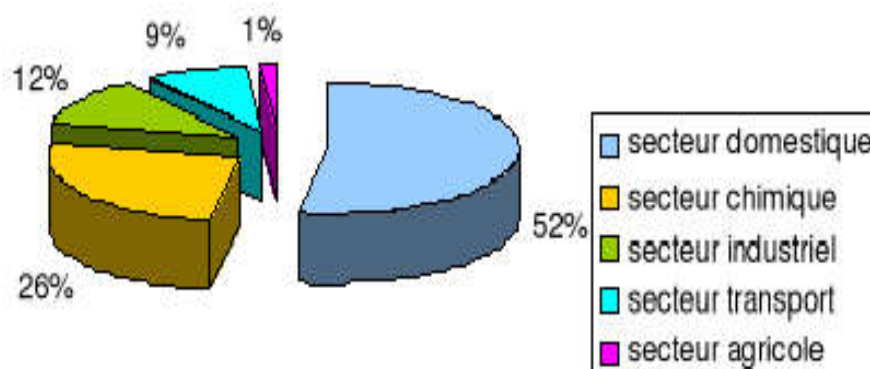


Figure II. 8. La consommation mondiale du GPL par secteur. [2].

II. 4. 4. C. Les condensats de gaz naturel

II. 4. 4. C. 1. Définition et origine

Un condensat est originellement un solide ou un liquide produit par la condensation d'un gaz. Plus généralement, c'est le produit d'une condensation, plus dense que le système initial. Les condensats de gaz naturel sont un type de pétrole léger plus précisément. Ils occupent une place intermédiaire dans le spectre des hydrocarbures non raffinés, qui s'étend du gaz naturel aux pétroles bruts.

Associés aux gisements de gaz naturel et à la partie gazeuse des champs de pétrole, ils représentent la part des hydrocarbures qui étaient à l'état gazeux dans le gisement mais une fois en surface (à la sortie du gisement gazier), ils se condensent sous forme liquide lors de leur détente après refroidissement à pression atmosphérique (en tête de puits).

Il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures de type C₅ à C₈ (c'est-à-dire à 5 à 8 atomes de carbone par molécule). Ce sont des produits volatils, légers, instables et inflammables caractérisés par une densité API d'au moins 45 pouvant être proche d'environ 80 (masse volumique inférieure à 0,80 g/L à 15 °C).

Les condensats sont obtenus par séparation sur site, en tête de puits, ou lors de processus plus complexes dans les usines de traitement de gaz naturel et raffineries. En plus des composés aliphatiques, ils contiennent également des composés aromatiques tels que du benzène, toluène, éthyl-benzène et xylène (composés BTEX) et du naphthalène pour les plus abondants. Certains condensats peuvent également contenir de l'hydrogène sulfuré (H₂S). [10].

II. 4. 4. C. 2. Composition des condensats de gaz naturel

Les champs gaziers produisant du « gaz humide » sont nombreux dans le monde ayant chacun d'entre eux a sa propre composition chimique (en matière de gaz), et une densité et composition de condensat spécifique. Un peut contenir au moins :

- ☞ Du Sulfure d'hydrogène (H₂S).
- ☞ Du Monoxyde de carbone (CO).
- ☞ Des thiols (autrefois regroupés sous le nom générique de mercaptan), qui sont (en grande partie) responsable de l'odeur du gaz et des condensats. Ils expliquent également, en grande partie, la capacité à remonter certains métaux et éléments toxiques) des profondeurs de la terre vers la surface (dont du mercure). En chimie des gaz et condensats, ces thiols sont souvent désignés par l'acronyme RSH où « R » désigne un groupe organique tel qu'un groupe éthyle ou méthyle, etc.).

- ☞ Des alcanes (hydrocarbures saturés constitués uniquement d'atomes de carbone (C) et d'hydrogène (H), liés entre eux par des liaisons simples), de formule type : C_nH_{2n+2} .
Dans les condensats de gaz, ils contiennent 2 à 12 atomes de carbone C_2 à C_{12} .
- ☞ Du Cyclohexane.
- ☞ Des Aromatiques (benzène, toluène, xylènes et éthyl-benzène et parfois naphthalènes). [10].

II. 4. 4. C. 3. Les types de condensats de gaz naturel

Selon les conditions de formation et de gisement, on distingue :

- Les condensats légers de type C_5 à C_{10} (de 5 à 10 atomes de carbone par molécule).
- Les condensats lourds jusqu'à C_{15} (15 atomes de carbone par molécule). [15].

II. 4. 4. C. 4. Les caractéristiques physico-chimiques

Les condensats sont caractérisés par certaines différences physico-chimiques pouvant entraîner d'importantes conséquences en termes de comportement dans l'environnement et de techniques de lutte à mettre en place en cas d'accident. Il convient donc d'être très prudent et de déterminer en priorité le type de condensat auquel on doit faire face :

- ✓ Le condensat est un produit volatil, instable et inflammable. Sa pression de vapeur saturante est intermédiaire entre celle d'un condensat de gaz naturel et du GPL.
- ✓ Il a la qualité, il correspond à un pétrole extrêmement léger, de haute valeur économique (donnant de l'essence et du naphta en ne générant qu'une faible quantité de déchets).
- ✓ Il peut être mélangé avec des hydrocarbures plus lourds pour produire de l'essence commerciale.
- ✓ Sa pureté à la source varie beaucoup selon la nature géologique du gisement. Le gaz extrait, et ses condensats sont plus ou moins « propres ». Leur composition varie aussi selon la profondeur (et la pression qui en dépend généralement).
- ✓ Ils peuvent contenir de l'eau (souvent fortement chargée de sels) des impuretés (dont CO_2 et du soufre sous forme de H_2S , mai aussi de l'azote, de l'hélium, un peu d'hydrogène ou d'argon, et parfois des impuretés métalliques dont du mercure, plus rarement du plomb et du zinc ou encore des métalloïdes (arsenic typiquement). Certaines de ces impuretés quand elles sont présentes en quantité importantes peuvent être source de problèmes de condensation rétrograde (formation de gouttelettes ou d'apparition de cristaux remontés par le débit de flux). Ils peuvent causer la formation d'entartrage des puits et des conduites. Certains de ces tartres sont parfois difficiles à contrôler ou nettoyer.

- ✓ Ils sont la fraction légère mais liquide de certains gisements (à température et pression ambiante).
- ✓ Pour leur poids de molécules, ils contiennent des hydrocarbures allant du pentane (C₅H₁₂) jusqu'à l'heptane (C₇H₁₆) ou l'octane (C₈H₁₈).
- ✓ Ces condensats ne forment, a priori, pas d'émulsion et semblent peu adaptés à la dispersion chimique.
- ✓ Les condensats plus lourds, plus riches en asphaltènes, sont moins sujets à l'évaporation, s'émulsionnent et sont potentiellement dispersibles.
- ✓ Les condensats de gaz naturel peuvent être délicats à traiter nécessitant la mise en place de procédés spécifiques. [15].

II. 4. 4. C. 5. Traitement et Séparation des condensats

Il existe des centaines de configurations possibles pour décrire ce processus tel que l'exemple donné par le schéma suivant (figure II. 9 et II. 10). Le flux de gaz provenant d'un ou plusieurs puits est refroidi, assez pour atteindre le point de condensation des hydrocarbures ce qui provoque la condensation de l'eau et d'une bonne partie des « condensats » d'hydrocarbure les plus lourds.

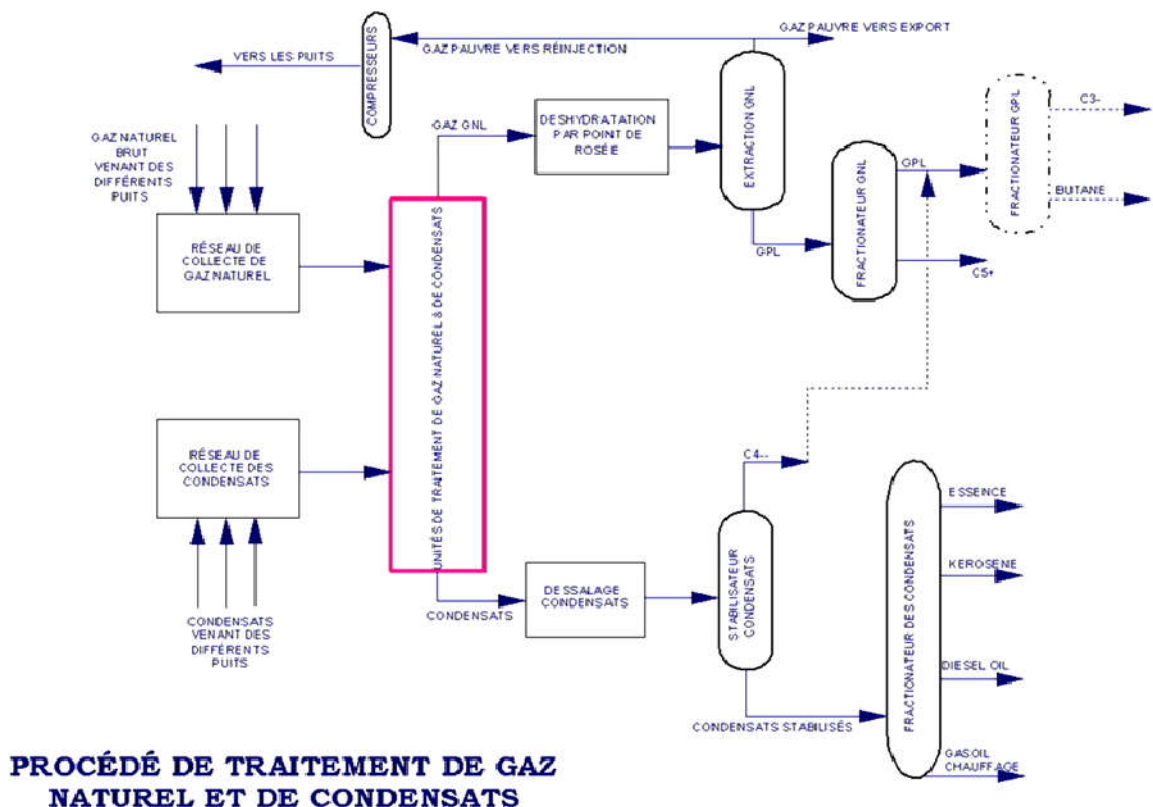


Figure II. 9. Procédé de traitement de gaz naturel et de condensat. [10].

Le mélange monophasique ou diphasique (gaz sec + eau condensée et condensats de gaz) est ensuite acheminé vers un séparateur à haute pression où l'eau et les hydrocarbures condensés (qui surnagent sur l'eau parce que moins denses qu'elle) sont séparés. Le gaz naturel provenant du séparateur haute pression peut alors être envoyé au compresseur principal vers un gazoduc.

À la sortie du séparateur haute-pression, le condensat de gaz est débarrassé d'une partie de son eau et s'écoule à travers une vanne automatique vers un second séparateur (à basse pression cette fois). Après la vanne de contrôle, le liquide subit une décompression brutale qui provoque une vaporisation partielle du condensat, dite « évaporation flash » ou « vaporisation instantanée ». [9].

De là, la fraction gazeuse est envoyée avec le gaz naturel via un compresseur « booster » puis vers un refroidisseur et vers le compresseur principal de gaz. Ce dernier augmente la pression des gaz provenant des séparateurs (de haute et basse pression) jusqu'au niveau nécessaire au transport via le gazoduc vers une unité de raffinage du gaz naturel. [9].

La pression finale nécessaire dépend de la longueur de la conduite acheminant le gaz à l'usine de traitement où il sera mieux déshydraté, dé-soufre, nettoyé de ses dernières impuretés. Puis l'éthane (C_2), le propane (C_3), les butanes (C_4), et les pentanes (C_5) pourront être séparés d'hydrocarbures de poids moléculaires plus élevés que C_5 (dits C_5+) valorisables comme sous-produits.

L'eau retirée des deux séparateurs (haute et basse pression) doit être épurée (de son sulfure d'hydrogène (H_2S) au moins) avant de pouvoir être éliminée ou réutilisée. Une partie du gaz naturel brut peut être réinjectée dans la formation géologique d'où vient le gaz pour y maintenir la pression du réservoir, ou pour un stockage provisoire en attendant d'être acheminée ultérieurement par gazoduc. [12].

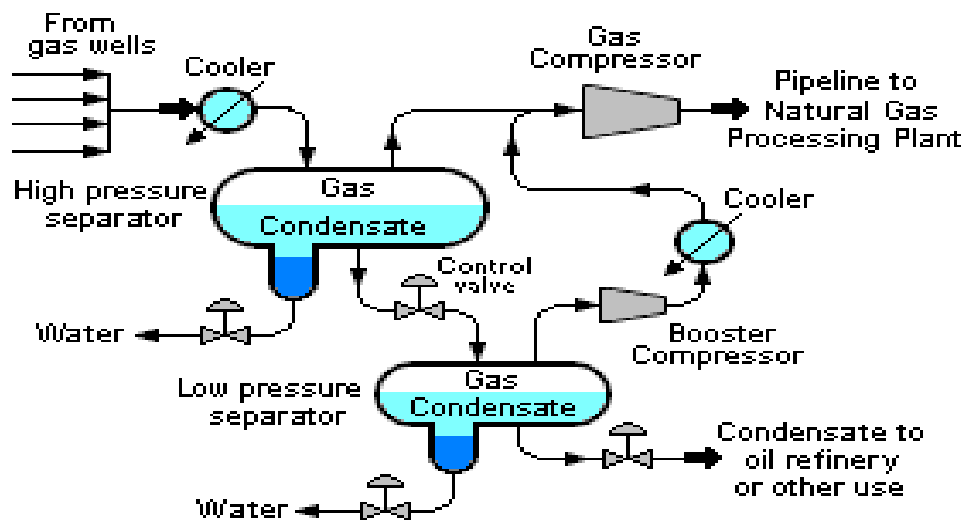


Figure II. 10 Schéma de la séparation des condensats du gaz naturel brut. [12].

II. 4. 4. C. 6. Les applications et les utilisations du condensat de gaz

Le condensat de gaz est une matière première précieuse à utiliser dans l'industrie pétrochimique. Il est obtenu à partir d'hydrocarbures aromatiques, oléfines et autres monomères utilisés pour la production de plastiques (une fois combinés avec du naphta), de caoutchoucs synthétiques, de fibres et des résines. Ils sont aussi utilisés comme matière de base en manufacture et comme fluidifiant pour la production d'essence commerciale.

Comme il est possible d'obtenir différents types de carburant tel que l'essence de haute qualité (AI-80, AI-92, AI-95), jet, diesel et mazout.

Malheureusement, les carburants diesel, dérivés du condensat de gaz, ont une faible résistance à la détonation ce qui impose l'ajout d'additifs-anti-détonateurs supplémentaires. [8].

II. 4. 4. D. L'huile**II. 4. 4. D. 1. Définition et Origine des Huiles**

Ce sont des liquides huileux naturels, composés principalement d'hydrocarbures, parmi lesquels prédominent ceux saturés (alcanes, naphtènes).

Tous les pétroles ont une source commune. Ils trouvent leur origine dans la dégradation (transformation thermiques sur plusieurs centaines de millions d'années) de matières organiques diverses de végétaux et d'organismes vivants (plancton ...). Lorsqu'elles tombent au fond de la mer, ces substances sont attaquées par les bactéries, détruites, perdues et progressivement enfouis dans des couches sédimentaires constituant la « roche mère ».

Le pétrole est donc un produit du passé géologique d'une région, issu de la succession de trois circonstances plutôt exceptionnelles : l'accumulation de la matière organique, sa maturation et piégeage des hydrocarbures. [15].

De nos jours, d'exploitations possibles de schistes bitumeux sont envisagées.

La proportion des hydrocarbures liquide et gaz dépend de la nature de la roche mère :

- ☞ Débris organiques d'origine animale dominants + liquides.
- ☞ Débris végétaux dominants + gaz et – liquides.

II. 4. 4. D. 2. Composition des huiles

Les huiles pétrolières sont surtout formées à partir de matières organiques riches en carbone. Elles sont alors composées principalement d'hydrocarbures, qui sont des composés chimiques constitués d'atomes de carbone et d'hydrogène. Leur composition exacte peut varier en fonction de leur origine géologique et de leur traitement. Elles peuvent également contenir des traces d'azote, de soufre, d'oxygène et des métaux. [13].

Ces huiles sont le résultat d'une altération biologique (biodégradation) de l'huile initialement formée par un ensemble de bactéries. L'huile étant constituée par un ensemble très large de molécules hydrocarbonées de structure et de masse moléculaire très variées, les bactéries vont attaquer plus spécifiquement les petites molécules et provoquer ainsi un alourdissement de l'huile en place, plus riche en entités de poids moléculaire élevé et à tendance plus aromatique (résines et asphaltènes). [13].

II. 4. 4. D. 3. Caractéristiques des huiles

Pour accumuler des grandes quantités de pétrole et de gaz rentables pour l'exploitation, le sous-sol devra présenter une forme (géométrie fermée) suffisamment grande appelée piège. Une fois bien tranquillement nichés dans leur piège, le pétrole et le gaz ne devront pas être déstabilisés par des agressions venues de l'extérieur.

Les huiles lourdes sont des pétroles non conventionnels très lourds, plus visqueux, plus difficiles à récupérer, de forte densité, de forte viscosité et de forte teneur en impuretés. L'huile lourde étant considérée comme moins pure, elle nécessite un système de raffinage plus pointu et complexe pour pouvoir en extraire du pétrole léger, coutant alors plus cher.

Ces huiles se distinguent par quelques propriétés telles que :

- ✓ La définition des différents bruts pétroliers est basée sur une grandeur, dénommée degré API, définie en 1921 par l'American Petroleum Institute (API) suivant la formule :
Degré API = $(141,4/d) - 131,5$ où d est la densité du brut.
- ✓ Plus un brut est dense, plus le degré API sera faible.
- ✓ Huile légère : degré API > 31,1, soit une densité $0,83 < d < 0,87$.
- ✓ Huile moyenne : $22,3 \leq \text{degré API} \leq 31,1$, soit une densité de 0,87-0,92.
- ✓ Huile lourde : degré API < 22,3, soit une densité > 0,92.
- ✓ Une viscosité > à 10 000 centipoises (cP), (celle de l'eau est de 1 cP).
 - ❑ Degré API > 10 et viscosité < 10 000 cP (huile lourde).
 - ❑ Degré API < 10 et viscosité (in situ) < 10 000 cP (huile extra-lourde)
 - ❑ Degré API < 10 et viscosité in situ > 10 000 cP (bitume naturel).
- ✓ Profondeur : 150 à 300m : huile lourde.
- ✓ Profondeur : 2200 à 3800m : fenêtre à huile (pétrole).
- ✓ Profondeur : 3800 à 5000m : fenêtre à gaz.
- ✓ Du point de vue chimique, elles essentiellement du carbone et de l'hydrogène.
- ✓ La teneur en hydrogène est plus faible.

- ✓ La structure chimique est ainsi à dominance aromatique, avec des espèces polyaromatiques très diverses et des molécules de haut poids moléculaire (asphaltènes et résines).
- ✓ De plus, d'autres éléments en plus faible concentration sont présents tels que le nickel et le vanadium (quelques centaines de ppm). [13].

II. 4. 4. D. 4. La production des huiles

Classiquement, la production d'un gisement pétrolier est assurée par la différence de pression entre le fond et la surface.

Au cours de la période production, le gisement se vide progressivement et la pression tend à décroître, limitant ainsi le débit en surface d'huile récupérée. Dans le cas des huiles lourdes, ce phénomène, conjugué à la haute viscosité du produit, va très vite imposer la mise en place d'une aide à la production (récupération améliorée du pétrole ou EOR : « enhanced oil recovery »). On estime que sans cette aide, on ne peut guère extraire plus de 10 % de l'huile en place dans le gisement. [5].

Les techniques sont multiples et font toujours l'objet de projets de recherche pour augmenter ce niveau de production :

- ✓ Le pompage d'huile : pour la soutirer du gisement à l'aide d'installations très couramment visibles en surface.
- ✓ Le forage horizontal : a permis (suite à son développement) des gains importants de productivité des gisements d'huile et ce, en creusant différents drains plus ou moins horizontaux et multi-directions, et d'atteindre différentes zones du gisement et collecter ainsi une fraction plus importante d'huile en limitant l'impact des installations de surface.
- ✓ Le couplage des technologies de forage horizontal et d'injection de vapeur : a permis des gains de productivité substantiels.

L'injection cyclique d'un fluide chaud (vapeur d'eau) dans le gisement ou encore des hydrocarbures légers font baisser la viscosité. Dans cette technologie (SAGD : « steam assisted gravity drainage », drainage par gravité avec injection de vapeur), deux puits horizontaux creusés l'un au-dessus de l'autre où le puits supérieur servira d'injecteur pour la vapeur et le second comme récupérateur d'huile par gravité.

- ✓ La combustion in situ : par chauffage d'une faible partie d'huile qui, en dégageant de la chaleur rend le pétrole avoisinant plus fluide.
- ✓ L'utilisation de gaz carbonique (CO₂) : permet une réduction de viscosité du fait qu'il est très soluble dans les huiles.

- ✓ La distillation : permet d'en tirer divers produits utilisés dans l'industrie (carburants, combustibles, solvants, huiles lubrifiantes, etc.) et la pharmacie (éther de pétrole, vaseline, etc.). [2].

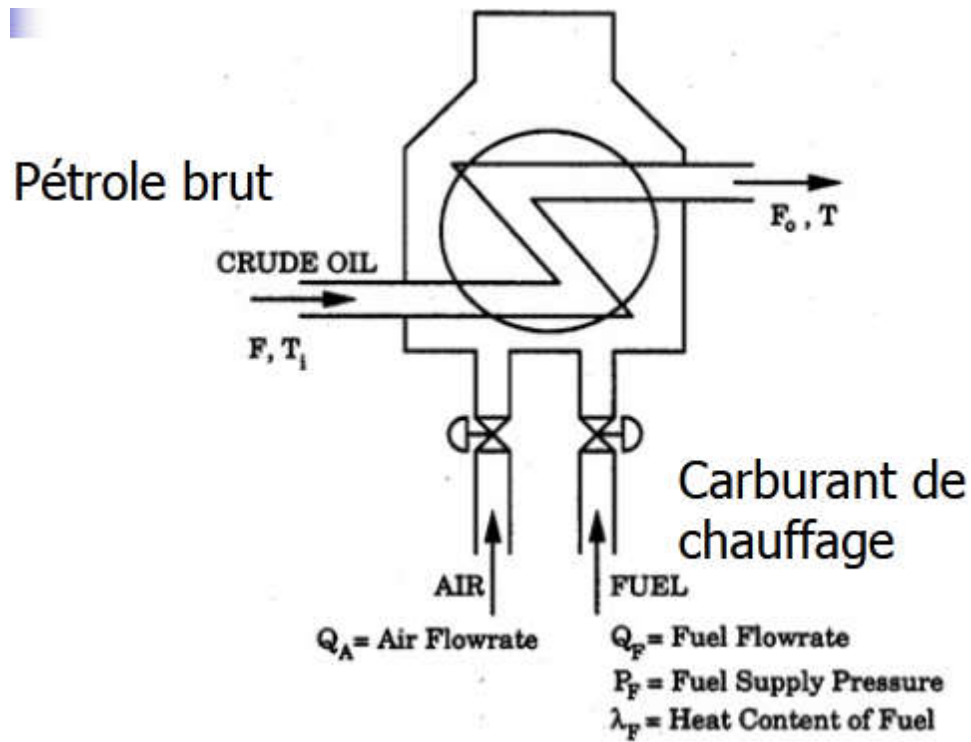


Figure II. 11. Crude oil pre-heater furnace. [13].

II. 4. 4. D. 5. Avantages et Utilisations des huiles

Les utilisations des huiles sont diverses. Elles sont principalement utilisées comme combustibles dans les centrales thermiques et les chaudières industrielles. Elles peuvent également être utilisées comme matières première dans l'industrie chimique pour la fabrication de produits tels que les plastiques, les lubrifiants et les bitume. De plus, les huiles peuvent être utilisées comme carburant dans les navires et les locomotives.

Les avantages des huiles lourdes sont nombreux. Tout d'abord, elles sont généralement moins chères que les huiles légères, ce qui en fait un choix économique pour certaines applications. De plus, leur densité élevée leur confère une grande stabilité thermique ce qui les rend idéales pour les applications à haute température, telles que les centrales électriques. Les huiles lourdes sont également utilisées comme combustible, en raison de leur haute teneur en énergie. Elles sont souvent utilisées comme combustibles dans les industries, notamment pour la production d'électricité et le chauffage. [9].

II. 5. Portrait de la partie avale

Cette partie représente la terminaison des unités. Elle se compose des systèmes (bacs) de stockage, des canalisations d'expédition (pipeline) canalisant les divers produits finis vers le comptage fiscal ensuite vers les deux points de raccordement. Le premier sis à Gassi Touil (Gaz, GPL et Condensat), le second à Hassi Berkine (pour l'Huile).

Le panneau du comptage est commun à tous les systèmes (du gaz, du GPL, de l'huile et des condensats). Tous les écoulements qui arrivent et qui sortent de la station de comptage sont équipés d'une vanne MOV gérée par le panneau commun. [1].

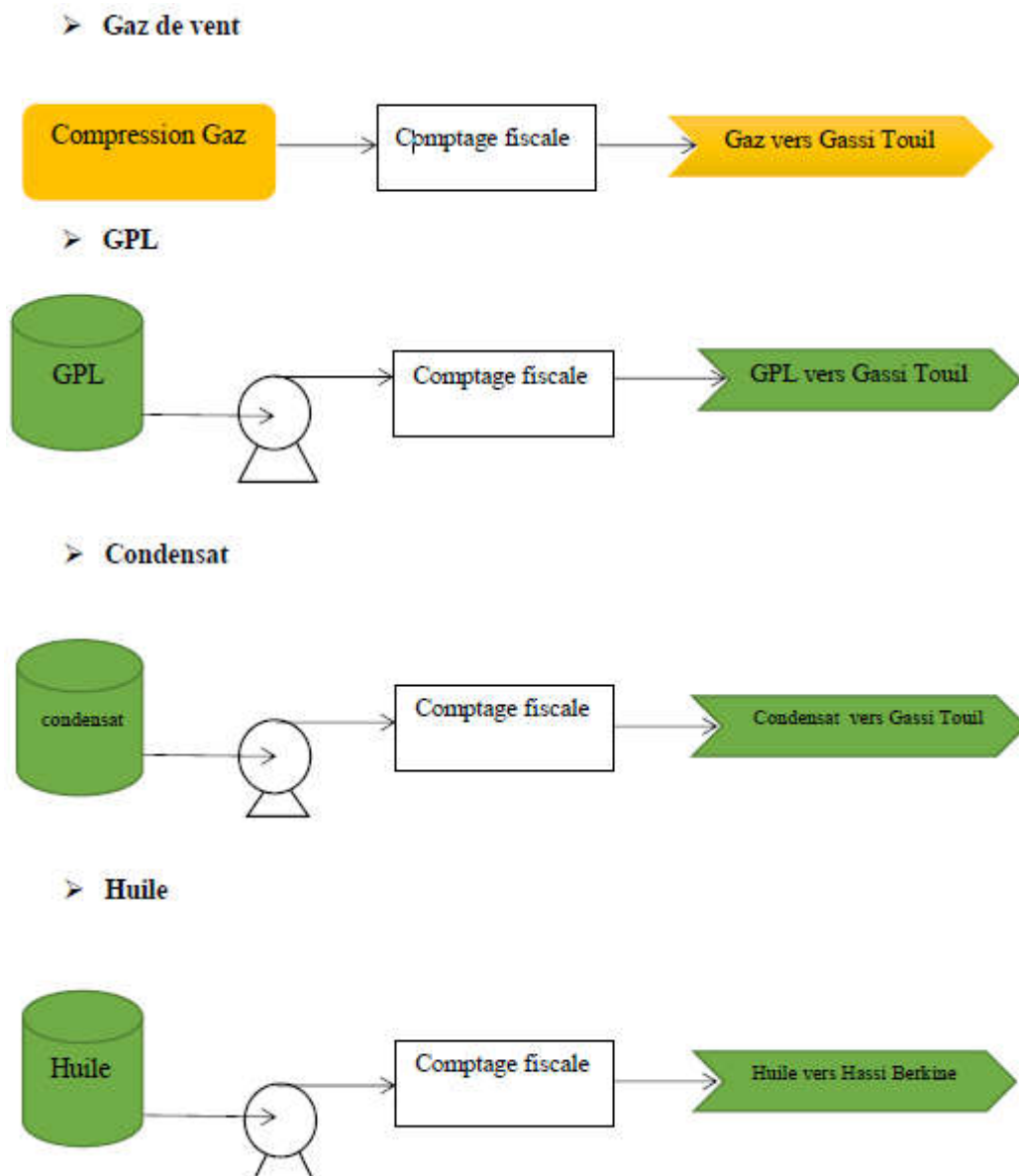


Figure II. 12. Itinéraire des produits finis. [1].

II. 5. 1. Spécifications des produits finis

Ces produits, avant de les destiner vers l'exportation doivent répondre à quelques spécifications et exigences tel que indiqué dans le tableau suivant (Tableau II. 4).

Tableau II. 4: Spécifications exigées des produits finis. [1].

Propriétés	Spécifications
Gaz	
CO ₂ , mol %	≤ 2.0 mol%
Pouvoir Calorifique(HHV)	9150 ≤ HHV ≤ 9800 kcal/cm ³
H ₂ S	≤ 1.3 ppm par volume
H ₂ O	≤ 50 ppm par volume
GPL	
C2 Contenu en mol %	≤ 3.0 mol%
C5 Contenu en mol %	≤ 0.4mol%
C3/C4 récupération GPL %	88% minimum
Dissolu H ₂ O	<1ppm par volume
Autres	Pas impureté
Huile	
RVP, bar	≤ 0.45 (été) ≤ 0.69 (hiver)
Gravité Spécifications	0.7902 to 0.8082
BS et W	≤ 0.5 Volume %
Sel	≤ 0.004 Poids %
Sulfure	≤ 0.2 Poids %
Condensat	
RVP, bar	≤ 0.45 (été) ≤ 0.69 (hiver)
Gravité spécifications	0.70 to 0.73
BS et W	Traces
Sel	nulle
Sulfure	≤ 0.005 Poids %

II. 5. 2. Stockage, Expédition et Comptage des produits finis

Ces opérations se passent selon à un ordre chronologique spécifique à chaque produit :

II. 5. 2. A. Le condensat

Dès que le condensat s'avère répondre aux normes il est acheminé vers ses propres réservoirs de stockage par les pompes des condensats. Les deux bacs de stockage fonctionnent par intermittence, en rotation sur 2 jours :

- ♣ Le premier, en Étape de remplissage avec les condensats run-down.
- ♣ Le second, en Étape décantation pendant 8 heures puis en Étape expédition pendant le reste du temps (16 heures).

Cela signifie que, le bac passe à l'étape Décantation/Expédition pendant 2 jours, après un mode de remplissage lors des 2 jours précédents. Ce choix est adopté puisque la capacité de travail de chacun des 2 Bac est de 4147 m³ (26 082 barils) et permet donc de stocker deux jours de production des condensats (11211 BPD). Des vannes de routage (ROV) permettent de gérer la séquence d'utilisation des bacs.

Deux étapes de pompage ont été adoptées, les Pompes booster des condensats et les Pompes d'expédition des condensats. Avant de s'écouler vers le Pipeline d'expédition (à travers la boucle de contrôle), les condensats expédiés passent d'abord par le package de comptage fiscal des condensats.

Il se peut que le condensat produit ne réponde pas aux spécifications, notamment lors du démarrage ou en cas de brusques changements de l'installation, un bac de stockage est prévu pour accumuler les produits off-spec qui seront retraités par la suite. Ce stockage satisfait une production off-spec de 18 heures. Les condensats off-spec doivent être détournés manuellement vers le stockage off-spec. Pour être retraités, ils sont envoyés au séparateur des condensats sous le contrôle de débit (avec le débit minimal) par les pompes de recirculation. [4].

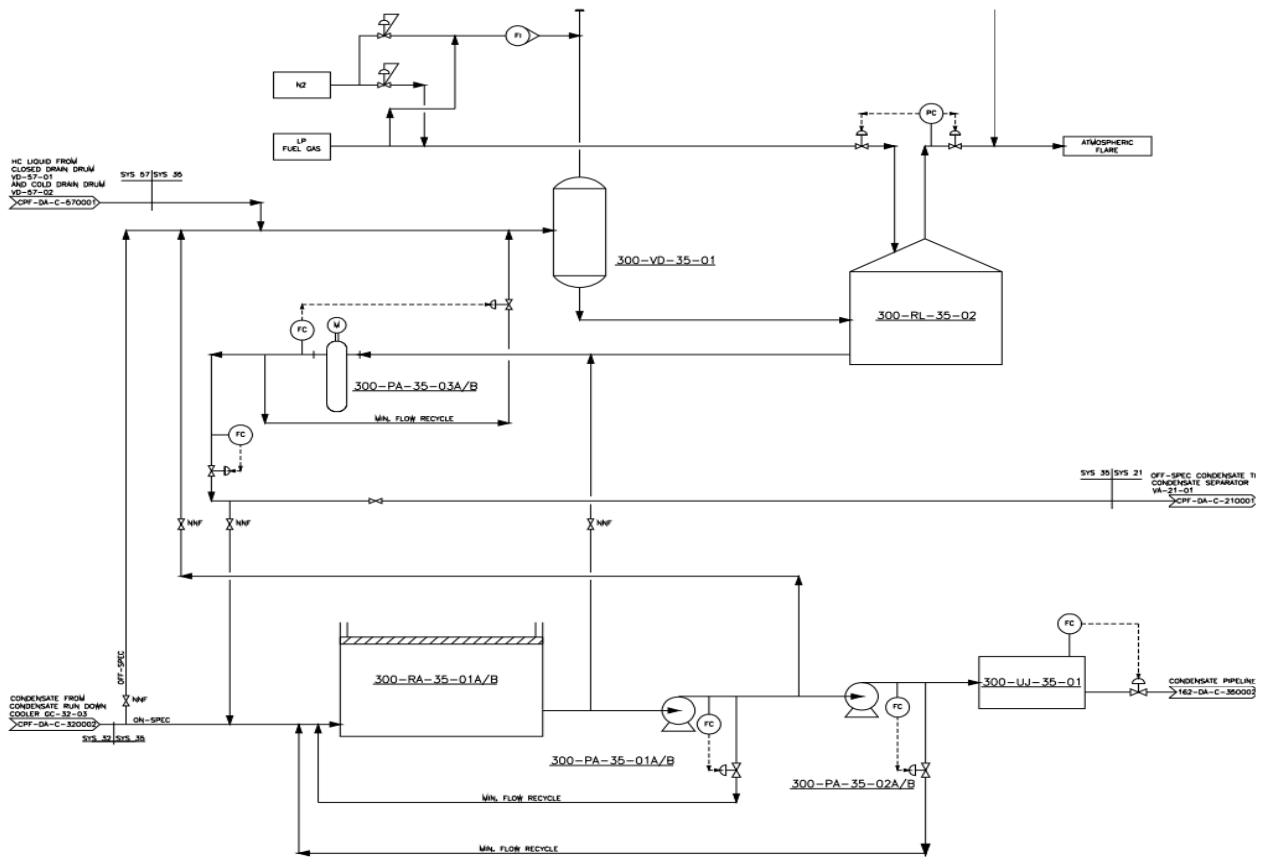


Figure II. 13. PFD Stockage et pompage du condensat. [4].

À noter que, si le produit s'avère contaminé, la tuyauterie permet aux pompes de vider le bac on-spec.

Dès que tout sera dans les normes, le produit est expédié au point de raccordement sis à Gassi Touil via un pipeline (conduite de condensat de 30") d'une longueur de 127,4 km. Le condensat provenant des pompes d'expédition est mesuré par le Comptage fiscal qui comporte deux orifices pour le comptage des écoulements. Une gare racleur est installée de part et d'autre pour permettre le raclage du pipe line reliant la CPF et le récepteur (Gassi Touil). [3].

II. 5. 2. B. L'huile

Une fois qu'on a produit l'huile, on la fait transférer aux bacs de stockage on-spec qui sont disposés pour une production (de MLE, CAFC gas et CAFC TAGI oil) d'environ 12 heures. Ces derniers sont en nombre de 4 et fonctionnent en cycle de rotation sur 2 jours, comme suit :

- ♣ Le 1^{er} en remplissage avec le produit de l'huile rundown.
- ♣ Le second en décantation.
- ♣ Le 3^{ème} pour l'expédition.
- ♣ Le 4^{ème} est vide.

Les vannes de routage permettent de gérer la séquence d'utilisation des bacs. L'huile est expédiée sur deux étapes (prévues) par les Pompes d'expédition d'huile et celles Booster. [3].

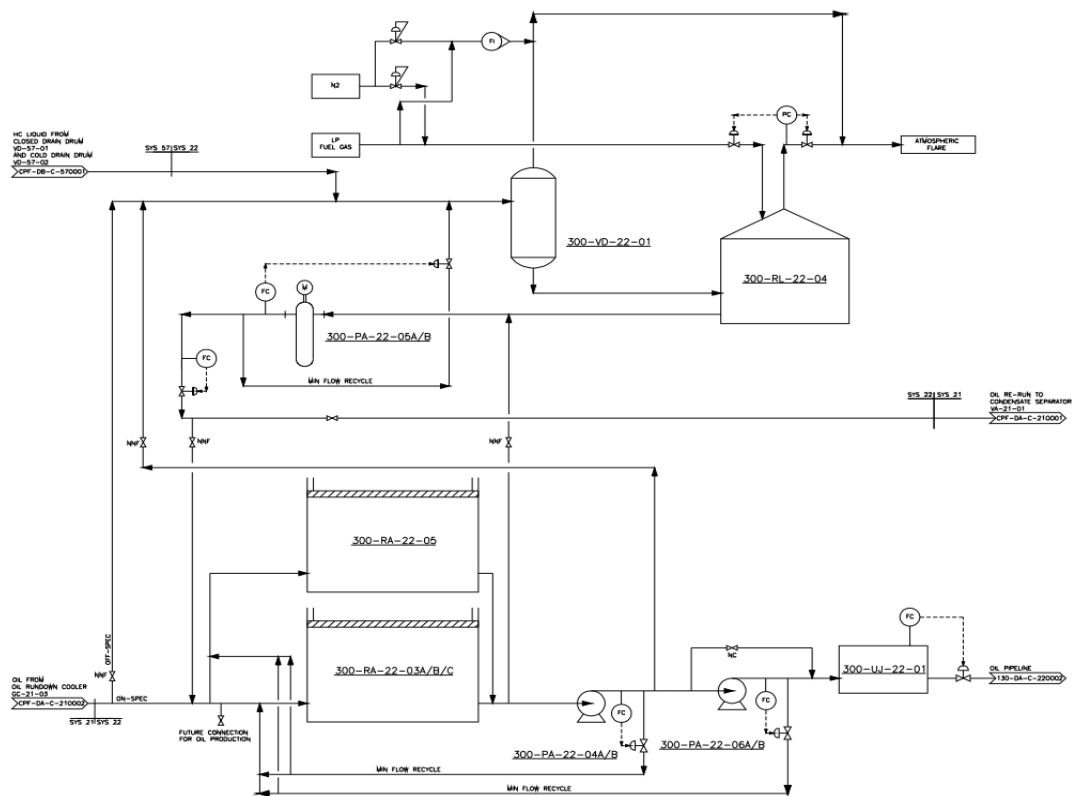


Figure II. 14. PFD Stockage et pompage de l'huile. [1].

Au début, on a prévu une seule pompe pour la production MLE (chaque pompe est dotée d'une autre dite de recharge). Pour la production future (MLE plus CAFC TAGI), l'expédition de l'huile sera garantie par l'ajout de deux pompes principales supplémentaires et deux booster.

Avant d'être expédié vers le Pipeline par la boucle de contrôle du débit, l'huile doit d'abord passer par le package du Comptage fiscal d'huile.

En cas de non-conformité aux spécifications (changement brusque de l'installation ou au cours du démarrage) l'huile sera alors détournée manuellement vers les bacs off-spec (équivalent de 12 heures de production) pour retraitement.

Il se peut que cette huile off-spec ait une pression de vapeur excessive et ne soit pas donc adéquate pour le stockage à toit flottant, on a prévu un bac off-spec mais à toit fixe et couverture (système de gaz de purge fourni par le Système du fuel gaz).

Pour retraiter l'huile off-spec, on la fait recirculer par les pompes de recirculation vers le Séparateur d'huile sous le contrôle de débit (avec débit minimal).

Si le produit est contaminé, la disposition de la tuyauterie permet aussi aux pompes de recirculation de vider le bac on-spec. [1].

II. 5. 2. C. Le GPL

Le GPL traité est transféré au Système d'expédition qui comporte 3 sphères de stockage (GPL) ayant chacune une capacité de 500m³. Le stockage du GPL n'est pas planifié (à l'inverse du condensat et de l'huile), puisque les sphères pour (GPL) sont utilisées comme stockage tampon (gestion facile). Ces sphères sont maintenues à une pression d'environ 17 barg.

La pression dans les sphères on-spec et celle off-spec sont maintenues par un gaz isolant provenant du Système du fuel gaz HP par le Régulateur de pression qui agit en split range.

Le GPL est envoyé sans pompes booster, mais seulement par les Pompes d'expédition du GPL (conçues comme système 3x50%). Il passe alors par le package de Comptage fiscal du GPL puis par une boucle de contrôle du débit, ensuite il est envoyé vers la conduite d'expédition.

Si le Pipeline d'expédition est hors service, le GPL est acheminé vers la conduite de refoulement du 1^{er} étage des trois Trains du Compresseur du gaz à vendre, par la boucle de contrôle du débit.

Quand le GPL produit n'est pas conforme aux spécifications (suite à de brusques changements de l'installation ou lors du démarrage), on a prévu une sphère de stockage (GPL off-spec) pour récupérer et stocker ce dernier et l'envoyer au retraitement par les pompes de recirculation du GPL vers le séparateur de condensat. [8].

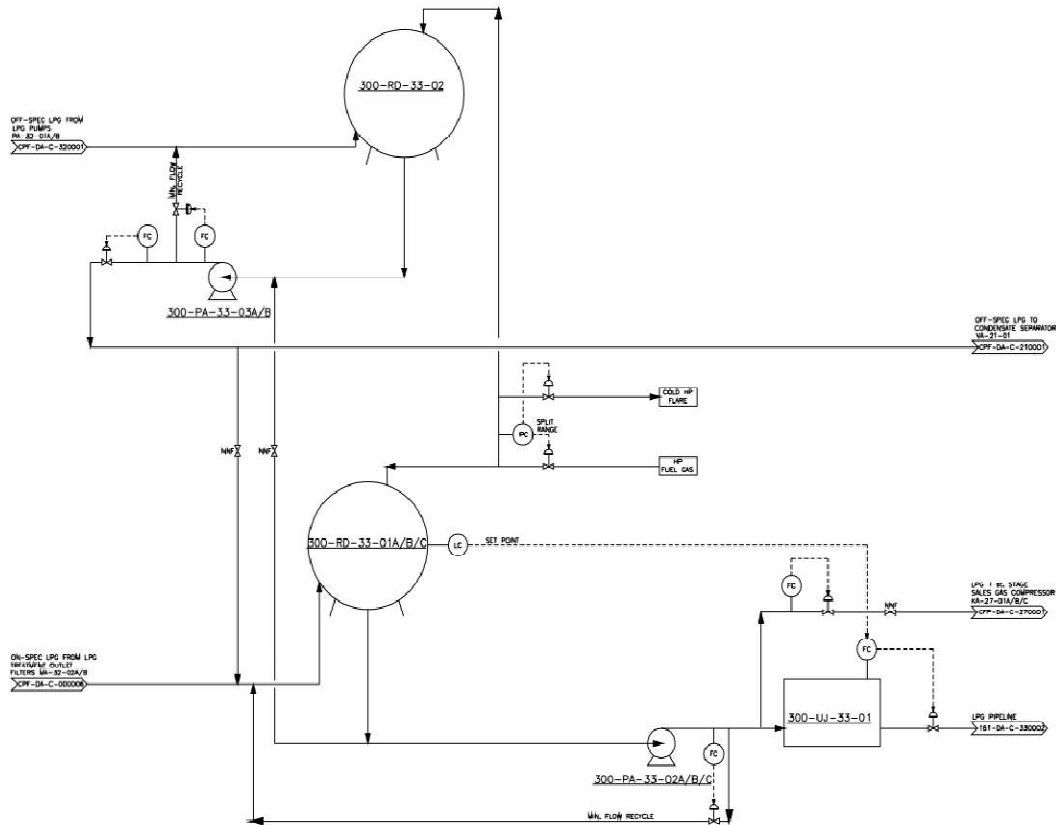


Figure II. 15. PFD Stockage GPL. [1].

S’il s’avère qu’il est off-spec, il doit être acheminé vers la Sphère correspondante par les Pompes de recirculation du GPL, en agissant sur la logique de contrôle.

II. 5. 2. D. Le Gaz à vendre

Provenant des compresseurs de gaz à vendre, le gaz est mesuré dans le comptage fiscal dont le compteur se compose de 3 x 50% écoulements des séries de compteurs à orifice compensé en pression et en température et qui reçoit également les signaux de l’analyseur ainsi qu’il est doté 2 x 100% instruments de mesure de qualité sur la conduite pour la teneur en eau, la composition chromatographique et la densité du gaz.

Les données concernant l’analyse du gaz telle que le pouvoir calorifique, la gravité spécifique et l’état du signal d’alarme du panneau de comptage sont transmises et affichées sur le DCS. L’écoulement total est calculé par la station de comptage.

Les conduites de refoulement du turbocompresseur vers le Comptage fiscal sont dotées d’un transmetteur de pression dédié qui envoie le signal à l’UCP du turbocompresseur correspondant. Ce signal est capable d’agir sur la vitesse de la turbine (contrôle prioritaire) lorsque la pression de refoulement dépasse une valeur de pression fixée. [11].

Équipés d'une vanne MOV gérée par le panneau de comptage commun, tous les écoulements des conduites de sortie de la station de comptage sont collectés et envoyés vers la gare racleur de départ du gaz à vendre.

Un écoulement pour l'envoi vers la torche haute pression chaude par l'intermédiaire de la vanne de purge est installé en amont de la vanne de contrôle pour le démarrage et l'arrêt sous le contrôle du système ESD. Une connexion pour l'échantillonnage est aussi prévue pour la prise d'échantillons.

La Gare racleur de départ du gaz à vendre est conçue à la CPF permettant le raclage du Pipeline d'expédition jusqu'au récepteur du racleur (au raccordement à la conduite principale à Gassi Touil. Le racleur est équipé des indicateurs de pression locaux, d'une évacuation de la pression en position sûre pour la soupape de sécurité (point de consigne à 93 barg) et d'une porte à ouverture rapide et munie d'un verrouillage mécanique/pression. [4].

Le Pipeline d'expédition du gaz vers Gassi Touil est équipé comme suit :

- ↳ De vannes d'arrêt de secours contrôlées par le système ESD.
- ↳ Des vannes manuelles de sectionnement (tout le long du Pipeline d'expédition) pour satisfaire aux obligations des normes algériennes.
- ↳ Des conduites pour les opérations de démarrage ou d'arrêt :
 - Une conduite de recirculation du collecteur du Gaz à vendre pour recycler en arrière le Gaz à vendre vers le Scrubber du gaz d'entrée.
 - Une conduite de pressurisation pour le 1^{er} étage scrubber stabilisateur du compresseur de l'off-gas aspiration du gaz à vendre, contrôlée par le Régulateur de pression (point de consigne à 18 barg) qui agit sur la vanne de contrôle. [1].

❖ Le Comptage

La CPF dispose d'un panneau de Comptage fiscale pour l'ensemble des écoulements de produits. Les données utiles sont transmises aux différents terminaux et stations (centres de profit). [1].

La précision requise doit être :

- Supérieure à 0,7% pour le gaz à vendre.
- Supérieur à 0,3% pour le GPL, l'huile et les condensats.

Le comptage de fonctionnement pour le Gaz à vendre, GPL et Condensats est à Gassi Touil à environ 127,4 km tandis que celui pour l'huile est à Hassi Berkine, à environ 101,5 km.

Tableau II. 5. Production et capacité. [1].

Produit	MLE	CAFC SWP GAZ	CAFC TAGI	Totale
Gaz (MSm ³ /J)	8.48	0	0	8.48
Condensat (Tonnes /J)	1000	350	0	1350
GPL (Tonnes /J)	1517	483	0	2000
Pétrole (BPD)	9186	8039	27141	44366

II. 6. Politique HSE

La sécurité sur site c'est avant tout la connaissance du matériel, sa bonne utilisation en ce qui concerne la capacité et les limites. C'est aussi la mise en pratique des règles propres à la profession et à l'application stricte des consignes de sécurité. [2].

Aucune activité industrielle ne peut être exercée avec un risque nul, c'est la raison pour laquelle la mise en place d'un système de management HSE est une priorité majeure pour le Groupement Sonatrach ENI (GSE). Elle exprime une volonté de respecter la réglementation applicable aux métiers exercés, ainsi que les normes internationales dans le domaine de la santé, la sécurité au travail et de l'environnement. [8].

À ce titre, le GSE veille à ce que ses activités soient menées conformément à la réglementation en vigueur, aux normes et aux standards les plus élevés en termes d'Hygiène, de Santé, de Sécurité et de Protection de l'Environnement dans le cadre du développement durable.

Pour ce faire, on a déployé tout un matériel sophistiqué que l'on a installé pour sécuriser le site. Le département en charge est doté d'un système automatique ultra moderne qui assure la surveillance optique et par conséquent, les équipements hautement technologiques installés sur place, assurent une sécurité optimale de la station. « Ce projet est singulier de par sa spécificité moderne, offrant un niveau de performance des installations unique ». [2].

II. 6. 1. Consignes HSE

Tout individu (personnelle ou hôte) s'engage à respecter les consignes de sécurité propres à l'entreprise. À ce titre, toute personne étrangère (visiteurs, audit, stagiaires...etc.) doit, avant d'accéder au périmètre, obligatoirement faire une induction HSE. On parle, entre autres, surtout des notions mentionnées ci-dessous : [1].

- ✓ Le port du badge est obligatoire.
- ✓ Le port des Équipements de Protection Individuelle (EPI) est obligatoire.
- ✓ Faire une brève analyse des risques de l'endroit où l'on va travailler.

- ✓ Localisez les moyens de protection et de lutte à l'endroit où l'on va travailler.
- ✓ Évitez d'avoir des comportements dangereux par ses actes ou ses oublis.
- ✓ Le respect du code de la route ainsi de la politique routière de GSE est obligatoire (mettre sa ceinture, 20Km/h, au niveau de la BVP, BI et du CPF, 40Km/h, au niveau des pistes, 80Km/h, sur les routes goudronnées).
- ✓ Il est interdit de fumer à l'intérieur de l'enceinte du CPF, Puits et Manifolds station de remplissage de carburant ainsi que dans tous les bâtiments (les chambres, les couloirs, au restaurant, au foyer).
- ✓ Défense de jeter les ordures (canettes, bouteilles, mégots ...) dans la nature. Les mettre dans les poubelles.
- ✓ Penser à ses collègues qui font le quart (ne pas faire de bruit, il est strictement interdit de klaxonner et de ronfler les moteurs au niveau de la base de vie).
- ✓ Ne pas utiliser les portes de secours sauf dans le cas d'urgence.
- ✓ Il est strictement interdit de prendre avec soi son téléphone et son briquet à l'intérieur du périmètre de CPF, Puits et Manifolds.

II. 7. Conclusion

La coopération bilatérale algéro-italienne est pluridisciplinaire, notamment dans le domaine des hydrocarbures. Le CPF (MLE) est l'un des projets symbolisant ce partenariat à travers lequel sont produits du GPL, Gaz de vente, Condensat et Huile. Le brut nécessaire à cette fin est extrait de 24 puits du Bloc 405b, via un manifold et envoyé au CPF où il passe par plusieurs systèmes et après être traité il est stocké puis expédié au comptage au niveau des terminaux, Gassi-Touil (GPL, Gaz de vente et Condensats) et Hassi Berkine (Huile). [1].

Chapitre 03

Les procédés de traitement

III. 1. Introduction

Comme mentionné auparavant, le site objet de cette étude comprend deux méga-installations où aura lieu tout un procédé, pour transformer le brut en produits finis conformément aux étapes énumérées ci-dessous.

Il s'agit du CPF et du CAFC qui, outre leurs propres systèmes, nécessitent la conjugaison des utilités.

III. 2. Description du procédé de traitement

Pour une raison que nous estimons commode, nous commençons par les installations de la CPF.

III. 2. 1. Procédé au niveau de CPF

III. 2. 1. A. Installations de réception (Manifold entrée CPF et Slug-Catcher)

« Système 20 »

Les installations de réception se composent d'une gare racleur, une arrivée de la conduite principale (trunk-line) et le Slug-Catcher. Le système effectue une première séparation gaz/liquide du gaz brut entrant et provenant du réseau de collecte de MLE. Il comprend un détecteur de racleur à l'arrivée du pipeline gaz.

Un manifold à l'entrée usine collecte le gaz à condensât provenant des puits producteurs et approvisionne un slug catcher à une température de service en dessous de 51°C et une pression de service actuelle à 58Barg (initialement au démarrage CPF à 76 Barg).

Le gaz provenant de manifold d'entrée passe en premier lieu à travers le Slug-Catcher où aura lieu la première séparation bi-phasique (gaz, HC liquide et eau). Autrement dit, il passe sur des parois adaptées pour que l'humidité et les particules d'hydrocarbures plus lourdes aillent vers le bas, tandis que le gaz relativement sec est acheminé vers l'aéro-refroidisseur du gaz d'entrée GC-20-01, puis au Scrubber du gaz d'entrée VD-20-01. D'abord le transit du gaz provenant du Slug-Catcher dans ces aéro-refroidisseurs c'est pour subir un refroidissement, afin de séparer la phase liquide du gaz.

Le gaz du Slug-Catcher est envoyé au scrubber d'entrée du gaz. Tandis que le condensat est envoyé au séparateur des condensats.

La température d'admission du gaz aux installations de MLE est maintenue à 51°C, par le contrôle et régulation au niveau de l'aéro-refrigérant de gaz GC-20-01.

Une deuxième alimentation en gaz sec venant de la ligne expédition, est injectée à l'admission de l'aéro-refroidisseur et y est conçue pour recyclage débit de gaz vers usine.

Donc le gaz sortant des aéro-refroidisseurs est combiné avec le gaz du pipeline d'expédition (du gaz à vendre ; conduite de recyclage de l'installation) et celui du CAFC et entre dans le scrubber d'entrée qui reçoit aussi le gaz des trains 1 et 2 des aéro-refroidisseurs 2^{ème} étage compresseur do off-gas.

Le scrubber d'entrée reçoit le gaz à une Température de 20°C (< 55°C) du compresseur Off gas GC-21-07 et de VA-24-03 séparateur du gaz de régénération.

Tout liquide qui est produit par le refroidissement est séparé et acheminé vers le séparateur du condensat. Le gaz provenant du scrubber est acheminé vers le système de prétraitement du gaz (système 30).

En cas de haute pression (>76 bars), le gaz en excès est dégagé vers la torche HP. [3].

III. 2. 1. B. Prétraitement du gaz, élimination de H₂S et Hg « Système 30 »

Il faut préciser que le gaz provenant du Scrubber du gaz d'entrée VD-20-01 est saturé en eau et contient du Mercure (Hg) et des traces de H₂S. Il est judicieux qu'il passe par le filtre coalesceur d'entrée du lit de rétention du H₂S MB-30-02A/B et du Mercure MB-30-01. Ce passage permet l'élimination des gouttelettes de liquide [de 1 micron et plus (99,9% d'efficacité) et pour un contenu max de 5 ppm]. [3].

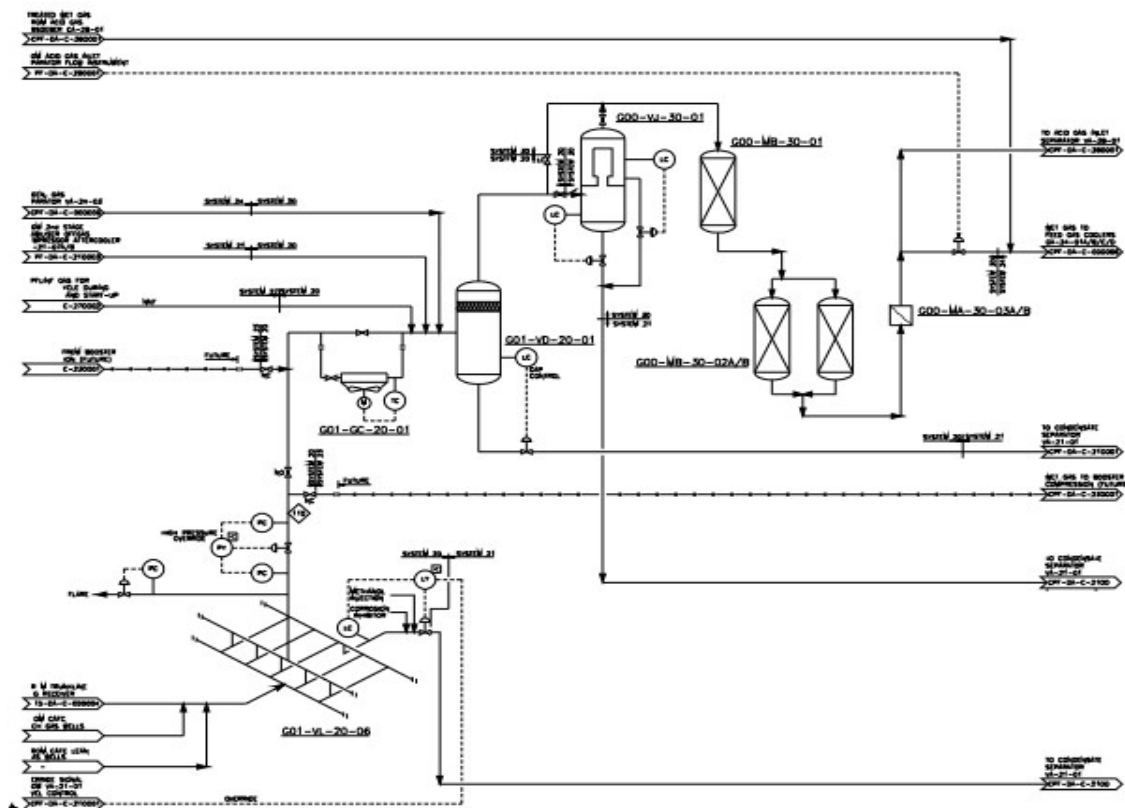


Figure III. 1. PFD de l'unité de réception et prétraitement. [3].

Le gaz venant des lits d'élimination du H₂S et Hg passe à travers des filtres afin de s'assurer que de fins réactifs des lits (les particules du tamis entraînés) n'ont pas été transportés par le gaz.

Le gaz sortant du Filtre coalesceur est dirigé vers l'absorbeur de mercure (Hg) qui contient un lit (rétention du mercure) de tamis moléculaire à base de sulfure Zn/Cu, sur un support d'alumine.

Après le lit de rétention du mercure, le gaz passe à travers les lits d'élimination du H₂S (selon le phénomène d'absorption). Ces derniers sont installés en service/réserve, et l'écoulement du gaz est du haut vers le bas (il est de contraire dans le cas de dépressurisation). Le liquide ainsi séparé, en haut/en bas du réservoir, est accumulé et envoyé au séparateur de condensat.

Après ce stade, on remarque que :

- ↳ La teneur en mercure du gaz recombinaé est ramenée à moins de 0,01 µg/Sm³, ce qui évite la corrosion des échangeurs en aluminium (cold box GG-25-03 /02).
- ↳ La teneur en H₂S du gaz recombinaé est ramenée à moins de 1.3 ppm/Volume afin de satisfaire les spécifications du gaz de vente. [4].

III. 2. 1. C. Élimination du CO₂ « système 28 »

L'objectif de cette unité est de réduire les teneurs élevées en CO₂ du gaz à moins de 2% mol pour répondre aux spécifications normales du gaz à vendre.

Dix (10) % du gaz d'alimentation sera canalisée vers le système d'élimination du CO₂, entre ensuite dans le séparateur d'entrée du gaz acide VA-28-01 où on a intégré un débrumisateur pour éliminer les gouttes de liquide entraînés par la vapeur. Le liquide ainsi récupéré est expédié vers le séparateur des condensats VA-21-01.

Puis, il est envoyé au fond de l'absorbeur du gaz acide CA-28-01 où il entre en contact avec la solution aqueuse d'amine (di éthanol amine ou DEA). Cette solution s'écoule à contre-courant avec le gaz (du haut vers le bas de la colonne) à une pression (P > 60barg). Le contact entre les deux fluides est favorisé par deux lits de garnissage en vrac.

L'Amine riche issue du fond de l'absorbeur du gaz acide doit, au préalable, être partiellement chauffée dans l'échangeur d'Amine pauvre/riche GB-28-01, à une température de 106°C. Ensuite, transférée au ballon de séparation d'amine riche VD-28-01 et finit par gagner le générateur de l'Amine.

Une fois le gaz séparé, il est mélangé avec le gaz combustible (fuel gaz) à BP pour être brûlé dans le KOD. [4].

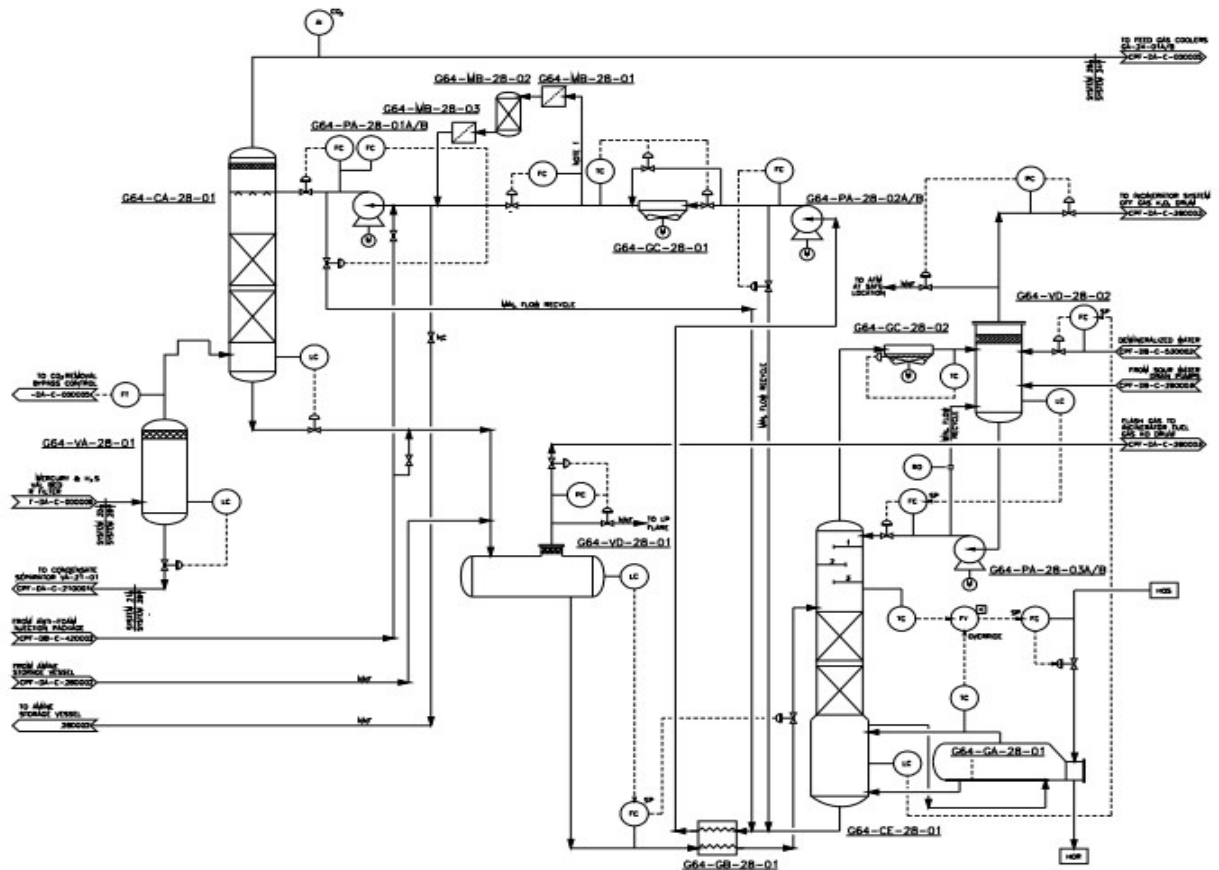


Figure III. 2. PFD de l'unité de décarbonatation et de régénération de l'Amine. [1].

On procède à l'injection de l'anti mousse dans l'amine provenant du stockage avant d'arriver aux pompes PA-28-01 A/B.

Le gaz traité passe par trois (3) filtres (pré-filtre, filtre à charbon actif et post-filtre) pour éliminer les hydrocarbures lourds et les particules solides venant du garnissage. [1].

III. 2. 1. D. Déshydratation (traitement) du gaz « système 24 »

Le système de déshydratation du gaz est conçu pour réduire l'eau contenue dans l'écoulement de gaz doux (saturé en H₂O) venant du Système 30. L'eau est éliminée du gaz pour éviter la formation d'hydrate et de glace dans la section froide de l'installation « Système 25 ».

Le gaz humide traité sera combiné au gaz de régénération provenant des sécheurs puis il se scinde en deux partie dont la plus grande passe à travers deux échangeurs (gaz/gaz) A /B/C/D GA-24-01 coté tube au parallèle. [3].

Le gaz refroidi est envoyé au filtre coalesceur (vertical) d'entrée VJ-24-01 qui est conçu pour capturer les particules liquides supérieures à 1µm. Le liquide récupéré est envoyé vers le séparateur des condensats VA-21-01 et le gaz vers les sécheurs A/B/C VK-24-02.



Figure III. 3. Unité de traitement de gaz « Déshydratation » (Sécheurs A/B/C). [1].

Les sécheurs contenant des adsorbants appelés Tamis Moléculaire UOP. Lors du fonctionnement, deux des déshydrateurs sont en mode adsorption tandis que le troisième est en mode régénération.

Le gaz sec passera ensuite vers des filtres sécheurs MA-24-02 A/B de sortie dont l'un est en service, le second est en stand-by. [4].

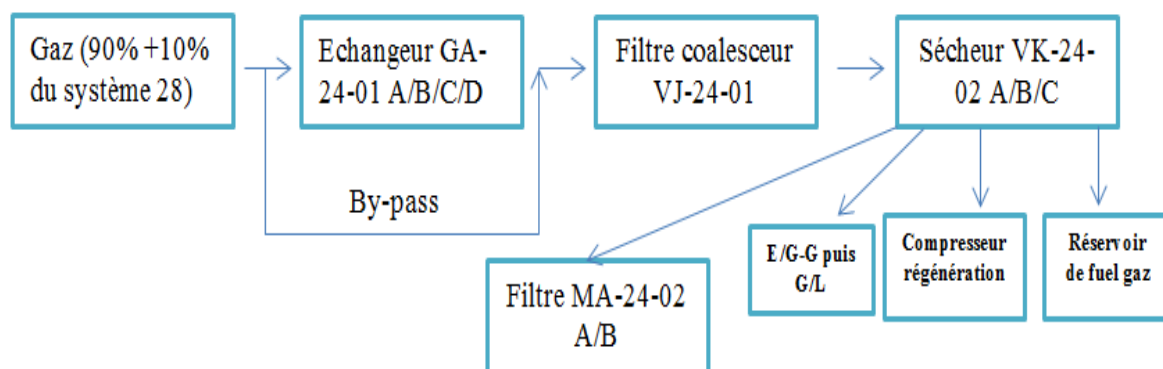


Figure III. 4. Schéma bloc déshydratation du gaz humide (Adsorption). [4].

Après filtration, 12% du débit total du gaz alimente l'un des compresseurs KA-24-01A/B du SKID de régénération des sécheurs, la quantité restante de gaz passe à travers une batterie d'échangeurs (Gaz/Gaz) GC-25-03, ensuite vers l'échangeur (Gaz/Liquide) GC-25-02.

Le mode de fonctionnement actuel des sécheurs est de :

- 20 Heures pour la phase d'adsorption.
- 10 Heures pour la phase régénération.

Pour cette deuxième phase, on distingue les étapes suivantes :

- ☞ Pressurisation : 3 min jusqu'au 70 barg.
- ☞ Préchauffage : 7 min et T jusqu'à 120 °C.
- ☞ Chauffage : 7h 5min jusqu'au 240 °C.
- ☞ Refroidissement : 2h21 min jusqu'à la T 40 °C.
- ☞ Dépressurisation : 3 min.
- ☞ Stand-by : 15 min.

Le procédé de régénération des lits de Tamis Moléculaire consiste à faire passer le gaz par des compresseurs KA-24-01 pour atteindre une pression de 70 Barg, puis à chauffer le gaz par palier de température (jusqu'à 235°C) à travers un échangeur (huile chaude /gaz) à courant croisé GA- 24-03 A/B. [4].

La déshydratation du lit adsorbant s'effectue à contre-courant. Une fois l'adsorbant régénéré, le gaz de régénération va être refroidi via l'aéro-réfrigérant GC-24-02 afin d'éliminer l'eau au niveau du ballon de séparation bi-phasique VA-24-03.

L'eau condensée est évacuée et acheminée au système de traitement d'eau produite, et le gaz regagne le scrubber d'entrée VD-20-01 tandis que le gaz en excès est écoulé vers la torche chaude à haute pression. [1].

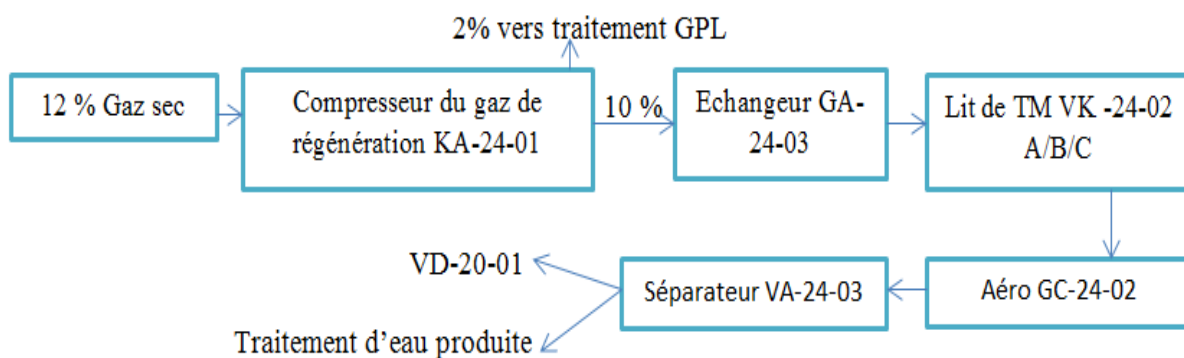


Figure III. 5. Schéma bloc déshydratation du gaz humide (Régénération). [4].

Pour éviter la formation d'hydrate, on injecte une solution de méthanol à l'entrée des échangeurs.

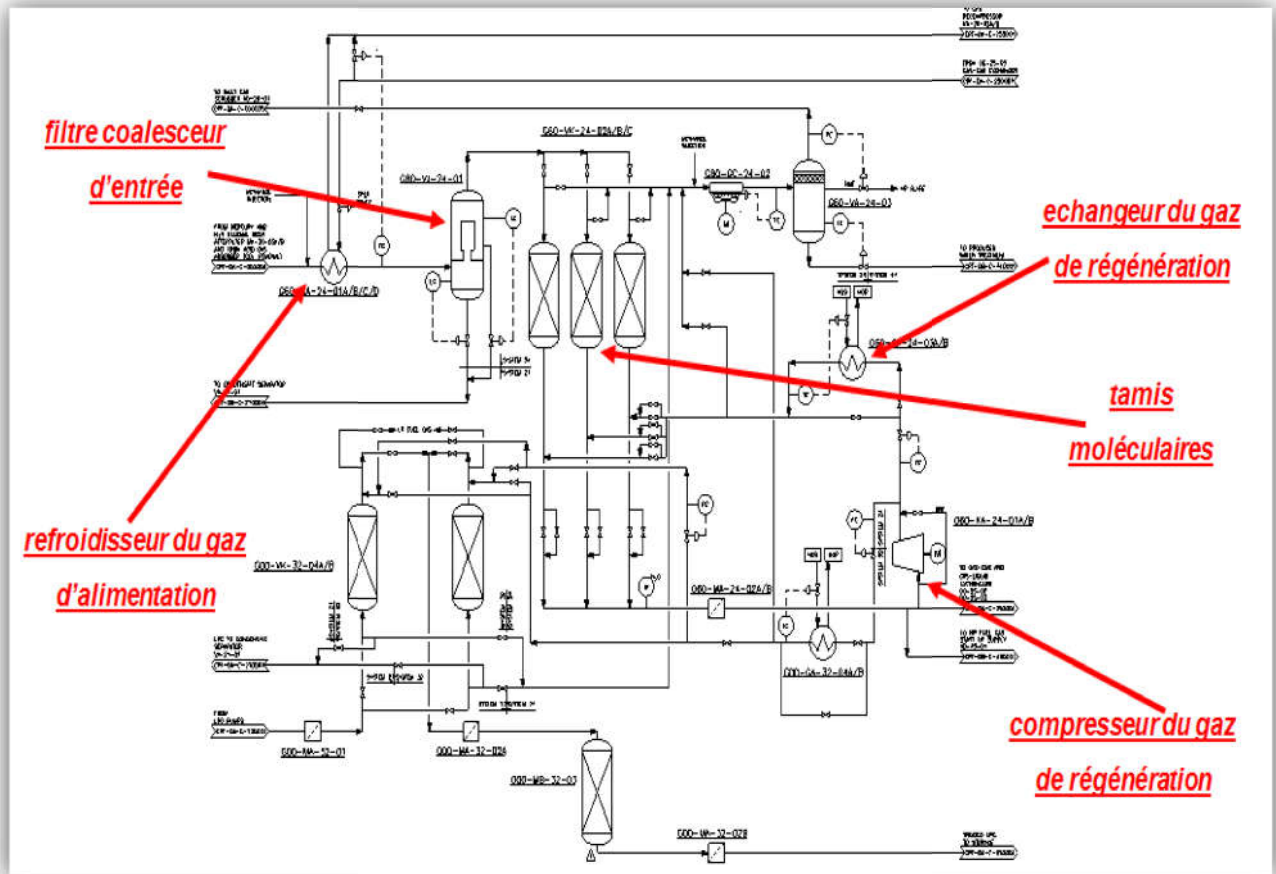


Figure III. 6. PFD de l'Unité de Déshydratation. [3].

III. 2. 1. E. Refroidissement et conditionnement du gaz « Systeme25 »

Le Système de conditionnement du gaz se compose de ce qui suit :

Un Turbo-Expander, le dé-éthaniseur et les échangeurs de chaleur associés.

Le gaz sec venant des filtres de sortie des sécheurs est refroidi de deux manières différentes :

- ↳ Soit il est refroidi, avec le gaz froid venant du ballon de décharge du turbo-expander, par un échangeur du type gaz/gaz.
- ↳ Soit il est refroidit, avec le liquide froid du fond du ballon d'alimentation du turbo-expander, par un échangeur du type gaz/liquide.

Les deux échangeurs sont à plaques en aluminium.

De la boîte froide (l'échangeur) le gaz sort partiellement condenser et entre ensuite dans le ballon d'aspiration dans lequel les gaz sont séparés des liquides condensés. Le liquide sortant du fond du ballon est chauffé dans la boîte froide (échangeur type gaz/liquide) puis il est acheminé vers le fond du dééthaniseur. [1].

Le gaz sortant de la tête du ballon d'aspiration de turbo-expander passe du côté détenteur de celui-ci pour subir une baisse de pression jusqu'à 10 bar ensuite, il est envoyé au ballon de décharge.

Toutefois, lors du démarrage (ou l'indisponibilité du turbo-expander) l'unité peut fonctionner en mode Joule-Thomson dans lequel le gaz peut être détendu à travers la vanne JT (25-PV-0014). Cette dernière est installée sur la ligne de by-pass du turbo-expander.

Dans le cas de l'utilisation de la vanne-JT, la récupération des liquides est réduite d'une manière significative. Le gaz sortant du ballon de refoulement est associé avec celui qui vient de la tête du ballon de reflux du dééthaniseur pour entrainer le compresseur du turbo-expander où le gaz subi une compression atteignant les 14bar et ce, pour assurer la pression d'admission des compresseurs d'expédition. [3].

Le dééthaniseur est mis en place pour séparer l'éthane et les composants plus légers du propane et des composants lourds. Le méthane et l'éthane sortent en tête de la colonne tandis que les produits lourds s'échappent du fond (de celle-ci) pour alimenter le débutaniseur.

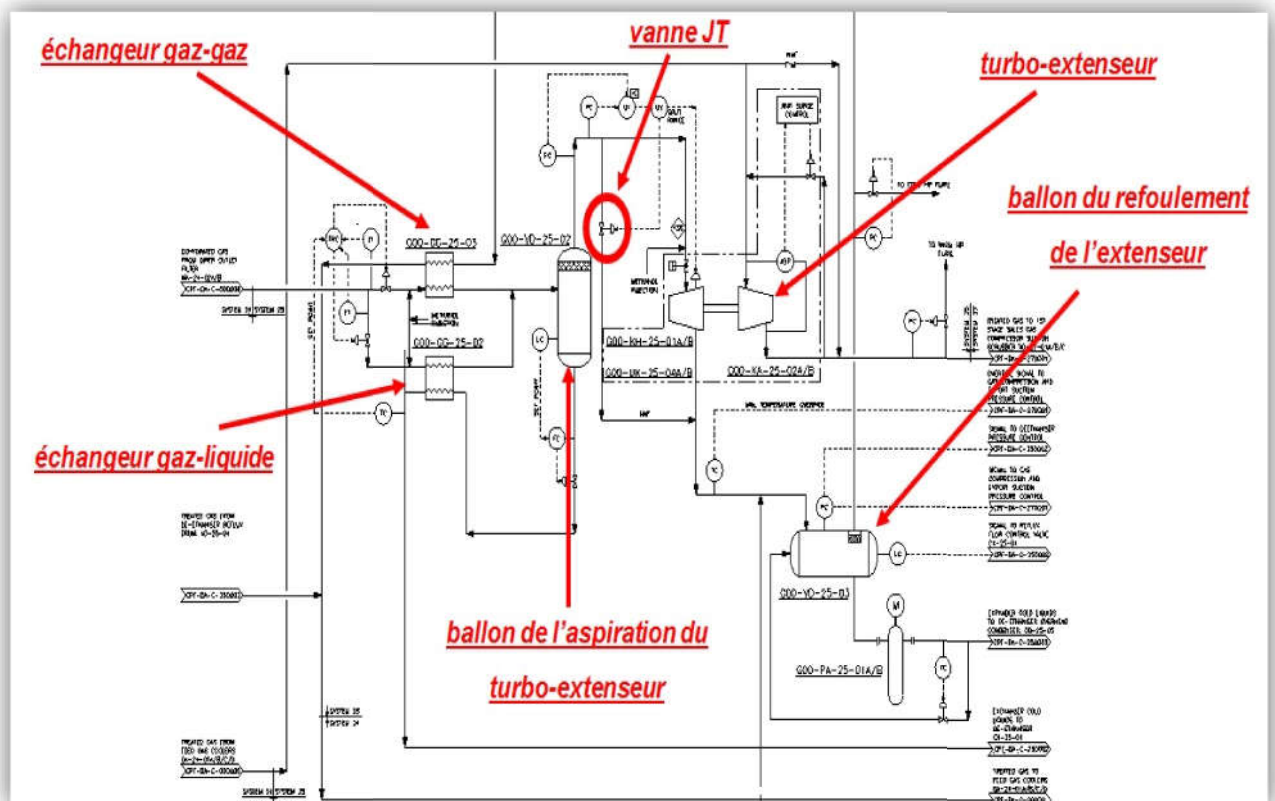


Figure III. 7. PFD Conditionnement du gaz. [3].

Le dééthaniseur est composé de 28 plateaux. Une première alimentation froide provient de l'expander et entre au sommet de la colonne (plateau1). Une deuxième alimentation chaude constituée de liquides vaporisés provenant du fond du ballon d'aspiration de l'expander qui alimente le 14^{ème} plateau. Le débit de reflux est assuré par une partie des gaz du ballon de reflux refroidi dans un échangeur. [1].

III. 2. 1. F. Compression et comptage du gaz à vendre « système 27 »

Trois unités en total disposées en parallèle. Chacune d'entre elles est munie d'un compresseur centrifuge à deux étages qui sont entraînés par une turbine à gaz.

Le système de gaz résiduel de compression reçoit le gaz traité (issu du compresseur du turbo-expander). L'ensemble passe alors dans le ballon d'aspiration 1^{er} étage du compresseur. Le gaz chaud refoulé par le 1^{er} étage du compresseur est refroidi dans des aéro-réfrigérants et il est introduit dans le ballon d'aspiration 2^{ème} étage du compresseur. Le gaz refoulé est refroidi par des aéro-réfrigérant.

Un by-pass de débit minimum est prévu pour chaque étage du compresseur après refroidissement afin d'assurer le fonctionnement en continu de ce dernier, ainsi que la protection contre les problèmes de pompage. Le débit minimum est contrôlé par le débit d'aspiration.

Le gaz résiduel combiné refoulé par les compresseurs des trois turbo-compresseurs dans une conduite commune passe par l'unité de comptage fiscal du gaz à vendre (UJ-27-01) où il est compté, ensuite il est expédié à Gassi Touil via le pipeline. [1].

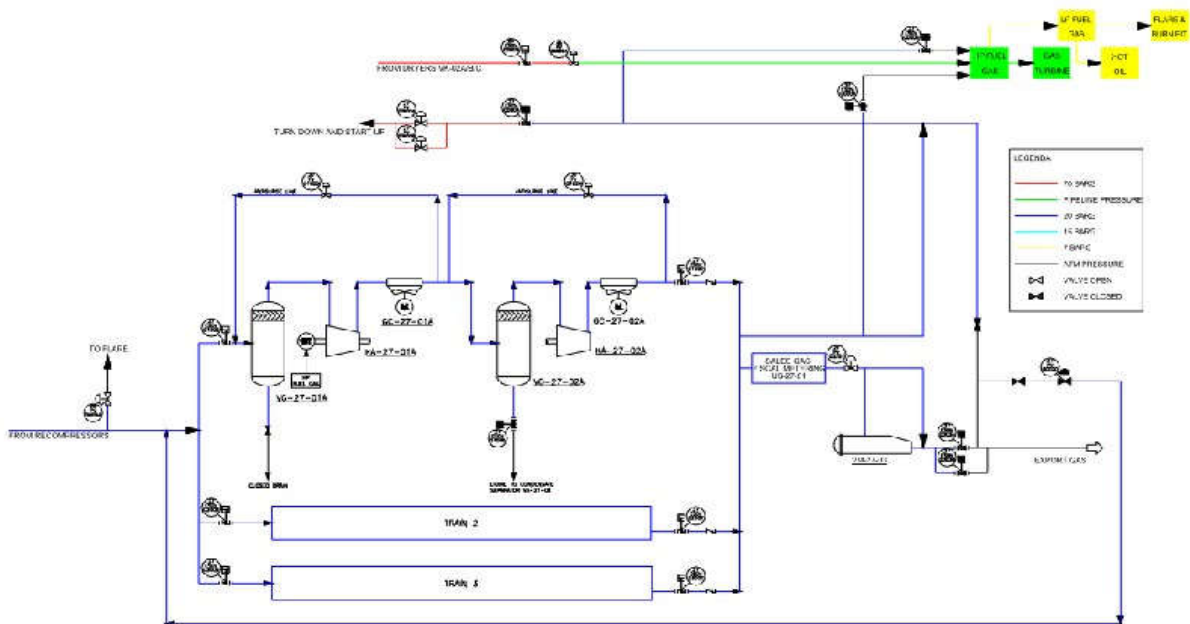


Figure III. 8. PFD de l'unité de compression de gaz à vendre. [1].

III. 2. 1. G. Traitement et Stabilisation du brut « système 21 »

Ce système comprend les éléments suivants :

- ↳ Le séparateur du condensat pour recevoir l'alimentation du liquide du système 20.
- ↳ La colonne du stabilisateur et les installations de compression de l'off-gaz pour la récupération du gaz déchargé au sommet de la colonne du stabilisateur.
- ↳ Le ballon de séparation des condensats.

Les hydrocarbures liquides provenant du Slug-Catcher et du traitement du gaz humide sont conduits pour l'alimentation du séparateur du condensat qui collecte l'écoulement de plusieurs équipements (13 équipements) et au niveau duquel les hydrocarbures liquides et l'eau sont séparés des gaz légers (en particulier le méthane et l'éthane).

Le liquide passe ensuite à travers des filtres pour séparer les particules solides, puis par un filtre coalesceur pour se débarrasser de l'eau libre restante. Le condensat se scinde en deux écoulements d'alimentation du stabilisateur du condensat GB-21-01. [15].

- ✓ L'un alimente le plateau du sommet.
- ✓ L'autre, après être préchauffé, alimente le plateau 10 (au milieu du stabilisateur).

Le fond du stabilisateur est acheminé au dé-butaniseur.

L'écoulement du gaz de tête du Stabilisateur est acheminé au système de compression de l'off-gaz où il est renvoyé au système de procédé du gaz. Le gaz provenant du scrubber d'aspiration passe par le compresseur de l'off-gaz du stabilisateur. Le gaz comprimé en aval de chaque stade de compression est refroidi dans un after-cooler (P max = 25 bars). [3].

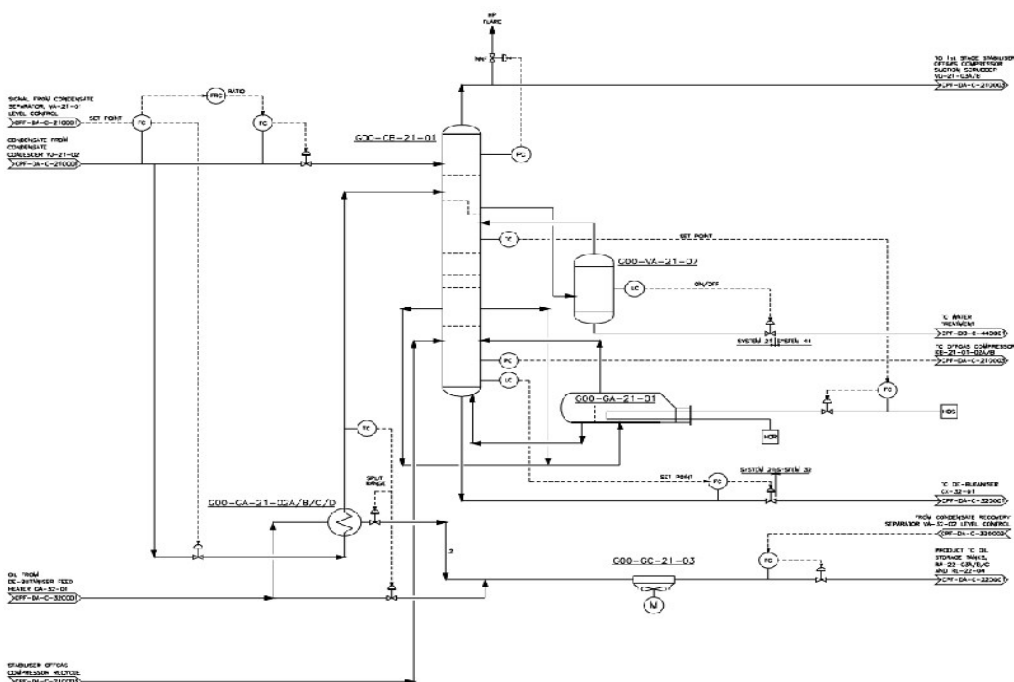


Figure III. 9. PFD de la colonne de stabilisation du condensat. [3].

III. 2. 1. H. Traitement et Récupération du GPL « système 32 »

Dans ce système, le dé-butaniseur mis en place a deux exigences de performance :

- ☞ La première, est de stabiliser le liquide du fond de la colonne en éliminant, au maximum, le butane et les composants plus légers.
- ☞ La seconde, est de récupérer le GPL s'en passant de l'excès de pentane (C5S) dans le produit GPL de tête.

Le dé-butaniseur a deux sources d'alimentation :

- ✓ La charge liquide (C3+), dérivant du fond du stabilisateur du condensat, assurant la récupération du GPL (au niveau du plateau 27).
- ✓ Le liquide de fond du dé-éthaniseur, chauffé dans l'échangeur de chaleur d'alimentation du dé-butaniseur (plateau 8).

Un écoulement latéral est prévu pour envoyer les hydrocarbures légers (surtout C5 et C6) au produit huile afin de satisfaire la caractéristique du produit de condensat.

Le fond peut être fractionné en deux flux, l'un acheminé au système de récupération de condensats et l'autre orienté au système run-down du produit huile. [8].

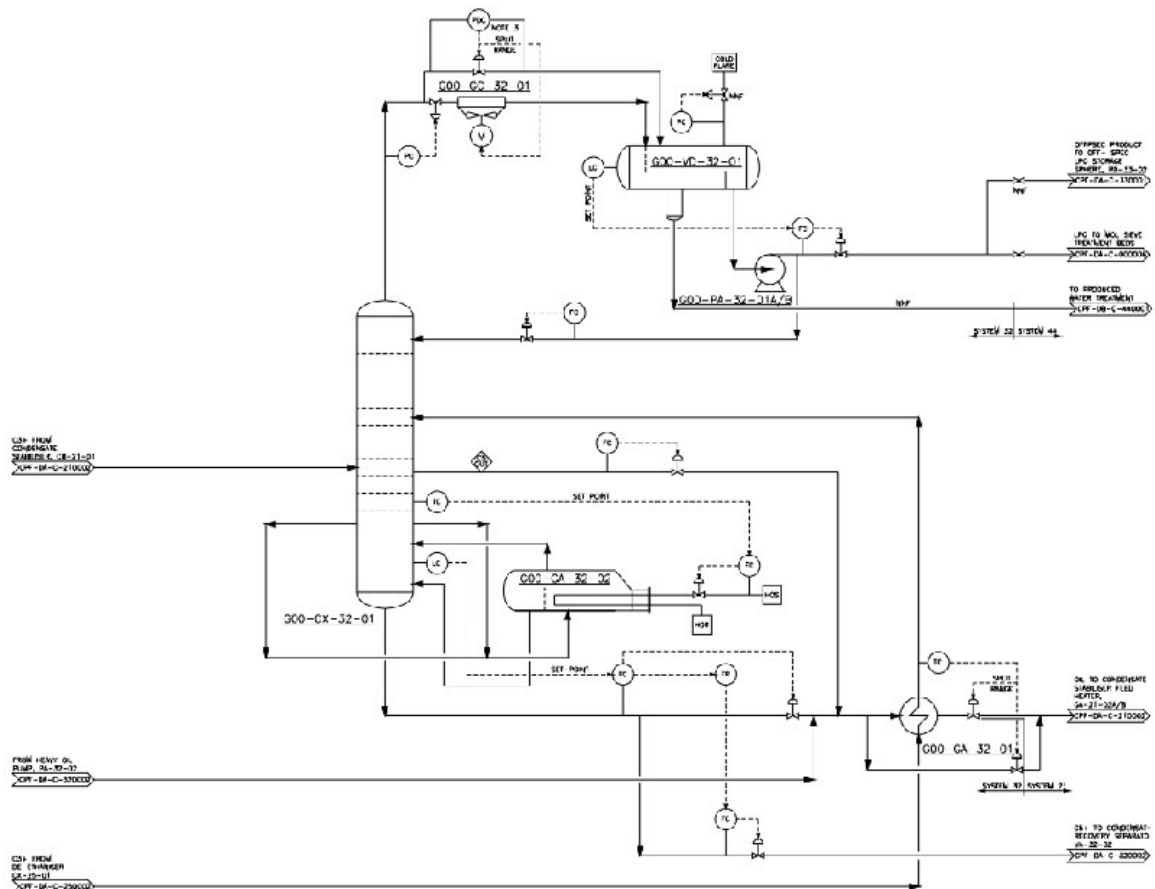


Figure III. 10. PFD du dé-butaniseur. [1].

III. 2. 2. Procédé au niveau de CAFC

Les installations du CAFC sont conçues pour le traitement du pétrole et des fluides venant des réservoirs des champs (TAGI, F6-1 et F6-2) afin de produire du pétrole stabiliser.

Dans la phase I, le gaz associé avec le pétrole du TAGI est déshydraté et réinjecté. Le gaz associé avec le pétrole du champ F6-1 et F6-2 est envoyer au traitement vers le complexe MLE. Dans la phase II, le gaz associé du TAGI est aussi envoyer vers MLE. [1].

III. 2. 2. A. Séparateur d'entrée « système 20 »

Les fluides du TAGI et F6 sont conduits du système de collection vers les manifolds et les Slug-Catcher. L'installation de réception contient aussi les Trunk-lines et les Pig Receivers (3 pour TAGI et 2 pour F6). Le système permet d'effectuer la première séparation entre la phase liquide et la phase gazeuse pour le pétrole provenant des manifolds du TAGI et F6.

Le séparateur d'entré est identique à celui de trois phases. Une fois séparée, l'eau produite est dirigé vers l'unité de traitement d'eau huileuse, les liquides hydrocarbonés, quant à eaux, sont expédiés vers le train de dessalement et de stabilisation de pétrole. L'Off-gaz est orienté vers le refroidisseur qui est situé à l'aspiration du deuxième étage de compresseur. [4].

III. 2. 2. B. Traitement et Stabilisation « système 21 »

Le but du traitement au niveau de ce système est d'éliminer les sels et l'eau contenus dans le pétrole brut. L'unité doit contenir deux étages de dessalement, qui sont alimentés en contenu, pour minimiser la consommation d'eau de lavage. Après ce système, le pétrole traité passe à travers la colonne de stabilisation et le rebouilleur pour garantir les spécifications de pétrole exporté. L'Off-gaz est envoyé vers le refroidisseur situé à l'aspiration du premier étage de compresseur. [4].

III. 2. 2. C. Système de stockage de pétrole « système 22 »

Comme le pétrole Off-spec (hors-spécification) du CAFC ne peut pas être envoyé vers MLE, on lui a conçu un système de stockage in situ. Il est recyclé à l'entrée des réchauffeurs de séparateur d'entrée puis envoyé au système de traitement et de stabilisation du pétrole. [3].

III. 2. 2. D. Compression de l'Off-gaz « système 23 »

Le but de cette opération est d'augmenter la pression de l'off-gaz du ballon de séparateur d'entré et de la colonne de stabilisation afin de pour les envoyer vers les installations de traitement de MLE. [3].

III. 2. 2. E. Traitement de gaz « système 24 »

Le système de traitement de gaz est fait pour réduire la teneur en eau du gaz provenant de système de compression (système 23) afin d'éviter la formation des hydrates tout au long du pipeline. L'hydrate est une combinaison physique entre l'eau et les petites molécules d'hydrocarbure pour produire un solide qui a une apparence de glace mais possède une structure différente. Leur formation en système de gaz peut boucher les pipelines, les équipements, les instruments, et réduire l'écoulement des fluides dans les pipelines.

La déshydratation du gaz d'alimentation est effectuée afin de :

- ↳ Atteindre la spécification du gaz de réinjection.
- ↳ Éviter la formation de la glace et d'hydrates qui va provoquer le bouchage des pipelines et des équipements (TEG réduit la teneur en eau dans le gaz déshydraté à moins de 50 ppm).[1].

Remarque :

Le système est actuellement hors service suite à l'arrêt du système de réinjection de gaz.

III. 2. 2. F. Gaz d'Injection/ Boosting « système 26 »

Le gaz d'injection est destiné à maintenir la pression des réservoirs au cours de la phase 1. Le gaz déshydraté est acheminé vers le système de compression du gaz d'injection pour lui faire augmenter la pression qui doit atteindre les 344.7bar. Sauf qu'il a été constaté que la réinjection de gaz n'était pas efficace, on a alors transformé les compresseurs d'injection en compresseurs de boosting de gaz venant de F6 et TAGI, vers les installations de traitement de MLE. [1].

III. 2. 3. Les systèmes d'utilités

Toutes les opérations précédemment décrites au niveau des différents systèmes nécessitent le concours des systèmes utilités. On distingue les utilités propres à chacune des installations ainsi ceux communs aux services de CPF et CAFC. Donc avant de procéder au démarrage, il faut mettre en service ce qui suit et démarrer : [3].

- | | |
|---------------------------------------|------------------------|
| ❖ Air pour les instruments. | ❖ Produits chimiques |
| ❖ Eau anti-incendie. | ❖ Eau de service. |
| ❖ Drainage fermé et ouvert. | ❖ Eau déminéralisée |
| ❖ Eau brute. | ❖ Traitement de l'eau. |
| ❖ Azote. | ❖ Diesel. |
| ❖ Alimentation électrique de secours. | ❖ Eau potable. |

III. 2. 3. 1. Utilités CPF

III. 2. 3. 1. A. Systèmes de chauffage (huile chaude) « système 41 »

Le système d'huile chaude est un système de chauffage à circuit fermé avec un drainage et un système de stockage. Il est composé d'un ballon d'expansion. La pressurisation du circuit du liquide est assurée par le système de couverture au gaz inerte. [1]. [3].

- **L'utilisation de l'huile chaude** : on l'emploie pour les rebouilleurs de (Stabilisation, dé-butaniseur, dé-éthaniseur, régénération de l'amine) et ainsi dans les réchauffeurs (gaz de régénération... etc.).
- **Récupération de la chaleur perdue** : le fluide est réchauffé suite au transfert de chaleur des gaz d'échappement chauds de la turbine à gaz (actuellement une seule turbine est en service).
- **Réchauffeur direct (Fours)** : il y a 2 fours, l'un ayant 6 brûleurs, l'autre 8. La combustion se fait par le fuel gaz, la température à la sortie est de 270°C.

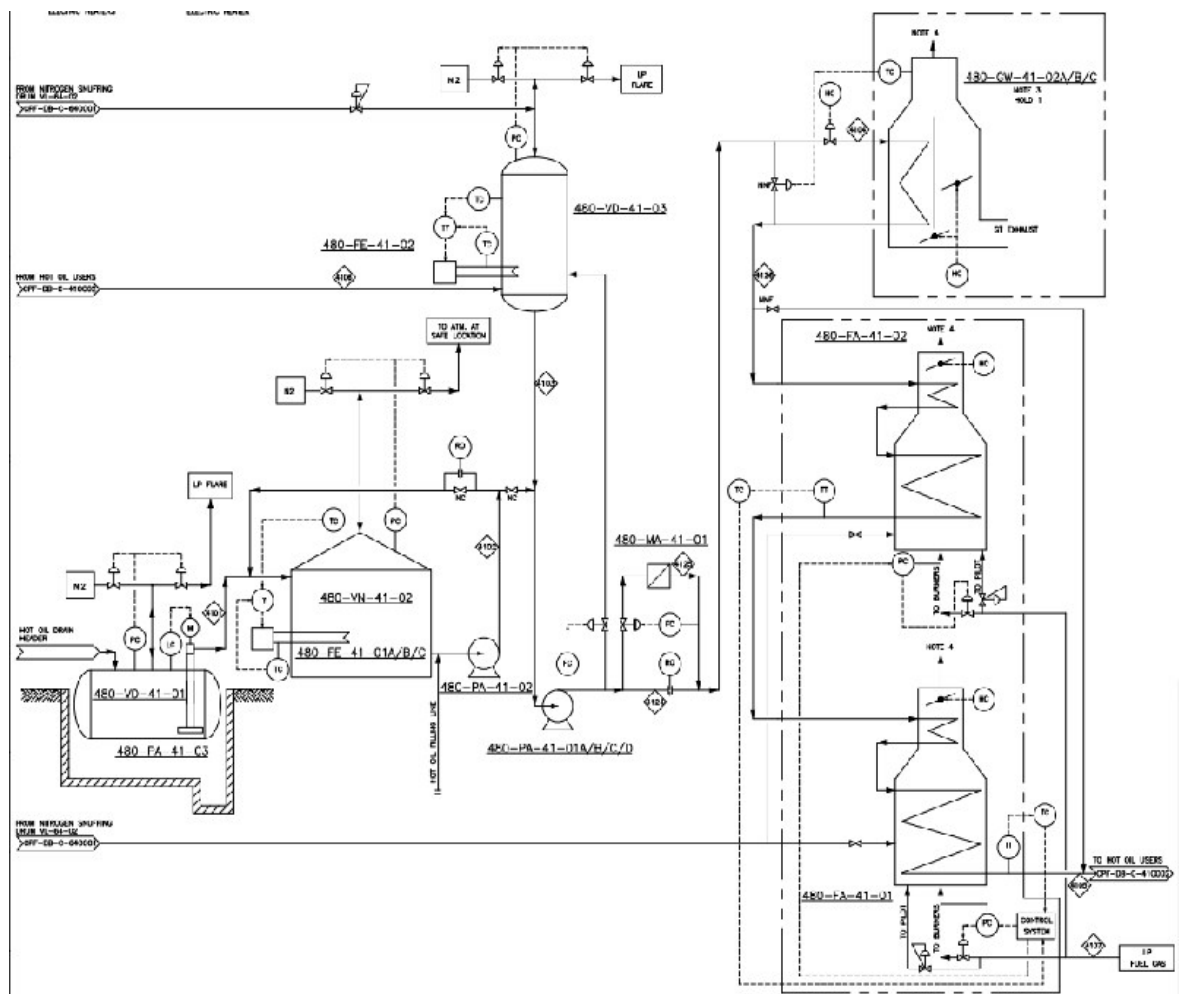


Figure III. 11. PFD du système de chauffage "huile chaude". [1].

III. 2. 3. 1. B. Systèmes d'injection des produits chimiques « système 42 »

Le système d'injection de produits chimiques est constitué de :

- ✓ Système d'injection de méthanol pour éviter la formation d'hydrates.
- ✓ Système d'injection de l'inhibiteur de corrosion pour éviter la corrosion.
- ✓ Système d'injection de l'anti-mousse.
- ✓ Système d'injection d'hypochlorite nécessaire pour éviter la pollution de micro-organismes dans le système d'eau. [4].

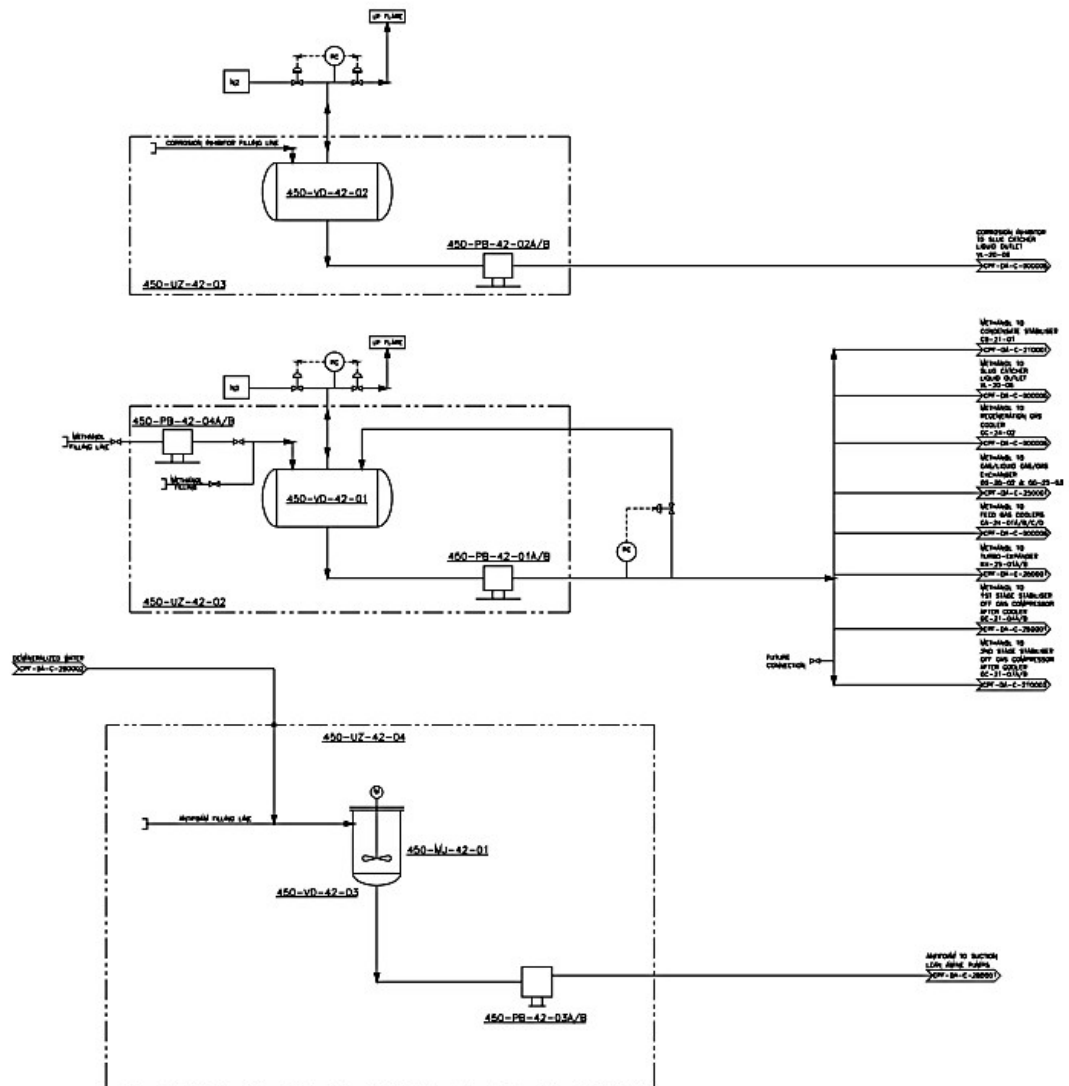


Figure III. 12. PFD du système d'injection des produits chimiques. [1].

III. 2. 3. 1. C. Systèmes de torches, d'évacuation et de purge « système 43 »

Le système de torche se compose de quatre sous-systèmes : [1].

- ✓ Torche chaude à haute pression (HP) : la pression de calcul de l'équipement est supérieure à 14 bar.
- ✓ Torche froide à haute pression : la pression de calcul de l'équipement est supérieure à 14 bar.
- ✓ Torche à basse pression (LP) : la pression de calcul de l'équipement est inférieure à 14 bar.
- ✓ Torche atmosphérique (ATM) : la pression de calcul de l'équipement est inférieure à 0,18 bar.

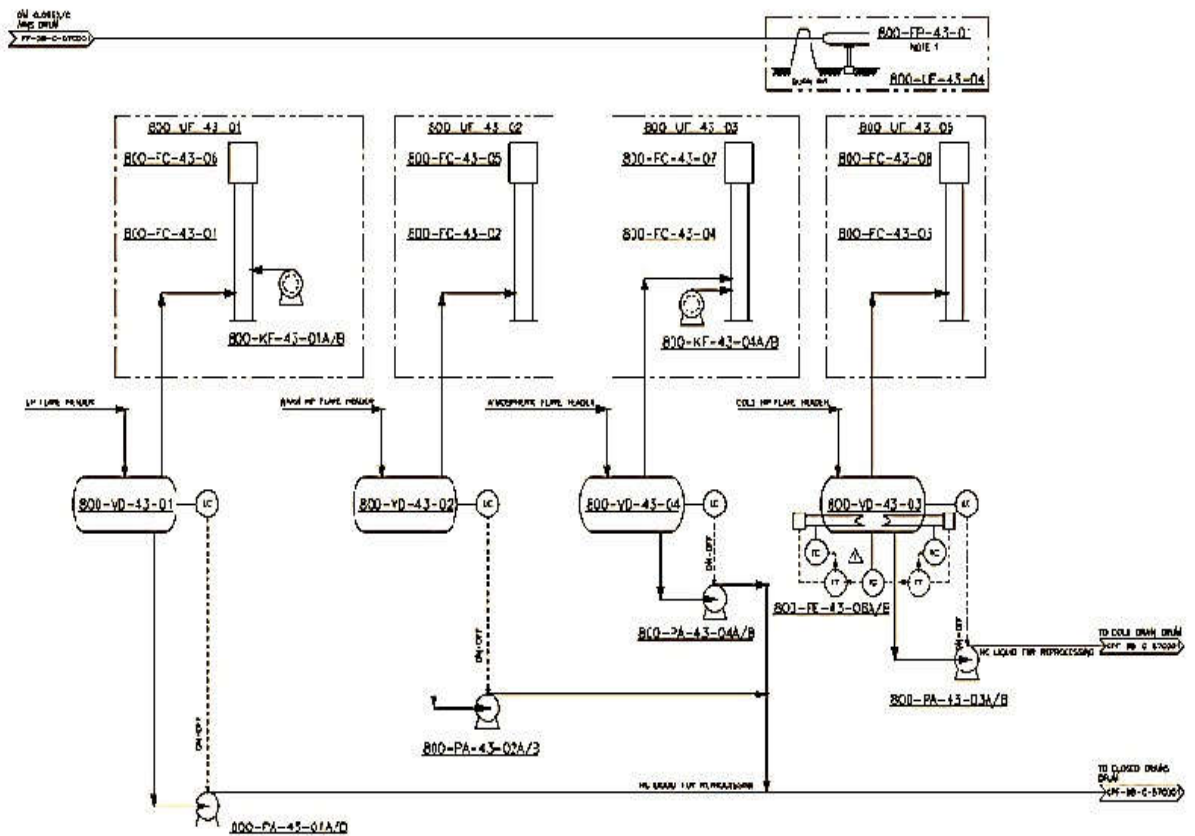


Figure III. 13. PFD du système torche, évacuation et purge. [1].

III. 2. 3. 1. D. Traitement de l'eau produite « système 44 »

Toute l'eau produite durant le procédé est envoyée au Séparateur d'eau produite pour y être traitée. Ce Séparateur permet la séparation huile/eau. Les liquides d'hydrocarbures séparés sont envoyés à des drainages fermés alors que l'eau produite est envoyée au séparateur API.

Ce dernier reçoit l'eau produite du séparateur d'eau produite, l'eau AOC et l'eau huileuse du drainage ouvert. Les drainages de l'eau et l'eau produite sont traités pour éliminer toute l'huile entraînée durant le procédé. [3].

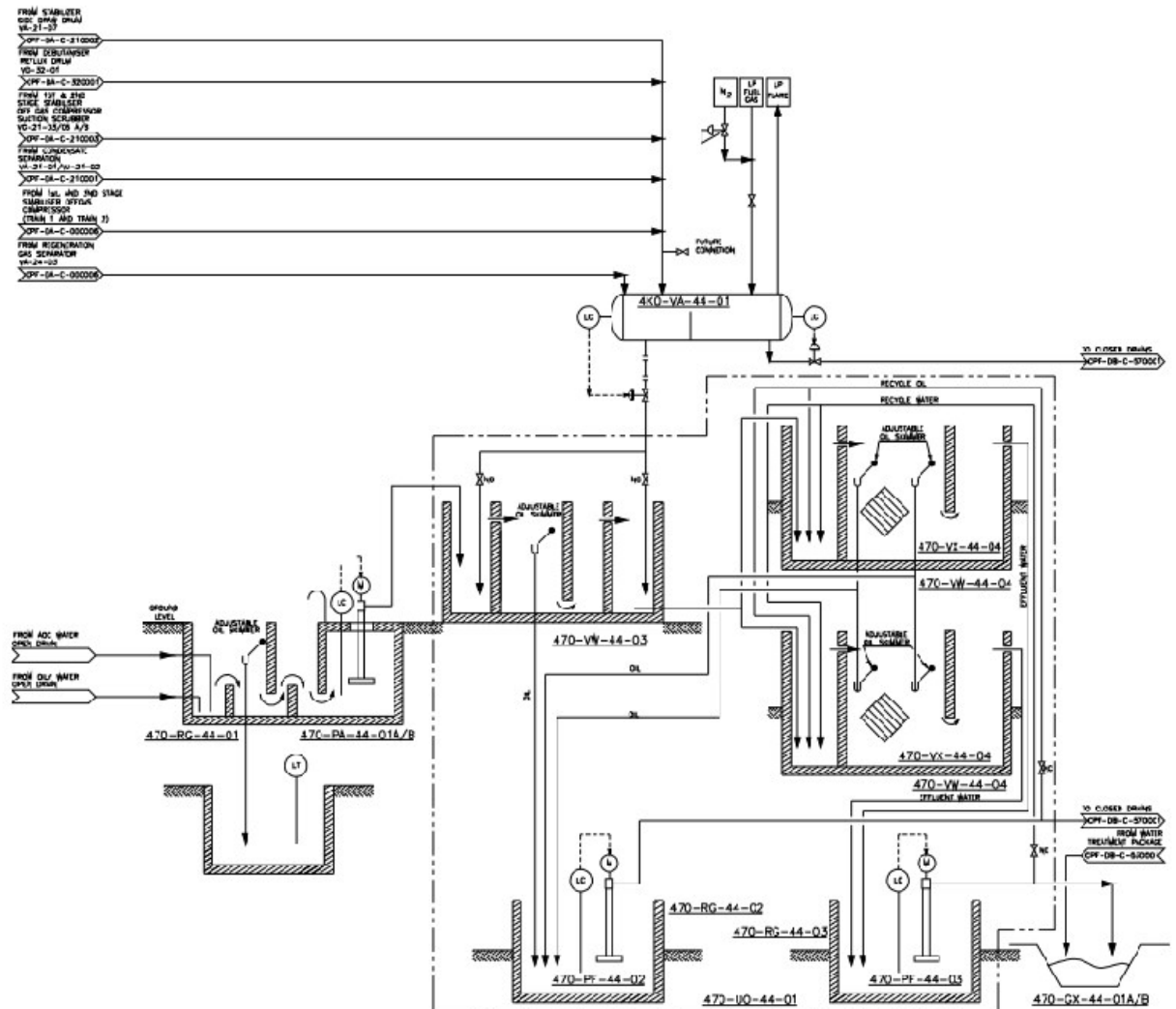


Figure III. 14. PFD du système de traitement de l'eau produite. [1].

III. 2. 3. 1. E. Drainage ouvert « système 56 »

C'est un système souterrain, subdivisé en deux collecteurs, l'un est destiné à la collecte d'eau superficielle contaminée par l'huile (y compris les fluides des bacs d'égouttement ainsi que les petites quantités d'huile provenant des plateaux récepteurs). L'autre sert à la collecte des drainages provenant des réservoirs qui ne contiennent pas d'hydrocarbure et d'eau qui n'est normalement pas contaminée par l'huile, en incluant l'eau de surface s'écoulant à partir de toutes les zones pavées de l'installation. [3].

III. 2. 3. 1. F. Drainage fermé « système 57 »

C'est un système de collecte de drains d'exploitation et de maintenance. Il est divisé en deux réservoirs, l'un est de drainage fermé (VD-57-01) alimenté par un collecteur de drainage fermé humide. Le second est de drainage froid (VD-57-02) sert à la collecte des hydrocarbures à froid. Les deux ballons sont ventilés au collecteur de torche BP avec un support d'azote pour dégager en toute sécurité les vapeurs hydrocarbures libérées. [3].

Le système de drainage fermé est divisé pour minimiser la possibilité de flux humide et le mélange de flux au-dessous du 0°C ainsi que la formation de bloc de givre dans le système de drainage. [4].

Tout flux chaud d'hydrocarbures ayant une ($T > 0^{\circ}\text{C}$) sera acheminé vers le collecteur de drainage fermé à chaud. Une fois refroidi ($T < 0^{\circ}\text{C}$), il sera acheminé vers le collecteur de drainage fermé à froid. Il est ensuite mené des réchauffeurs permettant de réchauffer les liquides (élimination des stocks à travers l'évaporation des liquides froids).

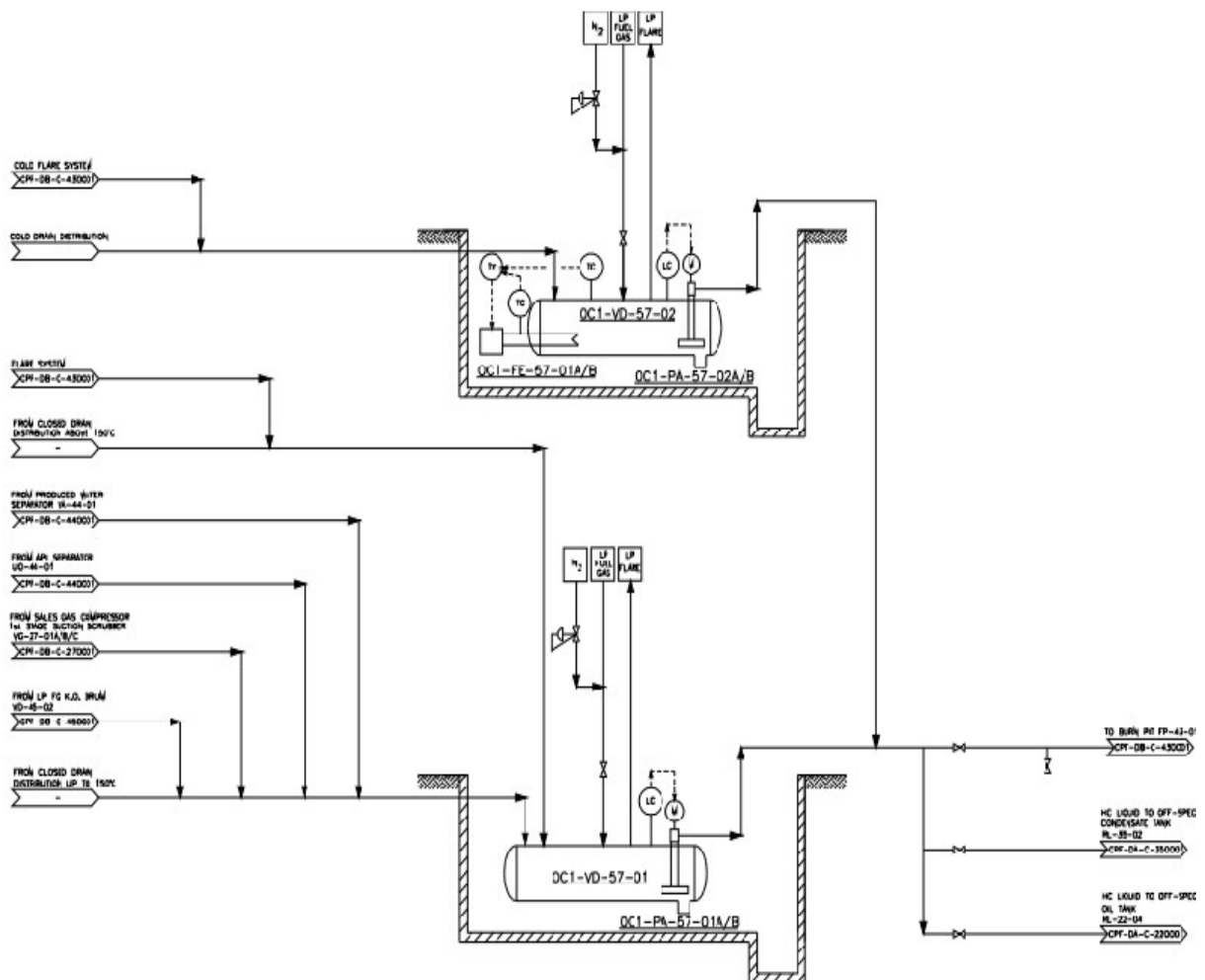


Figure III. 15. PFD du système de drainage fermé. [1].

III. 2. 3. 2. Utilités CAFC**III. 2. 3. 2. A. Système d'injection des produits chimique « système 18 et 22 et 42 »**

Les produits chimiques listés ci-dessous sont destinés pour l'injection : [1].

- ✓ Inhibiteur de corrosion.
- ✓ Inhibiteur de dépôt (scale-inhibitor).
- ✓ Émulsifiant.
- ✓ Anti-mousse (Anti-foam).
- ✓ Poly-electrolyte Oxygen Scavenger.
- ✓ Hypochlorite de Sodium.
- ✓ Flocculant Biocide.

III. 2. 3. 2. B. Système de la torche « système 43 »

Il est composé de trois systèmes de torche : [1].

- ✓ À haute pression HP.
- ✓ À basse pression LP.
- ✓ La torche atmosphérique ATM.

III. 2. 3. 2. C. Traitement de l'eau produite « système 44 »

Dans le CAFC, l'eau est produite par les différents équipements de traitement suivant :

- Le TAGI Slug-Catcher.
- Le Séparateur d'entrée.
- Le 1^{er} étage du dessaleur électrostatique.
- La Vaisselle de soutirage d'eau.
- Le Package de régénération de TEG. [4].

III. 2. 3. 2. D. Système d'eau d'injection « système 51 »

L'eau de source traitée et celle produite traitée sont collectées dans le bac d'eau d'injection. La capacité du bac est calculée pour 5 heures de stockage basé sur le taux de remplissage maximal de 129 m³/h. Le système est à l'arrêt (décision managériale). [4].

NB : Le Système de Drainage Ouvert « système 56 » ainsi que le Système de Drainage Fermé « système 57 » sont analogues à ceux du CPF.

III. 2. 3. 3. Utilités en commun

III. 2. 3. 3. A. Système d'eau de source « système 50 »

L'eau brute passe d'abord à travers les filtres MB-50-01A/B, ensuite elle est collectée dans le réservoir d'eau de source RB-50-01. La distribution de l'eau pour les services de l'installation et réseau anti-incendie est prévue par les pompes PS-50-01A/B/C/D.

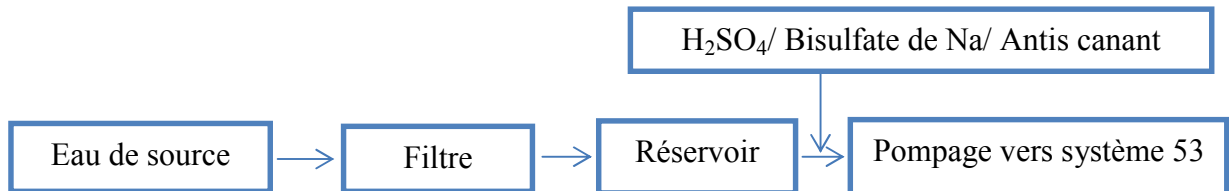


Figure III. 16. Schéma explicatif du système 50. [4].

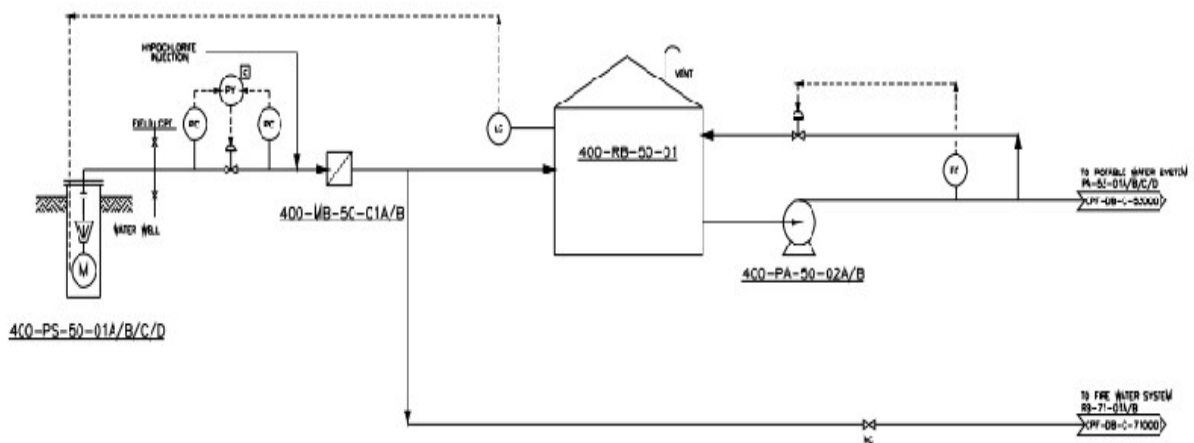


Figure III. 17. PFD du système d'eau de source. [1].

III. 2. 3. 3. B. Système d'eau potable « système 53 »

L'eau qui sort du réservoir de stockage de l'eau brute passe dans les filtre (MB-53-01A/B/C/D) et s'écoule vers l'unité de traitement d'eau potable via les pompes (PA-50-02A/B). Elle ensuite traitée à l'unité d'osmose inverse (R.O). À partir de là, le concentré d'eau est acheminé jusqu'au drain ouvert lorsque l'eau traitée passe aux points suivants : [4].

- Les réservoirs de stockage d'eau potable (RB-53-02A/B).
- Les réservoirs de stockage d'eau de service (RB-53-04).
- Le réservoir d'eau anti-incendie (RB-71-01A/B).
- L'unité d'eau déminéralisée.
- L'unité de lavage et rinçage de l'osmose.

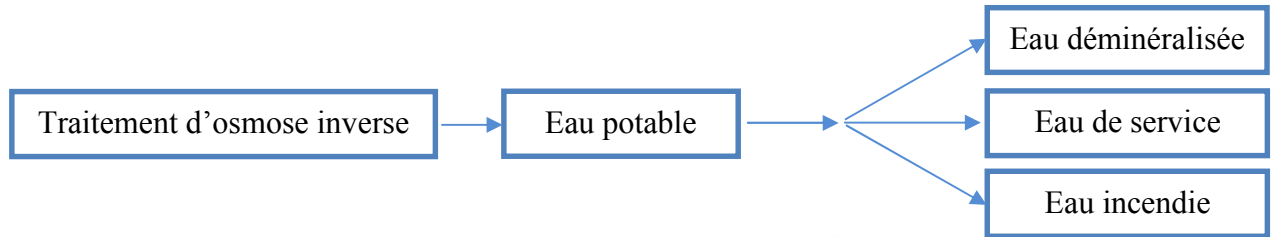


Figure III. 18. Schéma explicatif du système 53. [4].

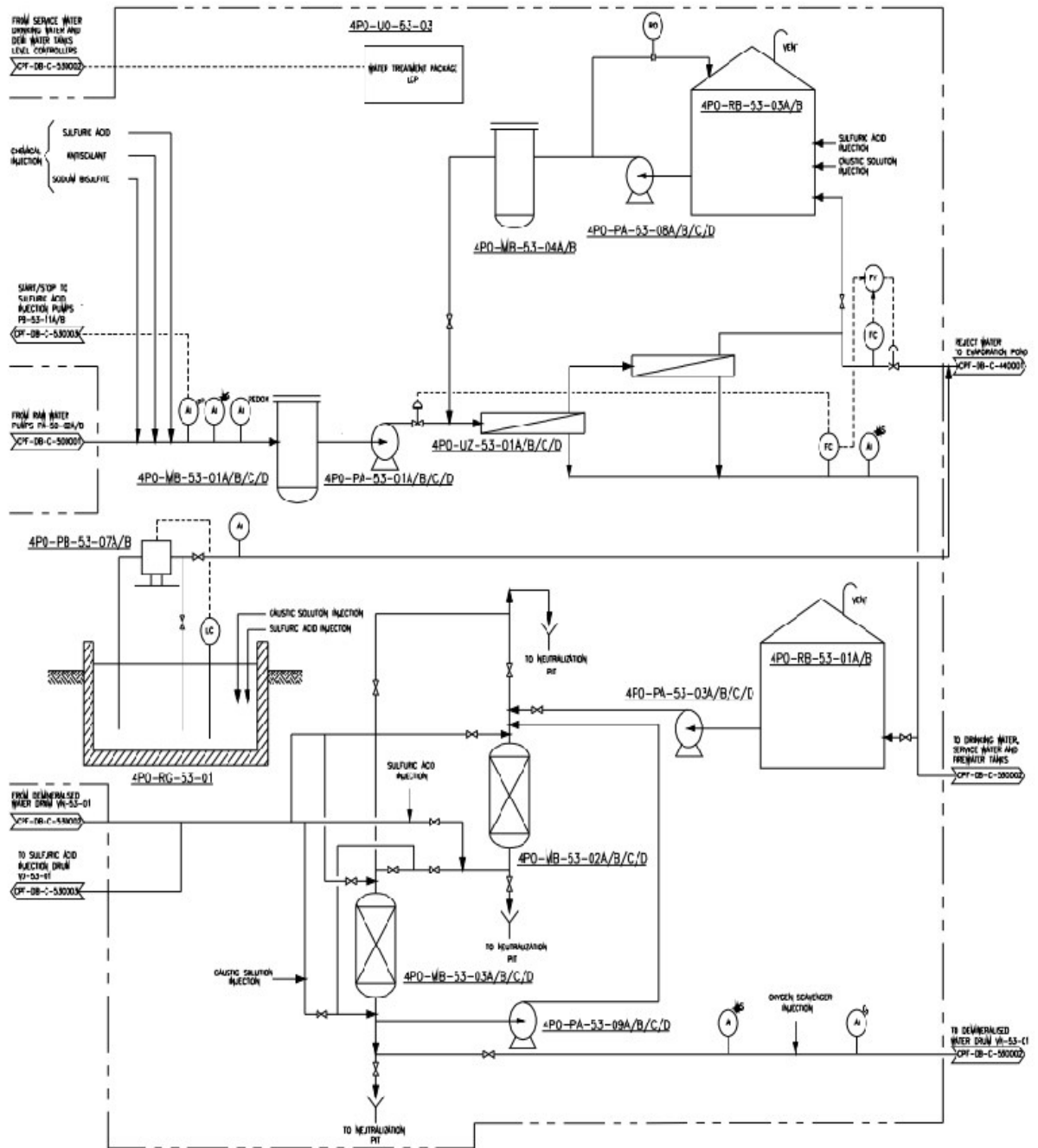


Figure III. 19. PFD du système d'eau potable. [1].

III. 2. 3. 3. C. Système d'alimentation du diesel « système 62 »

Le combustible diesel est fourni à l'installation dans des camions citernes. IL est déchargé vers les réservoirs de stockage diesel (RA-62-01) au CPF.

Le système est composé de deux pompes de distribution diesel (PA-62-01A/B), deux filtres diesel (MA-62-01A/B) en amont du réservoir de stockage et deux filtres (MB-62-02A/B) en aval de celui-ci et d'un réseau de tuyauterie. [3].

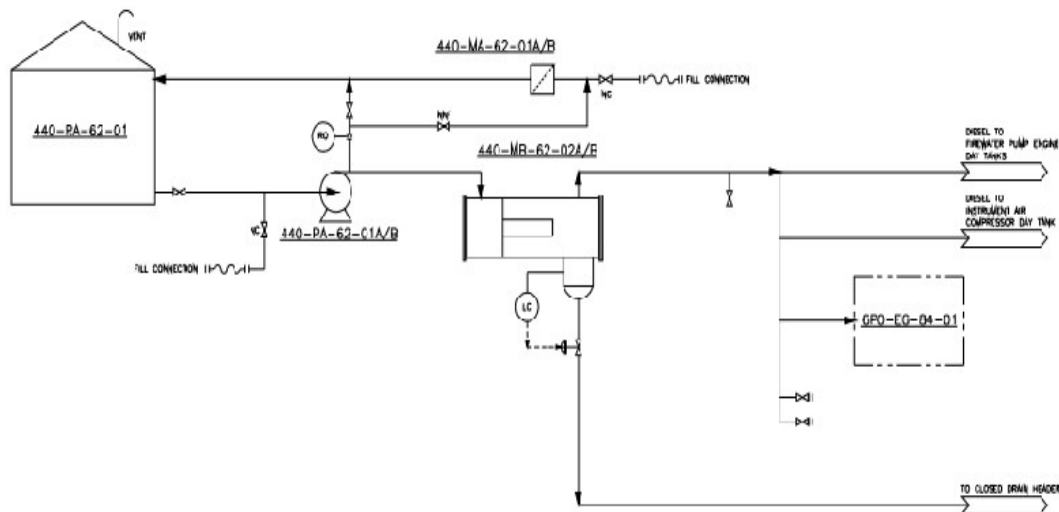


Figure III. 20. PFD du système d'alimentation diesel. [3].

III. 2. 3. 3. D. Système d'Air Comprimé « système 63 »

Le système d'air comprimé est composé d'un package d'alimentation d'air dont :

- ❖ Cinq compresseurs à moteur électrique HA-63-01A/B/C/D/E (Compression à 2 étages jusqu'à 10 barg).
- ❖ Un package d'alimentation d'air avec un compresseur à moteur diesel HA-63-01/F.

L'air comprimé est utilisé pour les fins suivantes :

- Réseau d'air service : nettoyage ...etc.
- Sécheurs d'air instrument : l'air comprimé est séché et filtré à $T = -20\text{ °C}$ et $P = 9\text{ barg}$.
- Générateur d'azote (N_2) : l'air est séché par les tamis moléculaires, chaque compresseur travaille 24 H.

L'air obtenu est acheminé vers trois utilisations : air régulé, air d'installation et système d'azote. [1].

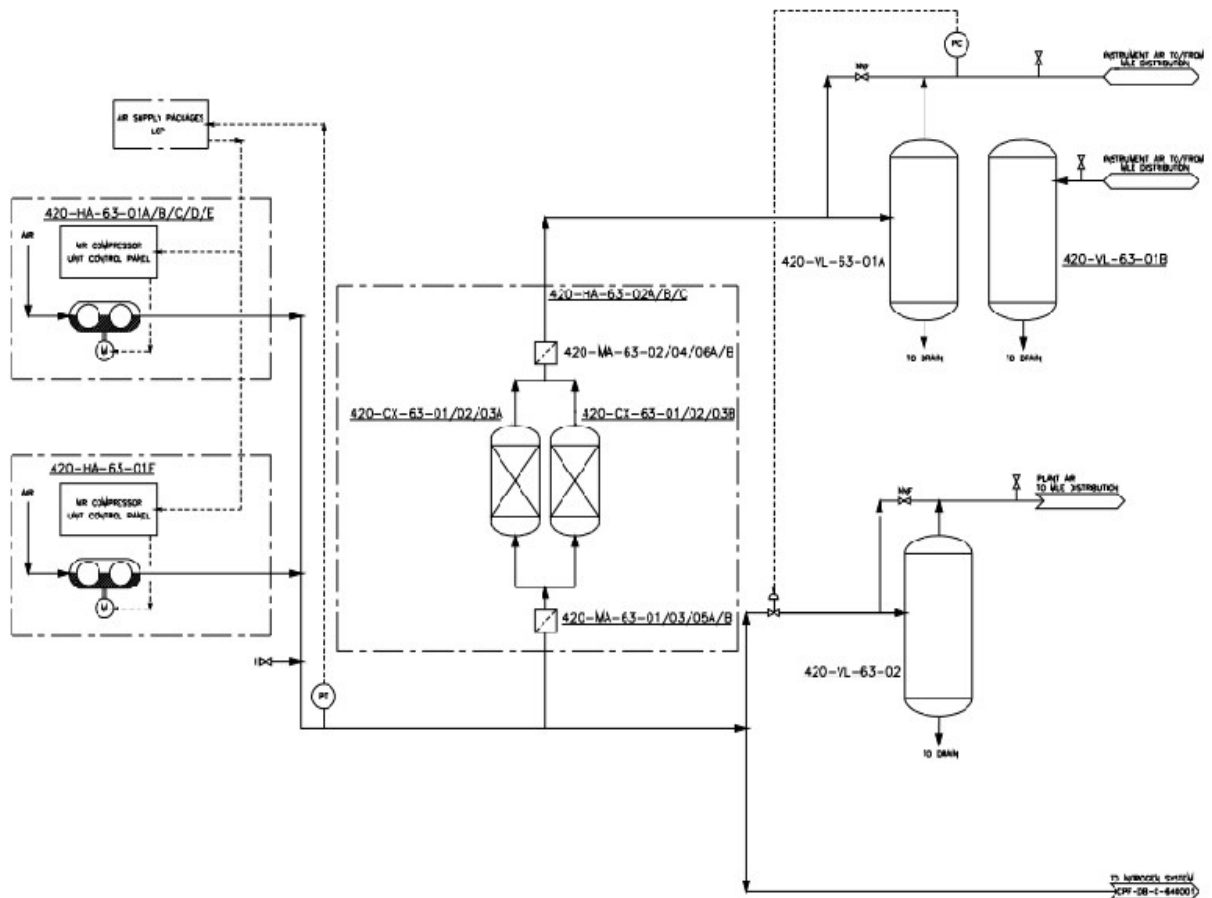


Figure III. 21. PFD du système d'air comprimé. [1].

III. 2. 3. 3. E. Système du gaz inerte « système 64 »

L'écoulement d'alimentation (air) d'azote transite dans le Générateur d'Azote qui comprend 2 packages de génération d'azote à membrane.

L'azote a besoin d'être généré avec une pureté de 98% pour être utilisé comme suit :

- Utilisateur continue (étanchéité des compresseurs).
- Utilisateur intermittents (blinketing).
- Utilisateur du support (système torche).

Une partie du gaz inerte sera comprimée à 40 barg et envoyée vers le système de l'huile chaude pour le snuffing. [3].

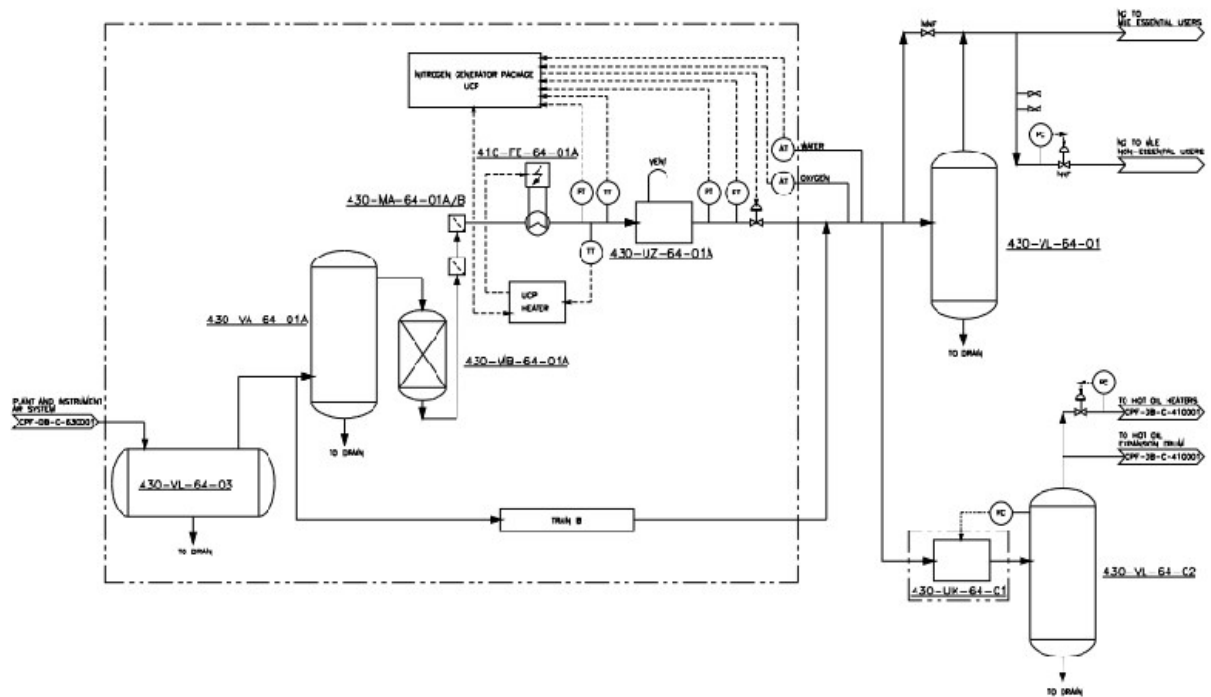


Figure III. 22. PFD du système de génération et distribution de l'Azote. [3].

III. 3. Conclusion

Les produits bruts ; huile et eau ou gaz et eau, provenant des champs de captage, subiront divers traitement au niveau des différents systèmes des deux complexes (CPF et CAFC) avec le concours des systèmes utilités. Après tout un long processus qui commence au Slug-Catcher où il y aura une première séparation liquide-gaz.

Les gaz vont vers le Scrubber où ils subiront une décarbonatation, désulfuration, démercurisation et déshydratation pour générer du GPL et du gaz de vente.

Les liquides se dirigent vers le Séparateur de Condensat, après une séparation tri-phasique, ensuite, ils sont envoyés vers la colonne de stabilisation. À ce niveau, les gaz sont soustraits et envoyés vers le Scrubber tandis que les liquides passeront par le dé-butaniseur où seront éliminés les composés légers (C4-). On obtient donc de l'Huile et du Condensat.

L'ensemble de ces produits est expédié vers le stockage puis aux panneaux de comptage aux terminaux.

Chapitre 04

Problématique et solutions suggérées

IV. 1. Introduction

Tout récemment, une nouvelle ligne dénommée Gazoduc 16" BRN-MLE, provenant du site BRN, a été annexée au réseau existant de CPF (MLE).

Elle a induit une charge de très basse température provoquant des perturbations du fonctionnement de l'unité.

Cette basse température fait baisser celle des fluides au niveau du Slug-Catcher générant un impact négatif sur le système de traitement de l'unité ; à savoir la partie liquide et la partie gaz.

Le problème dont on parle est une sorte de formation de givrage qui a généré le bouchage de certaines conduites induisant un incident. Cette problématique constitue le thème du présent chapitre, à travers lequel, nous essaierons de trouver une solution sinon, proposer des scénarios.

IV. 2. Aperçu sur le gazoduc 16" BRN-MLE

La construction de ce gazoduc rentre dans le cadre du partenariat entre la Sonatrach (Algérie) et ENI (Italie). IL relie les sites de Bir Rebaa Nord (BRN) et de Menzel Ledjmet Est (MLE) respectivement situés dans les blocs 403 et 405b du Bassin de Berkine, dans le Sud-Est du pays, à 220 km de Hassi Messaoud (wilaya d'Ouargla).

Ayant une longueur de 185km, un diamètre de 16 pouces et une capacité de transport de 7 millions de mètres cubes standards de gaz par jour, ce gazoduc est réalisé en mode "fast-track" (procédure accélérée) pour connecter les assets de BRN aux installations de MLE.

Le projet permet de faciliter l'exportation du gaz associé (produit dans le bloc 403) et le développement des champs gaziers des blocs on-shore de "Berkine Nord", où le forage et les raccordements des quatre (4) premiers puits ont été achevés, après une année seulement de l'entrée en vigueur des accords conclus. Ce qui fera du bassin de Berkine un important pôle gazier via le développement d'autres blocs tels que Sif Fatima II, Zemlet El Arbi et Ourhoud II, situés au nord de Berkine. Les réserves sont estimées à 145 millions de barils équivalents pétrole.

Le projet gazier de Berkine Nord, dont l'opérationnalisation complète devrait générer une production quotidienne de 6,5 millions de m³ de gaz et 10 000 barils de liquides associés. En y incluant le pétrole, la production globale attendue devrait donc être de 65 000 barils équivalent pétrole par jour.



Figure (Photo) IV. 1. Pipeline (gazoduc) BRN – MLE (Champ de Berkine).

IV. 3. Impact de la charge froide (BRN) sur l'unité de production CPF (MLE)

IV. 3. 1. Contexte

La décision de transfert de certains produits de BRN vers CPF (MLE) a nécessité une ligne de gazoduc 16" qui a été mise en service le Mercredi 12 Février 2020.

Cette ligne, qui a induit une nouvelle charge importante de gaz, était à l'origine d'effets indésirables, ce qui a contraint les responsables du département exploitation (MLE) à reconsidérer les paramètres opératoires de l'unité. Durant cette phase, et après des ajustements, il était possible de faire fonctionner les sections, plus au moins, dans de bonnes conditions.

En effet, cette charge supplémentaire de très basses températures génère des perturbations durant le fonctionnement de l'unité de production (CPF-MLE) tant à la partie de gaz qu'à celle des liquides.

IV. 3. 2. Détection de l'incident

Au niveau de CPF (MLE) tout fonctionne selon les paramètres opératoires de l'unité préalablement établis. Après l'adjonction de la charge provenant de BRN, via le gazoduc 16", on a commencé à remarquer quelques perturbations. Après un moment, ces dérèglements se sont manifestés par un incident qui a surgit le 27 Décembre 2022 vers 3h30' am.

Ce dernier a été perceptible puisqu'un PSD niveau est activé suite à une détection de gaz confirmé dans la zone de stabilisations de condensats.

En outre, on a noté une diminution de pression dans le ballon de séparation des condensats VA-21-01 et un manque de liquides à son niveau ce qui a induit une augmentation de niveau au Slug-Catcher VL-20-06.

Il faut signaler que le séparateur de condensats collecte les écoulements d'autres équipements utiles au fonctionnement des diverses unités.

IV. 3. 3. Ordre chronologiques des faits relatifs à l'incident

Dans ce qui suit, nous essaierons de citer, brièvement, les faits constatés et les interventions effectuées par les techniciens du département exploitation et ceux du département maintenance, lorsqu'il s'est produit un incident, survenu dans la zone de stabilisation des condensats.

- **À 3h 00 am**

Le tableautiste a observé un manque de liquides dans le ballon de séparation des condensats, à cause du givrage au niveau de la ligne le liant au Slug-Catcher, une augmentation de niveau à ce dernier et une diminution de la pression sur le ballon de séparation des condensats ($p < 25$ barg/ pression de service : 26 barg).

Le tableautiste a averti le technicien exploitation, de la partie gaz, pour injecter du méthanol via le circuit d'injection Process (opération normale), afin de soulager la ligne et ouvrir le By-pass de la vanne installée sur la ligne des liquides.

Une arrivée de grandes quantités de liquide vers le séparateur des condensats VA 21-01, et une augmentation de la pression sur celui-ci.

- **À 3h14' am**

Le tableautiste a, en même temps, demandé au technicien exploitation, de la partie des liquides, de drainer le boot du séparateur des condensats vers le drain ouvert en utilisant le flexible installé sur la ligne de l'eau produite. À noter que la ligne de Process de drainage de l'eau huileuse vers son système de traitement était isolée en raison d'une fuite.

Au fur et mesure, le technicien exploitation (partie gaz), était en train d'ouvrir le By-pass.

- **À 3h16' am**

Le technicien exploitation, de la partie des liquides, a commencé à drainer l'eau produite vers le drain ouvert, assurant que le fluide de drainage circule normalement pendant 2 minutes.

- **À 3h18' am**

Une confirmation, par radio Tatra, entre le tableautiste et le technicien exploitation, de la partie liquides, sur le drainage en continu de l'eau produite. Une arrivée des liquides du Slug-Catcher vers le ballon séparateur des condensats VA 21-01, en continu via la By-Pass (malgré que le trend a montré que le niveau était de 0% sur le boot-régime permanent).

Soudainement, une arrivée de pression et une quantité d'eau produite ingérable, a provoqué le déplacement du flexible de drain ouvert vers l'atmosphère faisant des mouvements aléatoires qui ont créé un nuage de gaz et diversement d'une quantité de liquide (HC + eau) sur la plateforme de la zone.

- **À 3h18'30" am**

Le 1^{er} détecteur de gaz (70DGPF06005) a signalé au niveau de DCS 10%.

Une détection de gaz de plusieurs zones confirmée (FZ06, FZ05 et FZ07).

Le tableautiste appelle le technicien exploitation, de la partie des liquides, mais il était injoignable. Le contremaître est dépêché sur les lieux.

- **À 3h28'31" am**

Un PSD 0 actif.

Au fur et à mesure, le technicien exploitation, de la partie des liquides, est parvenu à fermer la vanne, malgré sa grande panique. Il appelle la salle de contrôle via le téléphone fixe installé sur la zone (endommagement de sa Radio Tetra). Le tableautiste actionne le système de déluge de la zone et a en même temps avisé le service d'intervention qui a renforcé ce système via les hydrants.

IV. 3. 4. Analyse des faits

Après avoir remarqué un bouchage de la ligne des liquides du Slug-Catcher et injection en batch du méthanol afin de dégivrer cette ligne et permettre le passage vers le séparateur de condensats, on a remarqué deux minutes après un flux ingérable de liquides après fonte du givre et augmentation de la pression à son niveau. Cela a généré de multiples arrêts du compresseur Off-Gaz suite à l'augmentation des niveaux au sein des ballons d'aspiration du 1^{er} et du 2nd étage. En conséquence, il a provoqué une haute pression dans la colonne de stabilisation des liquides, et une augmentation du débit de gaz vers la torche.

Lors de l'injection du méthanol, des morceaux de glaces se sont détachés et se sont précipités dans le séparateur des condensats, ce qui a créé un bouchage sur le flexible utilisé pour le drainage de l'eau produite. Tout à coup, la pression a déplacé le flexible du drain ouvert vers l'atmosphère (créer des mouvements aléatoires) après l'avoir brusquement débouché.

IV. 4. Effet de la température du gazoduc BRN et Interventions entreprises

On a noté des instabilités des paramètres de la partie liquide (le séparateur des condensats, la colonne de stabilisation des condensats et la colonne de dé-butaniseur). Pour la partie gaz, cette basse température influe directement sur la température de Slug-Catcher avec condensation des GPL sur le ballon de l'entrée de gaz de Process.

IV. 4. A. Effet sur la partie de gaz

Comme signalé, l'arrivée de cette charge de la conduite BRN a eu un impact visible notamment sur la partie de gaz, comme le montre la figure suivante (figure IV. 2.).

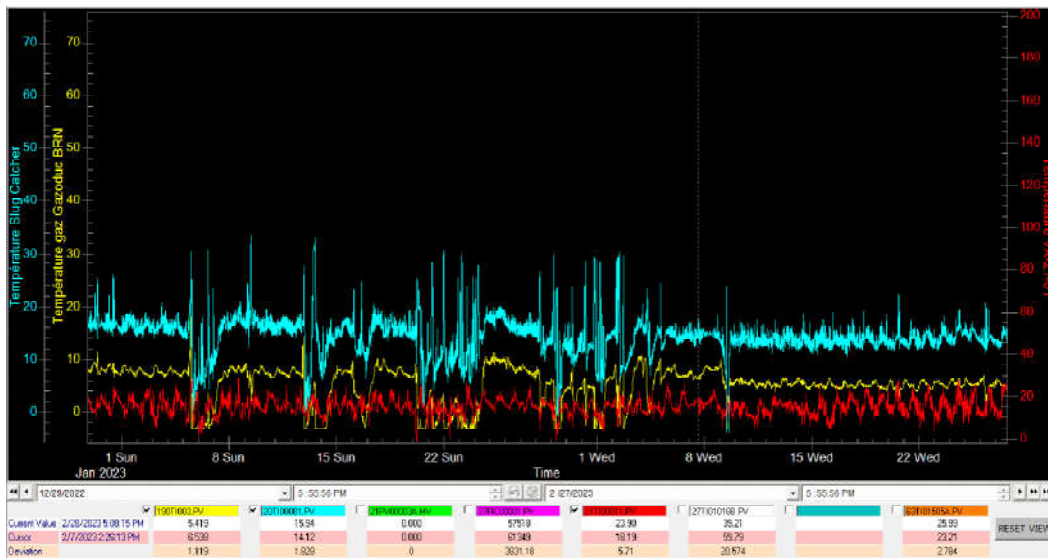


Figure IV. 2. Évolution de la température du Slug-Catcher, (VA-21-01) et du gaz de BRN en fonction du temps.

À travers cette représentation graphique, nous remarquons clairement l'action de cette charge froide sur la température du Slug-Catcher (VL-20-06) et du scrubber du gaz d'entrée (VD-20-01).

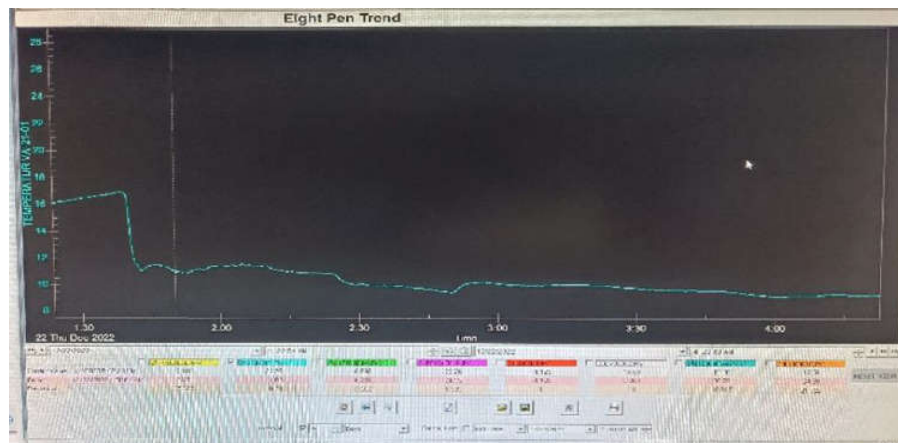


Figure IV. 2 (bis). Température du Séparateur des Condensats.

Nous pouvons remarquer que la température au niveau du Séparateur des Condensats a diminué d'environ 10°C, suite à la charge froide BRN.

En effet, une condensation de grandes quantités de GPL sur le ballon de l'entrée de gaz de Process (figure IV. 2). Ces liquides vont être envoyés vers la torche basse pression via le drain fermé.

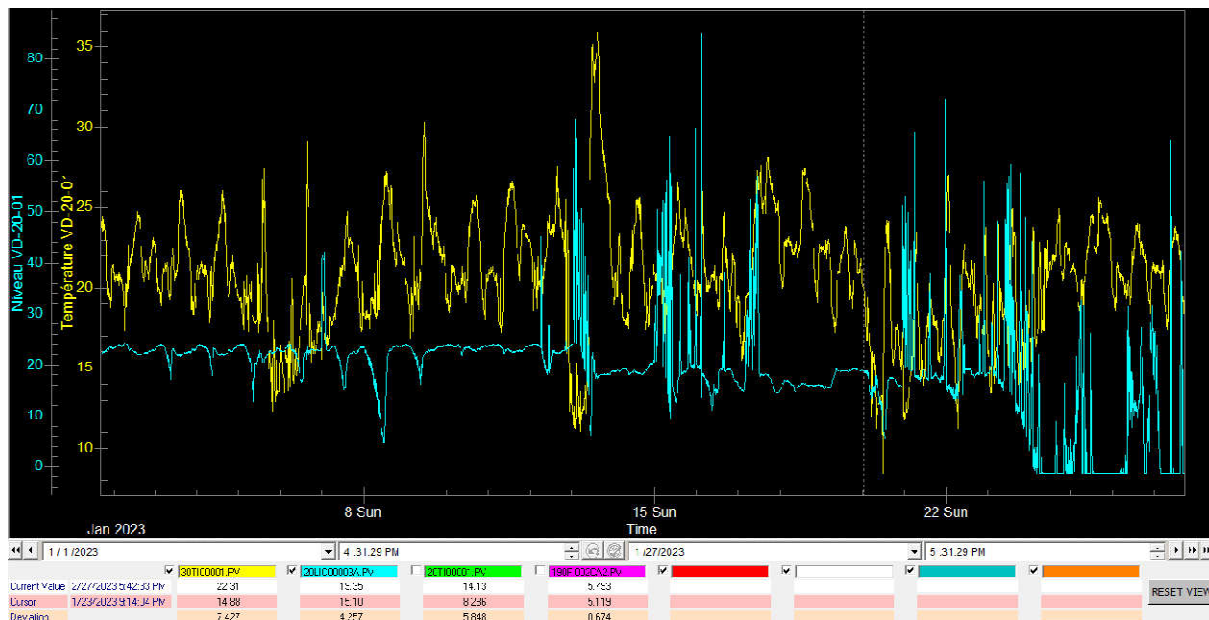


Figure IV. 3. Variation du niveau de liquide sur VD-20-01 dans le temps.

La condensation du GPL dépend de la température du ballon VD-20-01, du débit et de la température de gaz provenant du gazoduc de BRN. Une ligne de drainage de Scrubber de l'entrée de gaz (VD-20-01) est installée afin d'envoyer les liquides vers le ballon de séparation des condensats (VA-21-01), mais malheureusement celle-ci est bouchée en raison de la formation des givres.

À travers la courbe, le niveau sur le Slug-Catcher augmente (jusqu'à plus de 70%), puis ces liquides vont être évacuée vers le ballon de l'entrée de gaz de Process au-delà 50%.

Actions

À l'issue de la résolution à ce problème, il a été retenu ce qui suit : (figure IV. 3) :

- ♣ Ouverture de la ligne de recyclage de gaz (turn-down – sortie des turbocompresseurs vers le ballon d'entrée de gaz de Process).
- ♣ Maintenir la température de gaz de recyclage à 55°C (± 5), en agissant sur les ailettes de refroidissement des aéro-réfrigérants à la sortie des turbocompresseurs.

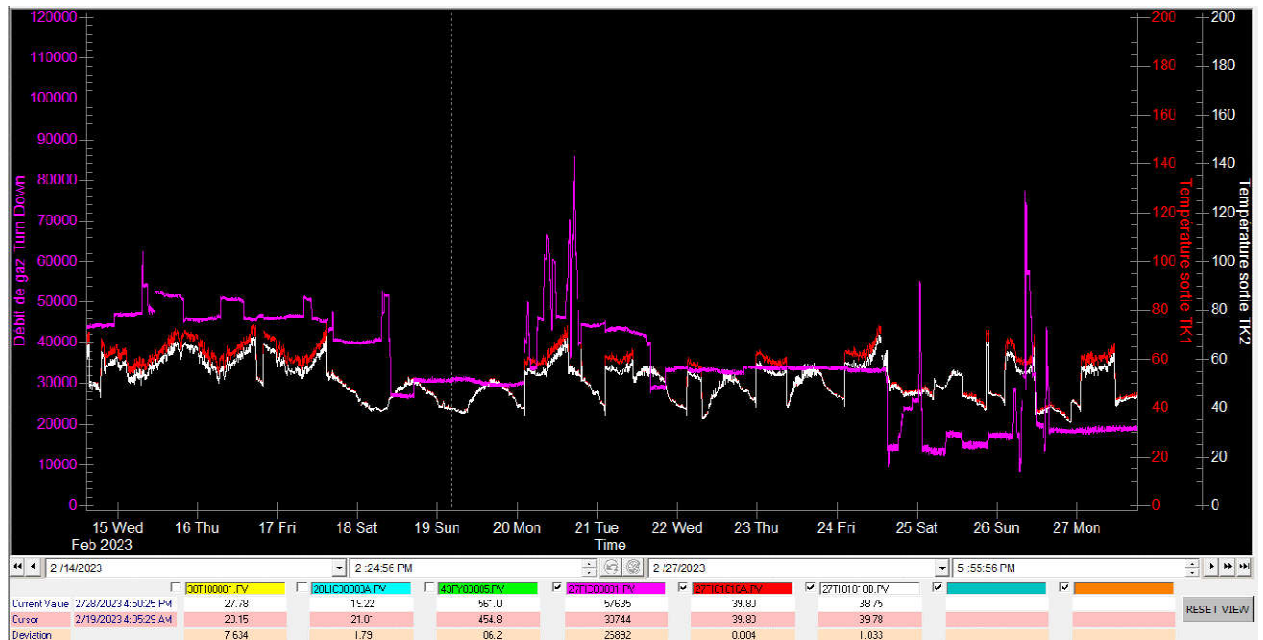


Figure IV. 4. Variation du débit et de la température de gaz de recyclage (turn-down).

Résultats

La figure suivante (figure IV. 5) illustre le niveau des liquides dans le ballon d’entrée de gaz de Process après l’ouverture de la ligne de recyclage et l’augmentation de la température à la sortie des turbocompresseurs.

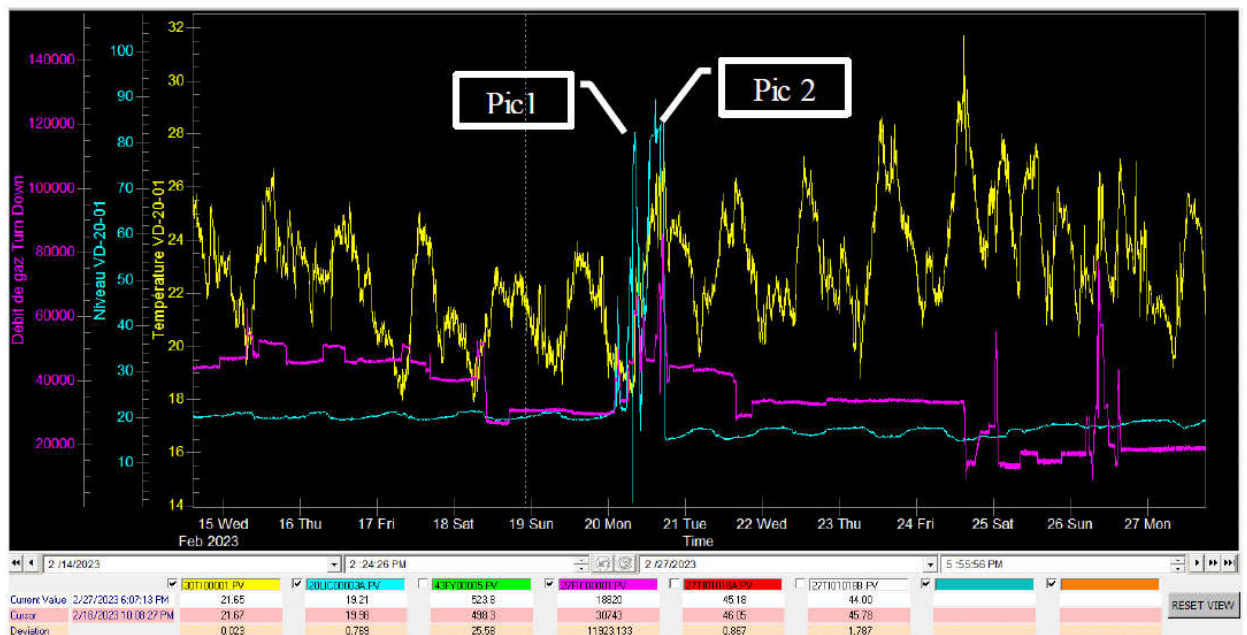


Figure IV. 5. Niveau de liquide sur VD-20-01 au cours du temps après l’ouverture de la ligne de recyclage.

Nous remarquons qu'il n'y a pas de récupération de GPL (pas de condensation) avec augmentation de la température au niveau du scrubber du gaz d'entrée.

À travers cette représentation graphique, on constate qu'il y a deux pics en seulement 24 heures, puisque le Scrubber n'est pas conçu à gérer un volume aussi important et ce, suite au volume excessif enregistré au niveau du Slug-Catcher (+ de 70%) et l'évacuation d'importante de gaz et de liquide mal traité.

NB :

Au-delà de 45 % de niveau de liquide sur le Slug-Catcher, le gaz évacuera des liquides, qui seront récupérer par la suite au niveau de Scrubber d'entrée de gaz VD-20-01 (pic 1 et 2). Une étude préliminaire (par Aspen-Tech) a été menée afin de montrer l'influence de la température sur la récupération du GPL au niveau du ballon d'entrée de gaz de Process.

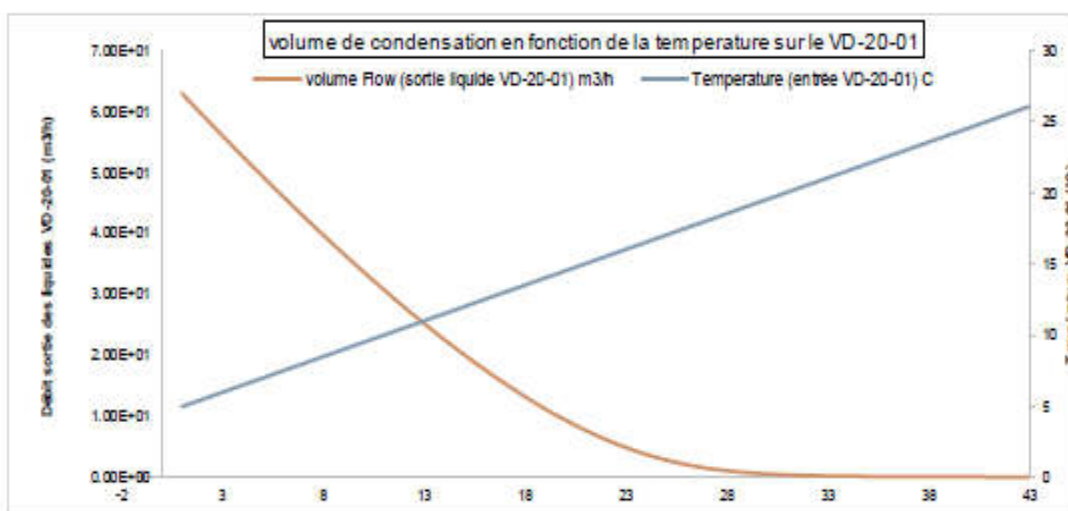


Figure IV. 6. Volume de condensation de GPL en fonction du temps.

L'examen de la figure (IV. 6), nous permet de constater que le volume de condensation de GPL augmente dans le ballon d'entrée de gaz de Process avec la diminution de la température de celui-ci.

IV. 4. B. Effet sur la partie des liquides

La basse température de la ligne de BRN fait baisser celle des liquides au niveau du Slug Catcher (figure IV. 2). Celle-ci engendre des instabilités des paramètres de la partie liquide, en l'occurrence : sur le séparateur des condensats (VA-21-01).

- **Formation de givre**

La figure IV. 7, montre le suivie des paramètres opératoires de slug catcher et le ballon de récupération des condensats.

NB : Le givrage est un phénomène désignant la solidification graduelle des particules liquides (donnant l'air de cristaux de glace) suite au refroidissement des conduites générant le gel de leur contenu.

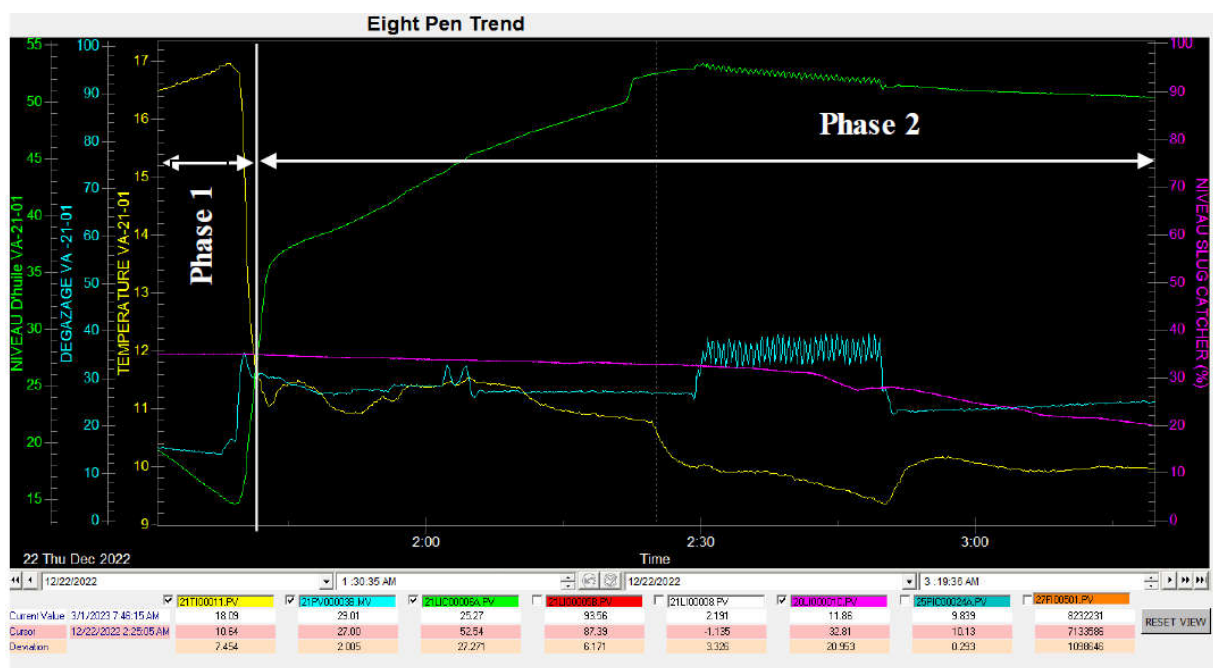


Figure IV. 7 : Suivre des paramètres opératoires de Slug-Catcher et du ballon de récupération des condensats.

Nous remarquons, sur [la figure IV. 7 (phase 1)], une augmentation de niveau sur le Slug-Catcher malgré que la vanne des liquides, vers le séparateur des condensats VA-21-01, est ouverte. De plus, une diminution de niveau dans le ballon VA-21-01, et une fermeture partielle de la vanne de gaz vers le compresseur off-gaz (pas de dégazage suite à la rupture de l'arrivée des liquides).

Ceci est expliqué par la formation de givre et le bouchage de la ligne allant du Slug-Catcher vers le ballon de séparateur de condensats.

Action 1

Afin de remédier au problème de formation du givre, il est nécessaire d'injecter du méthanol en aval de la vanne installée sur la ligne des liquides du Slug-Catcher vers le séparateur des condensats VA-21-01.

Résultats

L'injection du méthanol, en batch, a soulagé la ligne des liquides comme le montre la [figure IV. 8 (phase 2)]. Le niveau sur le Slug-Catcher diminue, alors qu'il augmente sur le séparateur, et la vanne de dégazage du ballon vers le compresseur off-gaz est ouverte comparé à la situation avant l'injection de méthanol.

L'injection du méthanol engendre un arrivage ingérable des liquides, haute pression sur le ballon VA21-01 et par conséquent, déclenchement de l'Off-Gaz compresseur.

De plus, lors de cette opération, des morceaux de glaces sont détachées et se sont précipitées dans le séparateur des condensats et bien sûr d'autres lignes en provoquant des coups de bélier.

NB : il est à signalé que la consommation de méthanol est excessive (500l/jour), suite à un mode d'injection par batch.

Action 2

Installation d'un skid d'injection de méthanol au niveau du Slug-Catcher (partie des liquides), avec un mode d'injection en continu.

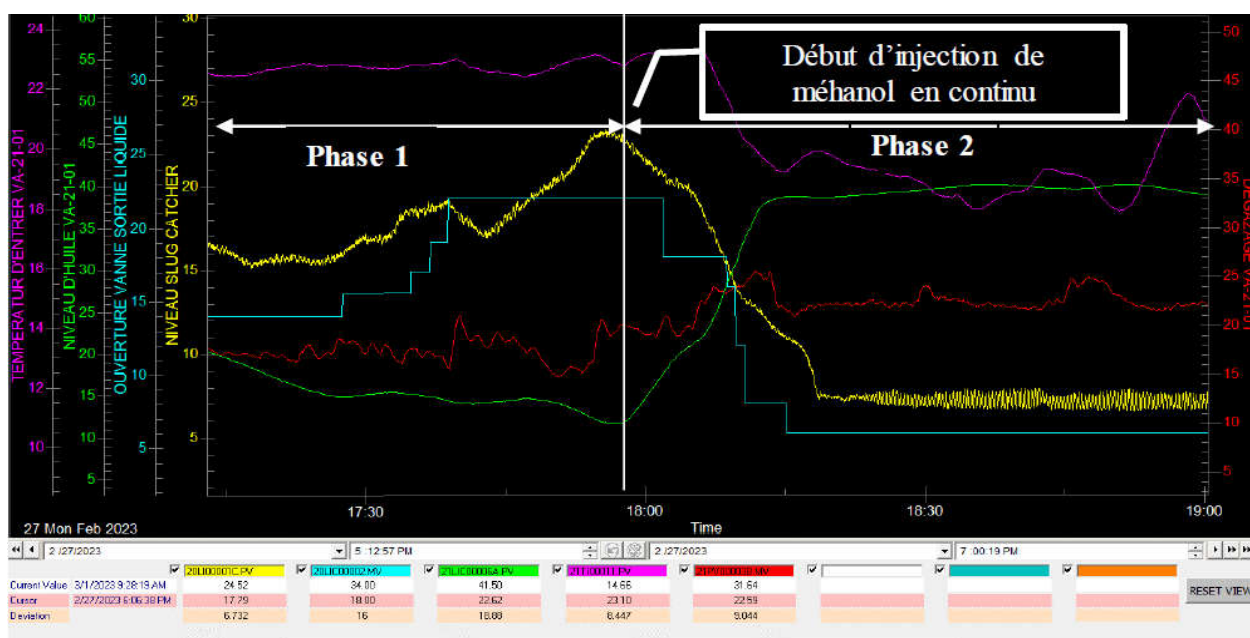


Figure IV. 8 : Effet de l'injection du Méthanol en continu.

Résultats

L'injection par le skid de méthanol, en continu, sur la partie des liquides a donné de bons résultats (figure IV. 8).

- Phase 1 : début de formation de givre.
- Point 1 : démarrage de l'injection en continu.
- Phase 2 : stabilisation (sans contraintes).

La consommation est d'environ 6,5 l/heure (180 l/jour), et l'injection ne se fait que pendant 16 heures maximum (de 16h30 à 8h30 du matin), ce qui la réduit à (104 l/jour) comparé à celle qui était de (500 l/jour) en utilisant le système d'injection de méthanol du Process.

L'injection de méthanol en continu inhibe le surplus de formation de givre (en supposant que le givre existe toujours à l'intérieur du pipe).

NB : la consommation peut être augmentée en fonction du débit de gaz du gazoduc de BRN et de la température ambiante. L'injection doit être en continu (évitez l'injection discontinue qui crée de nombreux problèmes).

IV. 4. C. Effet sur l'Off-Gaz compresseurs

Un entrainement d'une coupe importante légère (figure IV. 9) qui est récupérée au niveau de l'Off-Gaz compresseur provoquant des déclenchements répétitifs de ce dernier (ballon d'aspiration et boot non conçus pour traiter les quantités importantes récupérées).

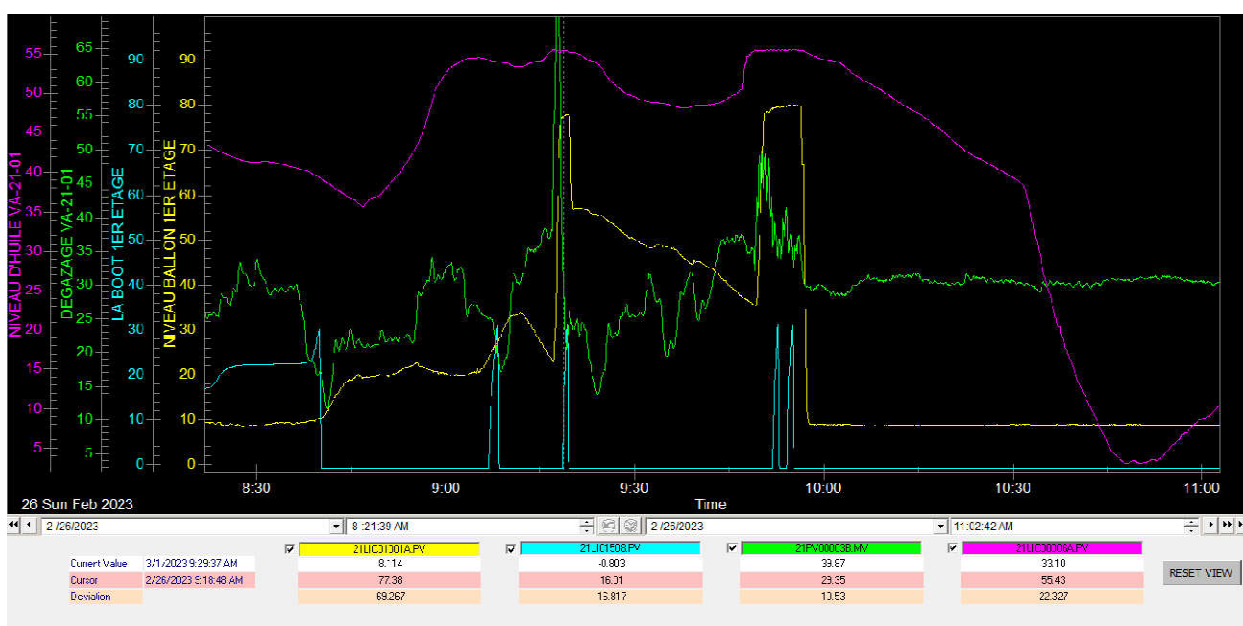


Figure IV. 9 : Récupération des liquides sur 1^{er} étage du compresseur Off-Gaz.

Lorsque les liquides de Slug-Catcher sont froids, des quantités de GPL vont vers le séparateur des condensats et qui seront par la suite récupérées sur le ballon d'aspiration et les ballons de pulsation de récupération des liquides du 1^{er} et du 2^{ème} étage du compresseur Off-Gaz, qui ne sont pas conçus à gérer ces quantités.

Action

Après investigation, on a constaté qu'une quantité de gaz passe à travers la ligne des liquides du Slug-Catcher vers le séparateur des condensats, par manque de liquide sur ce dernier.

Les liquides provenant du Slug-Catcher ne sont pas suffisant pour remplir la ligne (8") reliant le Slug-Catcher et le séparateur (VA-21-01), et par conséquent, la ligne des liquides permet le passage de gaz froid contenant du GPL, qui sera par la suite condenser dans le ballon d'aspiration (le vide dans le pipe est compensé par le gaz).

Afin d'empêcher le passage de gaz, à travers la ligne des liquides, vers le séparateur des condensats, il faut garder un certain niveau des liquides sur le Slug-Catcher (de 20 à 30 %), et de garder un niveau inférieur à 40% sur le ballon de récupérations des condensats VA-21-01.

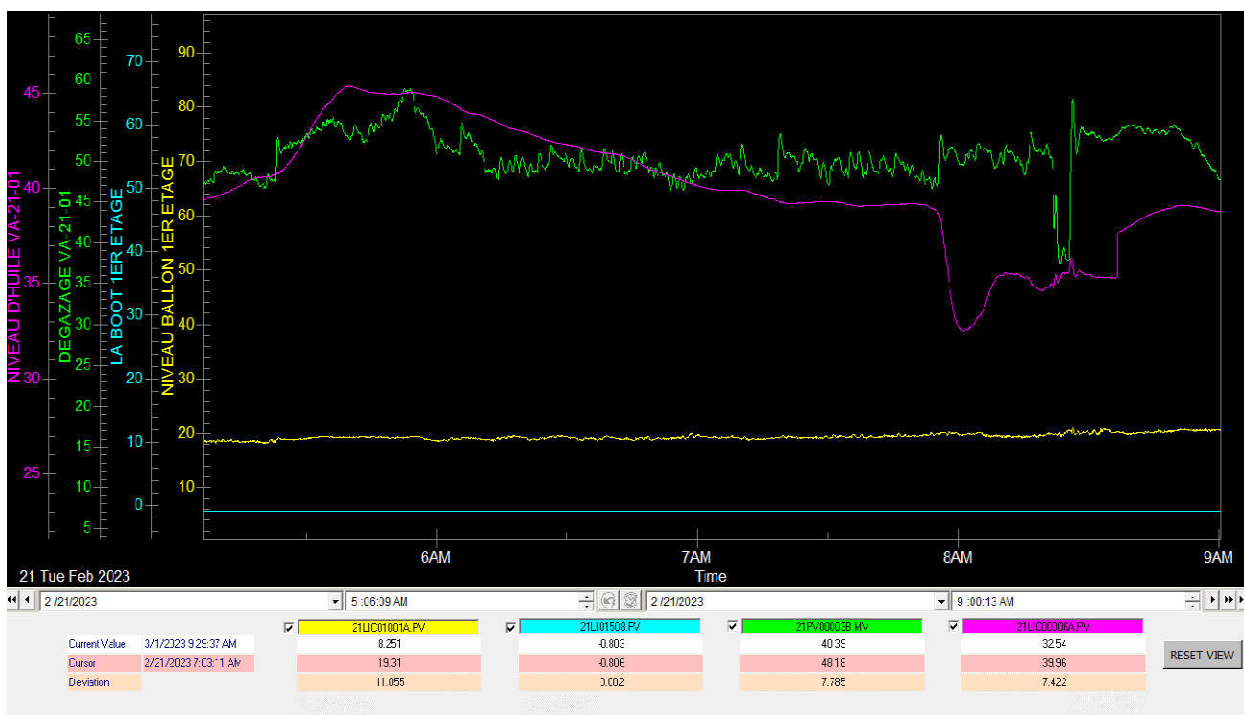
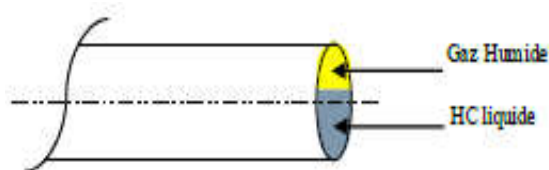


Figure IV. 10 : Récupération des liquides sur le 1^{er} étage du compresseur Off-Gaz après injection de Méthanol.

Selon ce graphique (figure IV. 10), nous pourrions ainsi constater :

- ♣ Pas de récupérations des liquides sur le ballon d'aspiration du 1^{er} étage de l'Off-Gaz compresseur.
- ♣ Pas de déclenchement des deux compresseurs Off-Gaz.

NB :

- ☞ L'efficacité des deux compresseurs a augmenté suite à l'intervention des services du département de maintenance (réparation).
- ☞ Lorsqu'on est confronté à ce genre de problèmes on réagit rapidement afin d'éviter des endommagements des équipements ou avoir des produits hors spécifications.
- ☞ Un excès quotidien de gaz de torche remarqué.

IV. 5. Solution suggérée au problème de givrage

IV. 5. 1. Introduction

La formation des hydrates et surtout du givre dans le domaine du transport des hydrocarbures est courante. Cette question dépend notamment de la température, de la pression et de l'humidité. Prévenir et remédier à cela, constitue un défi à relever.

Pour augmenter la température dans un Process, il existe de multiples instruments économiques et efficaces. Seulement que cela dépend d'une grande partie de la nature du Process et de la température à atteindre. Autrement dit, si la température nécessite d'être augmentée de manière progressive, il est conseillé d'employer un échangeur de chaleur. Par contre, si la température doit être augmentée rapidement, il est judicieux d'utiliser un réchauffeur ou un bruleur à gaz.

D'autres moyens peuvent faire l'affaire à l'exemple des radiateurs infrarouges, les déshumidificateurs ou encore, les systèmes de ventilation.

Quand il s'agit de faire un choix entre tous ces instruments, ne pas omettre la question de la pollution, du coût d'installation et d'exploitation.

IV. 5. 2. L'Échangeur

IV. 5. 2. A. Définition

C'est un élément essentiel des systèmes de chauffage qui permet d'assurer le transfert de chaleur entre deux fluides, sans que ces derniers ne se mélangent. Ce transfert se fait à travers une paroi, aux capacités conductrices élevées. [16].

IV. 5. 2. B. Rôle et principe de fonctionnement d'un échangeur

Le rôle d'un échangeur est de transférer l'énergie calorifique entre deux fluides. Un premier fluide dit « chauffant », considéré comme le fluide primaire, sert à chauffer le fluide secondaire.

Pour effectuer ce transfert, l'échangeur a besoin d'un matériau qui soit assez conducteur afin d'optimiser l'échange, tout en limitant le plus possible les déperditions de chaleur.

Pour son fonctionnement, l'échangeur dispose de réseaux parallèles à travers lesquels circulent les fluides à des températures différentes. Ces derniers sont séparés par une paroi aux capacités conductrices optimales. C'est l'écart de température entre les deux fluides qui permet l'échange de chaleur. En effet, le plus chaud va naturellement se diriger vers le plus froid, le réchauffant immédiatement, tout en perdant des calories. [18].

Ainsi, lorsqu'il entre chaud dans l'échangeur thermique, le fluide primaire va réchauffer le fluide secondaire. Il sort alors refroidi, tandis que le second fluide est réchauffé.

Les fluides peuvent être de nature différente selon l'échangeur thermique utilisé (l'eau, l'air, l'huile, de la vapeur d'eau, un liquide caloporteur ...). Ils peuvent circuler de manières différentes :

- ❑ À co-courant ou à courants parallèles, lorsqu'ils évoluent tous deux dans le même sens.
- ❑ À courants croisés, quand ils se déplacent à la fois à contrecourant et à co-courant.
- ❑ À contrecourant, lorsqu'ils se déplacent dans un sens opposé l'un par rapport à l'autre.

Le bon fonctionnement de l'échangeur, qui se fait grâce à deux principaux dispositifs (les plaques et les tubes) dépend surtout de la capacité conductrice d'un matériau. En effet, plus le matériau sera conducteur, mieux sera optimal l'échange de chaleur. Parmi les matériaux les plus utilisés (le cuivre, l'inox, l'aluminium, l'acier). Ils peuvent donc être de type (eau/eau, air/air, vapeur d'eau/eau, huile/air, huile/eau, eau/air). [16].

IV. 5. 2. C. Les différents types d'échangeurs

Dans le milieu de l'industrie, on utilise des échangeurs à bloc ou à micro-canaux, utilisés dans les unités extérieures des pompes à chaleur. Mais il existe bien d'autres types tels que (l'échangeur à plaques, l'échangeur tubulaire, l'échangeur en serpentin, l'échangeur à coque et tubes. ...). [16].

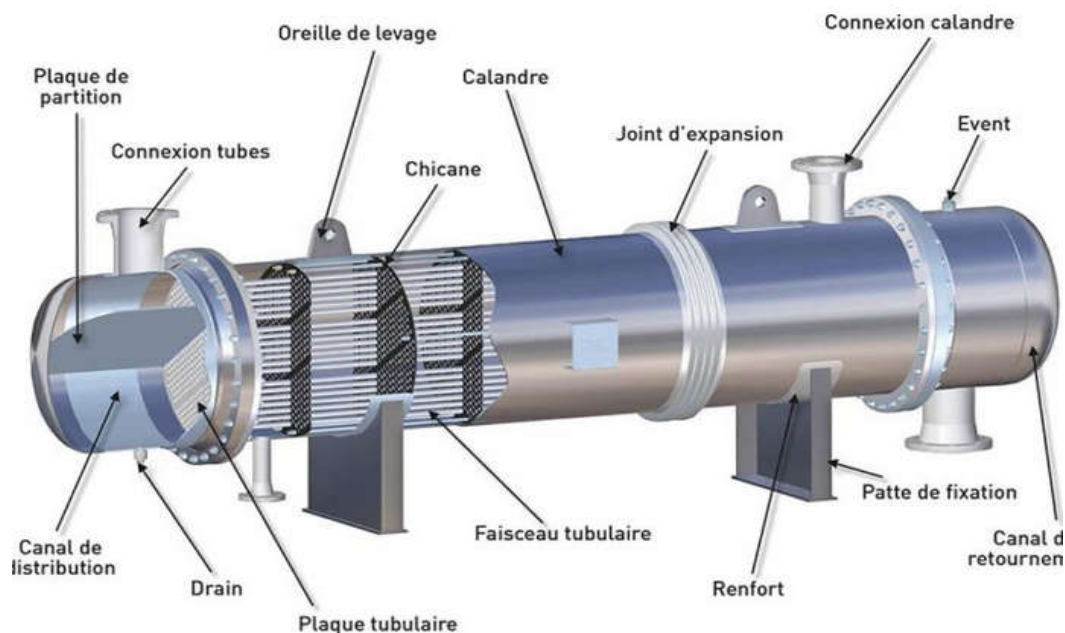


Figure IV. 11. Échangeur à faisceau tubulaire. [16].

IV. 5. 2. D. Les avantages d'un échangeur

- ❑ Transfert de chaleur efficace entre deux fluides ou gaz, ce qui peut être utile dans de nombreux processus industriels.
- ❑ Économie d'énergie avec possibilité de récupérer la chaleur d'un fluide chaud et de l'utiliser pour chauffer un fluide froid, ce qui permet d'économiser de l'énergie.
- ❑ Réduction des coûts par récupération de la chaleur perdue d'un processus ce qui réduit les coûts de chauffage ou de refroidissement.
- ❑ Amélioration de l'efficacité des systèmes.
- ❑ Adaptabilité car ils sont conçus pour s'adapter à différentes applications et conditions de fonctionnement, ce qui les rend polyvalents et faciles à intégrer dans différents systèmes.

Cependant, il est important de noter que les avantages spécifiques d'un échangeur peuvent varier en fonction de son type, de sa conception et de son utilisation spécifique. [18].

IV. 5. 2. E. Efficacités de l'échangeur

* Le Rendement

Plus les pertes thermiques sont minimisées, meilleur est le rendement de l'échangeur thermique. Pour cette raison, il est donc très important que le matériau utilisé dans la conception soit le plus conducteur possible.

Ainsi, en choisissant un système ayant le meilleur rendement, les économies d'énergie se font immédiatement ressentir. Quelque soit le type, l'échange calorifique entre les fluides doit être le meilleur possible. [5].

* La température

L'écart de température entre les deux fluides circulant dans l'échangeur thermique est très important. Il doit être suffisant (Δt exprimé en °C ou en °K) afin d'assurer l'échange de chaleur. Sans cet écart, le transfert ne pourrait avoir lieu ou deviendrait très difficile, et donc trop consommateur d'énergie (énergivore).

* L'efficacité de l'échangeur

Elle dépend de nombreux critères, tels que :

- ❑ Le delta de température (Δt) entre chaque fluide.
- ❑ La conductivité du matériau utilisé.
- ❑ La réduction des pertes de chaleur. [5].

IV. 5. 3. Le Réchauffeur

IV. 5. 3. A. Définition

Un réchauffeur est un appareil utilisé pour augmenter la température d'un fluide ou d'un gaz (par chauffage sans qu'il n'y ait de transfert de chaleur). Ils sont généralement composés d'un élément chauffant, d'un ventilateur et d'un système de contrôle de la température. [17].

IV. 5. 3. B. Rôle et principe de fonctionnement d'un réchauffeur

Le principe de fonctionnement d'un réchauffeur dépend de son type. Par exemple, un réchauffeur électrique fonctionne en utilisant l'électricité pour générer de la chaleur, tandis qu'un réchauffeur à combustion utilise un combustible pour produire de la chaleur. Certains réchauffeurs utilisent également des échangeurs de chaleur pour transférer la chaleur d'un fluide chaud à un fluide plus froid. [18].

IV. 5. 3. C. Les différents types de réchauffeurs

Dans l'industrie pétrolière, différents types de réchauffeurs peuvent être utilisés en fonction des besoins spécifiques. Il s'agit, entre autre de :

- Les réchauffeurs à circulation forcée.
- Les réchauffeurs à récupération de chaleur.
- Les réchauffeurs à gaz de combustion.

Le choix du réchauffeur dépendra des caractéristiques du fluide à réchauffer, des conditions de fonctionnement et des exigences de performance. [18].



Figure IV. 12. Un Réchauffeur sur bande d'essai. [17].

IV. 5. 3. D. Les avantages d'un réchauffeur

Un réchauffeur peut avoir plusieurs avantages. On cite entre autres :

- ❑ Augmentation de la température (utile dans de nombreux processus industriels).
- ❑ Amélioration de l'efficacité.
- ❑ Contrôle précis de la température.
- ❑ Réduction des temps de chauffage (avantageux dans des processus où le temps est un facteur critique).
- ❑ Adaptabilité puisqu'ils sont conçus pour s'adapter à différentes applications et conditions de fonctionnement. Ils peuvent être utilisés dans une variété d'industries et de processus, ce qui les rend polyvalents.

Il est important de noter que les avantages spécifiques d'un réchauffeur peuvent varier en fonction de son type, de sa conception et de son utilisation spécifique. [18].

IV. 6. Conclusion

Avant la mise en service du gazoduc 16" de BRN, aucune perturbation, de ce genre, n'as été enregistrée.

La charge de ce gazoduc, de très faible température a eu un impact négatif sur l'installation. Une formation progressive (pendant une semaine) de givre a causé le bouchage de la ligne Slug-Catcher – Séparateur des Condensats, ce qui a nécessité l'injection du Méthanol.

Cette opération a permis de déboucher la conduite néanmoins, une arrivée de liquides ingérable a envahit l'installation. Après drainage, des quantités de gaz ont été détectées ce qui a imposé un PSD 0 Actif.

Conclusion Générale & Recommandations

Au terme de ce travail, qui a pour objectif l'étude de l'impact de la basse température de la charge provenant via le gazoduc de BRN qui a engendré la formation du givrage au niveau de la conduite reliant le Slug-Catcher et le Séparateur de Condensats, quelques notes importantes ont été retenues.

L'évènement s'est produit au CPF qui exploite le gaz du champ sis à Ledjmet Bloc 405b dans le bassin de Berkine (29 ° à 34 ° en Latitude Nord et 5 ° à 10 ° de longitude Est).

L'ensemble se compose d'un système de collecte, d'une installation de traitement centrale CPF (Central Processing Facility), d'une infrastructure et de conduites pour l'expédition du gaz à vendre, du GPL, des condensats et de l'huile.

Après l'annexion du gazoduc 16" de BRN, d'une charge froide, on a constaté des perturbations durant le fonctionnement de l'unité CPF (MLE). On s'est rendu compte que la basse température de cette charge supplémentaire a amorcé une formation progressive de givre dans la conduite raccordant le Slug-Catcher au Séparateur des Condensats, malgré que la vanne des liquides, vers le séparateur des condensats VA-21-01, était ouverte.

Ce phénomène de givrage a anéanti l'écoulement vers le Séparateur des Condensats, donc un bouchage de la ligne qui s'est manifesté par une baisse de niveau sur le ballon VA-21-01, le niveau du liquide s'est élevé au Slug-Catcher et une fermeture partielle de la vanne de gaz vers le compresseur Off-Gaz puisqu'il n'y avait pas de dégazage à cause de la rupture de l'arrivée des liquides.

Après instruction du tableautiste, on a commencé à injecter du Méthanol (en aval de la vanne placée sur la ligne des liquides (Slug-Catcher – Ballon séparateur des condensats)).

Cette injection se fait à travers un skid de méthanol permanent au niveau de la ligne de récupération des liquides Slug-Catcher avec batch (lorsqu'il y'a bouchage de la ligne), ou à travers un autre skid méthanol qui a été installé (petites pompes doseuses) sur le même point d'injection pour assurer une injection en continu (200 litre/jours) comme prévention pour éviter ce phénomène de givrage.

Il a été remarqué un soulagement de la conduite des liquides (le niveau a diminué sur le Slug-Catcher et a augmenté sur le séparateur, tandis que la vanne de dégazage du ballon vers le compresseur off-gaz s'est ouverte à nouveau). Toutefois, un autre problème a eu lieu.

En effet, le Méthanol a provoqué une arrivée ingérable de liquide haute pression vers le ballon séparateur des Condensats qui a provoqué le déplacement du flexible de drain ouvert vers l'atmosphère en créant des mouvements aléatoires.

Cette action du flexible a engendré une fuite de gaz créant un nuage. Une détection de gaz de plusieurs zones confirmée a été signalée par le détecteur de gaz. Un PSD 0 actif (Process shut-down) signifiant un arrêt total.

Le tableautiste actionne le système de déluge de la zone. Après intervention, tout était sous contrôle, malgré la panique, suite au flux ingérable de fluides et de gaz (envoyé vers la torche), on a réussi à rétablir le fonctionnement normal.

L'injection de Méthanol demeure un choix incontournable puisqu'elle est très efficace pour éliminer le givre et les hydrates. Par ailleurs, il faut souligner que c'est coûteux de consommer autant de quantités de produits et de mobiliser quelqu'un qui soit chargé de l'injection.

Il faut signaler aussi que l'enchaînement de traitement de l'unité de production de MLE (des difficultés de la stabilisation de l'unité) a été influencé. Il en résulte de cet impact :

- Menace de l'intégrité des équipements.
- Perte de production en Gaz et en GPL.
- Le débit de gaz de torche a considérablement augmenté.
- Déclanchements de l'off-gaz compresseurs avec une fréquence remarquable.
- Consommation excessive des gaz au niveau des fours (chauffage en excès).
- Le phénomène de givrage s'est répandu sur plusieurs lignes (autres que celle reliant le Slug-Catcher et le Séparateur de Condensats).
- Un impact négatif sur les tamis moléculaires et Puraspec (pour H₂S, Hg) et donc sur les catalyseurs.
- Une émulsion s'est formée au niveau des bacs de stockage de l'huile et des paraffines.

- ❑ Lorsque on est confronté à ce genre de problèmes, il faut réagir dans l'immédiat afin d'éviter des endommagements des équipements ou avoir des produits hors spécifications.
- ❑ Le Tri Éthylène Glycol (TEG) peut être aussi recommandée comme solution pour l'élimination des hydrates.
- ❑ L'emploi d'isolants thermiques autour des conduites, peut aider à prévenir le refroidissement excessif et le givrage.
- ❑ L'usage de produits antigel spécifiques aux hydrocarbures peut abaisser leur point de congélation et prévenir le givrage.
- ❑ L'emploi d'un échangeur, malgré le coût élevé et sa lenteur d'augmenter la température.

Selon les conditions spécifiques des installations au CPF (MLE) et la réglementation en vigueur, il est préférable d'opter pour un réchauffeur.

Cet équipement qu'on doit mettre en place, peut être choisi en fonction des conditions de fonctionnement et des exigences de performance, et surtout des propriétés du fluide à réchauffer, et peut donc être, soit à circulation forcée, soit à récupération de chaleur ou encore à gaz de combustion.

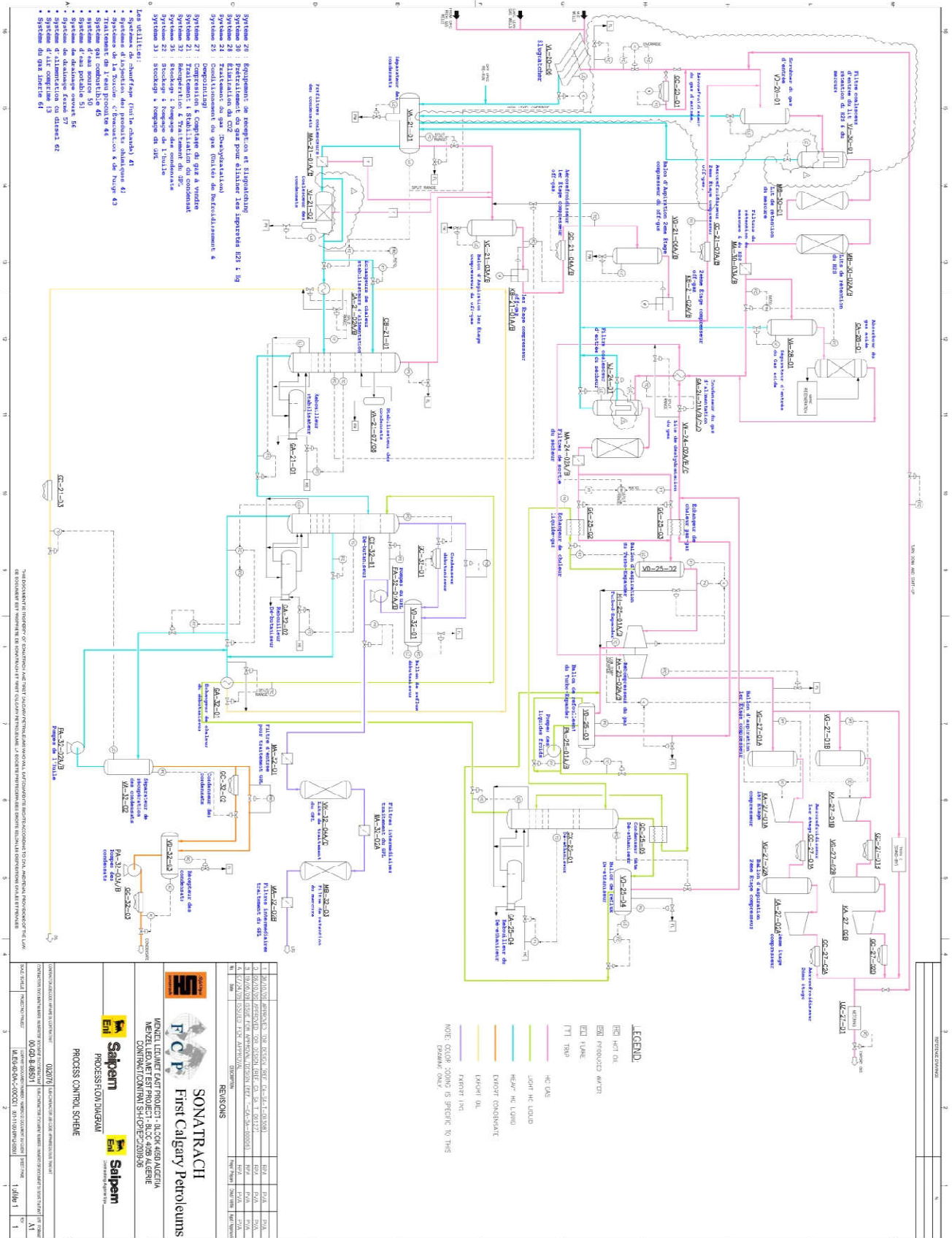
Références bibliographiques

Références bibliographiques

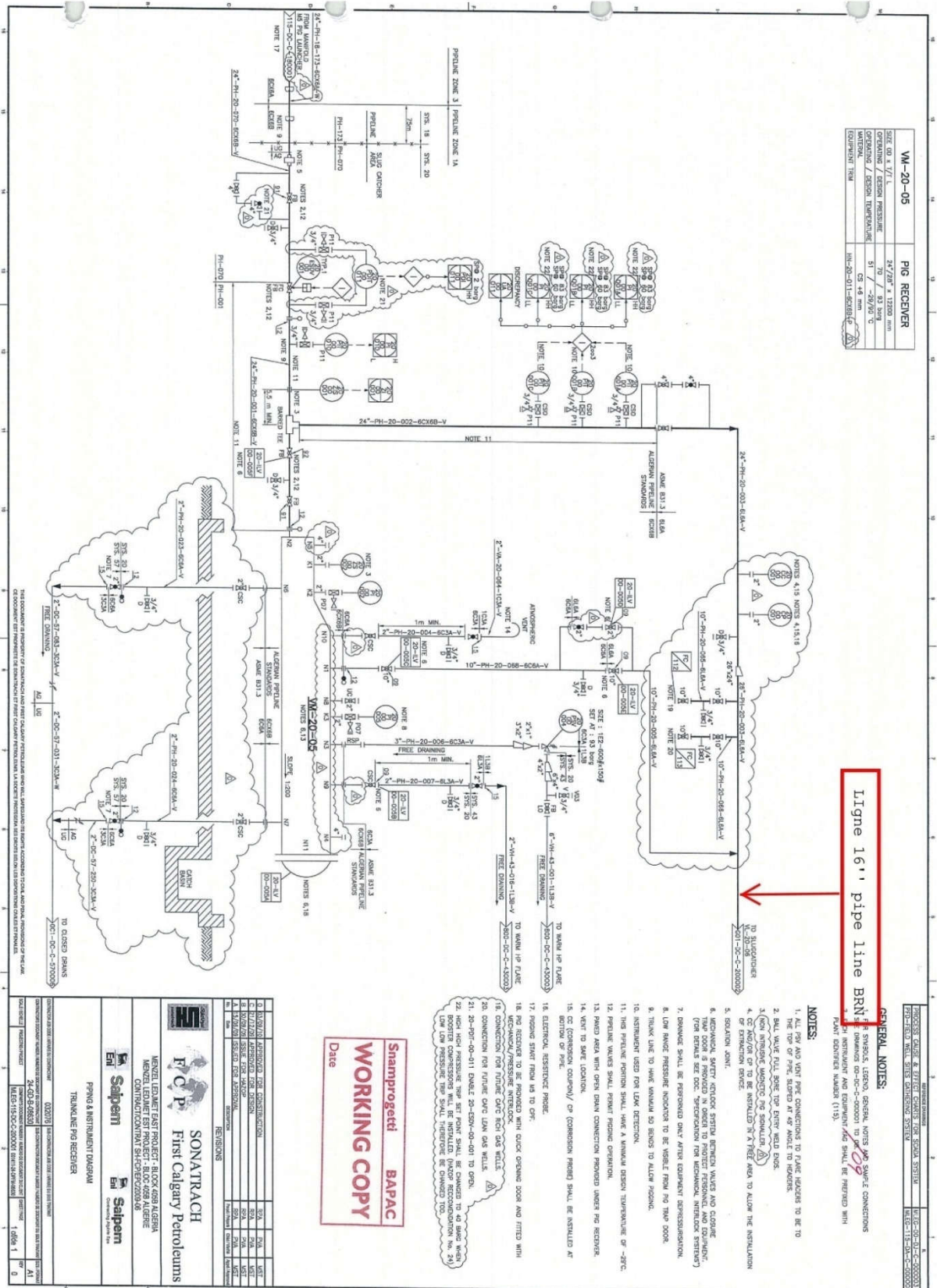
- [1] Manuel opératoire du l'usine MLE, Mai-2009.
- [2] BEICIP – Sonatrach, (1991) : Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne de Sonatrach).
- [3] Azzouzi, K., Haba, M. (2018). Optimisation de la production des puits de gaz à condensat sur le champ MLE. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [4] Benouartes, I., Vérification et Optimisation des Paramètres de fonctionnement de la section de déshydratation (Site Menzel Ledjet Est « MLE » SH-FCP). Activité E-P/Pole E-D-Division Associations. Direction Exploitation& opérations.
- [5] Sonatrach. Documents internes.
- [6] « du puits à la roue » : de l'extraction du produit à sa combustion. Etude W to W de la commission Européennes.
- [7] Faulkner, L. (2006). Fundamentals of Natural gas Processing Ohio: Columbus. Division, Battelle Memorial Institute.
- [8] Sonatrach, document de Conférence sur le GPL, Janvier 2000, Hassi Messaoud.
- [9] Cosse, R., Techniques d'exploitation pétrolière : Le gisement, 1988.
- [10] Condensate line modification in gas compressor (design change hazop & close out report, doc N°: 0304-LR-115.
- [11] Rojey, A., Le gaz naturel : Production, traitement, transport Couverture, Éditions OPHRYS, 1994 - 430 pages.
- [12] « Le gaz naturel liquéfié, un intérêt stratégique majeur, limité par des contraintes économiques », Commissariat général au développement durable, avril 2011.
- [13] Mzinsalo, J., «Mécanique des fluides pour les ingénieurs».
- [14] Ghalambor, A., & Dr.Boyun. (2005). Natural Gas Engineering Handbook. Houston: University Of Louisiana at Lafayette.
- [15] PERRET, J. et WUITHIER, P. Pétrole brut et fabrications pétrolières, 296^{ème} édition. Institut français de pétrole société des éditions Technip. 27 rue Ginoux.75-PARIS XV^{ème} : 1958 ; 108p. (5-14p).
- [16] Bourret, B., Les échangeurs de chaleur, Département génie civil, INSA Toulouse.
- [17] Sylvain, L., Étude d'un réchauffeur électrique pour fluides corrosifs. Thermique [physics. classph]. Université de Valenciennes et du Hainaut-Cambrésis, 1994. Français.
- [18] SACADURA (J. F.), *Initiation aux transferts thermiques*, PARIS: TEC&DOC, 1980.

Annexes

Annexe N° 1 : Process Flow Diagram CPF (MLE).



Annexe N° 2 : Amenée du gazoduc 16" BRN.



VM-20-05	PIG RECEIVER
SIZE: 16" x 17.1'	24" / 28" x 1250 mm
OPERATING / DESIGN PRESSURE	51 / 70 psig
OPERATING / DESIGN TEMPERATURE	51 / 200 °F
INTERNAL THREADS	CS 48 mm
EQUIPMENT ITEM	NH-20-01-1-SCHEMATIC

Ligne 16" pipe line BRN

GENERAL NOTES:

1. ALL PIP AND VENT PIPE CONNECTIONS TO FLARE HEADERS TO BE TO THE TOP OF PIPE, SLOPED AT 45° ANGLE TO HORIZON.
2. BALL VALVE FULL SIZE TOP DRIVE WELD ENDS.
3. NEW INSTRUMENTS W/OUT THE SIMULATOR (Δ).
4. CT AND/OR CV TO BE INSTALLED IN THE FIELD TO ALLOW THE REGULATION OF EXTENSION FORCE.
5. ISOLATION AVOID.
6. MECHANICAL SAFETY KICKLOCK SYSTEM BETWEEN VALVES AND CONTROL TRAP DOOR IS PROVIDED IN ORDER TO PROTECT PERSONNEL AND EQUIPMENT (FOR DETAILS SEE SPEC. SPECIFICATION FOR ISOLATION TRAPDOOR SYSTEM).
7. DRAINAGE SHALL BE PERFORMED ONLY AFTER EQUIPMENT DEPRESSURIZATION.
8. LOW INLET PRESSURE INDICATOR TO BE VISIBLE FROM THE DOOR.
9. TRAP DOOR TO HAVE MINIMUM 50 BOUNDS TO ALLOW FROSTING.
10. INSTRUMENT USED FOR LOW LEAK DETECTION.
11. HIGH PRESSURE PORTION SHALL HAVE A MINIMUM DESIGN TEMPERATURE OF -20°C.
12. PRELIME VALVES SHALL PERMIT FROSTING OPERATION.
13. PRESS. AND VENT WITH OPEN DRAIN CONNECTION PROVIDED UNDER PIG RECEIVER.
14. VENT TO SAFE LOCATION.
15. CLOSURE OF PIPE (OR COMPRESSION POINT) SHALL BE INSTALLED AT 15. CLOSURE OF PIPE (OR COMPRESSION POINT) SHALL BE INSTALLED AT 15. CLOSURE OF PIPE (OR COMPRESSION POINT) SHALL BE INSTALLED AT 15.
16. ELECTRICAL RESISTANCE PROBE.
17. PREPARE SNIFFER FROM GAS TO O/F.
18. PIG RECEIVER TO BE PROVIDED WITH LOCKING DOOR AND FITTED WITH CONNECTION FOR FROSTING O/F FOR O/F W/LL.
19. CONNECTION FOR FROSTING O/F FOR O/F W/LL.
20. CONNECTION FOR FROSTING O/F FOR O/F W/LL.
21. 20" PIPING TO BE INSTALLED TO PERFORM O/F FOR O/F W/LL.
22. FROSTING COMPRESSORS WILL BE INSTALLED (UNDER RECOMMENDATION No. 24) LOW LOW PRESSURE THE SHALL THEREFORE BE CHANGED TO.

Stamp: Snamprogetti BAPAC
WORKING COPY
 Date

<p>SONATRACH First Calgary Petroleum</p>																																																								
<p>M&P MENZEL LEHMERT EAST PROJECT - BLOCK 0268 ALGERIA COMMISSION/COMMANE BRANCH/0268/030</p>																																																								
<p>Saipem PIPING & INSTRUMENT DIAGRAM</p>																																																								
<p>REVISIONS</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>NO.</th> <th>DESCRIPTION</th> <th>DATE</th> <th>BY</th> <th>CHKD.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>ISSUED FOR CONSTRUCTION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>REVISION</td> <td>20/01/2011</td> <td>SA</td> <td>SA</td> </tr> </tbody> </table>		NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHKD.	1	ISSUED FOR CONSTRUCTION	20/01/2011	SA	SA	2	REVISION	20/01/2011	SA	SA	3	REVISION	20/01/2011	SA	SA	4	REVISION	20/01/2011	SA	SA	5	REVISION	20/01/2011	SA	SA	6	REVISION	20/01/2011	SA	SA	7	REVISION	20/01/2011	SA	SA	8	REVISION	20/01/2011	SA	SA	9	REVISION	20/01/2011	SA	SA	10	REVISION	20/01/2011	SA	SA
NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHKD.																																																				
1	ISSUED FOR CONSTRUCTION	20/01/2011	SA	SA																																																				
2	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				
3	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				
4	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				
5	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				
6	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				
7	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				
8	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				
9	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				
10	REVISION	20/01/2011	SA	SA																																																				

Annexe N° 4 : Injection de Méthanol.

