

Sommaire

Remerciement	i
Sommaire	iii
Liste des tableaux	vii
Liste des figures	vii
Liste des photos.....	ix
Nomenclature	x
Introduction générale	

Chapitre I : Généralité sur le Pétrole

I. IntroductionI.1 Historique de Pétrole	1
I.2 Définition du Pétrole Brut.....	1
I.3 L'origine du pétrole	2
I.4 Composition de pétrole	2
I.5 Caractéristiques du pétrole brut :	3
I.5.1 Densité :	3
I.5.2 La viscosité :	3
I.5.3 La teneur en eau :	4
I.5.4 La tension de vapeur(TVR) :	4
I.5.5 La teneur en sédiment :	5

Chapitre II : Description du champ de BIR EL-MSANA

II. Généralités.....	6
II.2. Situation géographique :	7
II.3 Aperçu du traitement du brut :	7
II .3.1 Traitement du brut :	8

II.3.1.a La séparation :.....	8
II.3.1.b La déshydratation/dessalage :.....	9
II.3.1.c La stabilisation :.....	10
II.3.2 Stockage et expédition de brut :	10
II.3.2.a Stockage de l'huile On-Spec :	10
II .3.2.b Stockage de l'huile Off-Spec:	11
II.3.2.c Expédition de brut :.....	11
II.3.3 Unité de traitement de gaz :.....	11
II.3.4 Système de traitement d'eau :.....	12
II.3.4.a Eau d'injection :.....	12
II.3.4.b Eau de lavage :.....	12
II.3.4.c Eau brute et Potable :.....	13
II.3.5.d Eau anti incendie :	13
II.3.5 Système des utilités :	14
II.3.5.a Système Diesel :.....	14
II.3.5.b Systèmes d'injection des produits chimiques :.....	14
II.3.5.c) Les produits chimiques à injecter :.....	15
II.3.5.d Système d'air d'instrument :.....	16
II.3.5.e Système d'azote :	16

Chapitre III : Sécurité Industrielle

III.1 Généralité :	18
III .2 Définition de la sécurité :	18
III .3 Les différents Services de la Sécurité :	18
III .3.1 Prévention :.....	19
III. 3.2 Intervention :	19
III. 3.3 Surveillance :.....	20
III .4 Les Accidents de Travail :.....	20
III.4.1 Incendie :	20
III.4.1.1 Présence d'un combustible :.....	20

III.4.1.2 Présence de l'oxygène :	21
III.4.1.3 Présence de la source d'inflammation :	21
III.4.2 Explosion :	21
III.4.3 Les Brûlures :	22
III.4.3.1 Les brûlures thermiques :	22
III.4.3.2 Les brûlures chimiques :	22
III .5 Equipements de protection individuelle (EPI) :	22
III .6 Les règles générales de Sécurité Industrielle :	23

Chapitre IV : Système d'injection de gaz

IV.1 Gaz de compression :	29
IV.1.1 Description du procédé :	29
IV.1.2 Compression de gaz de flash (Gaz Récupéré) 1ère étage :	29
IV.1.3 Compression de Gaz de flash 2ème étage :	30
IV 1.4 Compression de gaz d'injection 1ère étage (3ème étage):	30
IV.1.5 Compression de gaz d'injection 2ème étage (4ème étage) :	30
IV.1.6 Compression de gaz d'injection 3ème étage (5ème étage) :	31
IV.1.7 Puits d'injection de gaz :	31
IV.2 Formation des hydrates:	32
IV.2.1 Définition :	32
IV.2.2 Les types des hydrates:	32
IV.2.2.a La Structure type I :	34
IV.2.2.b La Structure type II :	35
IV.2.2.c La Structure type H :	36
IV.3 Les conditions de formation des hydrates :	38
IV.4 Prévention des hydrates :	38
IV.4.1. Chauffage :	39
IV.4.2. Réduction de pression :	39
IV.4.3. Utilisation des inhibiteurs :	39

Chapitre V : Etude comparative entre l'ancien et le nouveau design

V.1 Introduction :	40
V.2 Description de problème (Rapport HSE) :	41
V.2.1 Déclaration d'événement :	41
V.2.2 Les photos d'incident :	45
V.2.3 Analyse de la source de problème :	46
V.3 Vérification avec Simulation HYSYS :	47
V.3.1 Simulation à différentes saisons :	48
V.3.1.a saison hiver :	48
V.3.1.b saison été :	52
V.3.1.c Interprétation des Résultats :	56
V.4 Etude économique :	57
V.4.1 Gaz torché (n'est pas injecté) :	58
V.4.2 Condensat torché (n'est pas récupéré) :	59
V.4.3 Le cout total :	60
V.4.4 Conclusion d'étude économique :	60
V.5 Conclusion :	61
Conclusion générale	

Liste des tableaux

Chapitre II

Tableau II.1 : Les spécifications de pétrole traité à l'expédition	11
Tableau II.2 : Les différents produits chimiques à injecter.....	15

Chapitre IV

Tableau IV.1 : résumer sur les données cristallographiques des trois structures.....	36
---	----

Chapitre V

Tableau V .1 : La composition chimique de la phase liquide à 22°C et 8 Bars.....	46
Tableau V.2 : Les conditions opératoires dans le ballon (29-V-0-0501 /2) –hiver-	51
Tableau V.3 : Les compositions chimiques de la charge d'entrée d'alimentation et de sortie de gaz et de condensat –hiver-	52
Tableau V.4 : les différentes températures Avant les modifications (en hiver)	53
Tableau V.5 : les différentes températures Après les modifications (en hiver).....	53
Tableau V.6 : Les conditions opératoires dans le ballon (29-V-0-0501 /2) –été-	55
Tableau V.7 : Les compositions chimiques de la charge d'entrée d'alimentation et de sortie de gaz et de condensat –été-	56
Tableau V.8 : les différentes températures Avant les modifications (en été)	57
Tableau V.9 : les différentes températures Après les modifications (en été).....	57
Tableau V.10 : la possibilité de formation des hydrates	59

Liste des figures

Chapitre II

Figure II.1: Présentation du champ BMS sur la carte d’Algérie.....	7
Figure II.2: Le CPF de BMS	7

Chapitre IV

Figure IV.1: Les propriétés cristallographiques des trois structures	34
Figure IV.2: Structures des Hydrates.....	35
Figure IV.3: Structure type I.....	35
Figure IV.4: Structure type II.....	36
Figure IV.5: Structure type H.....	38

Chapitre V

Figure V.1: Le changement sur le plan de PFD (0304-FP-103)	41
Figure V.2 : Schéma expliquant les positions des détecteurs et le manomètre dans la zone d’incident	42
Figure V.3 : Le niveau dans le KO Drum de 4 ^{ème} étage train 1	42
Figure V.4 : Le niveau dans le KO Drum de 5 ^{ème} étage train 1	43
Figure V.5 : La variation de débit de gaz dans le séparateur d’entrée	43
Figure V.6 : Schéma représente location d’endommagement sur le CPF	45
Figure V.7 : Diagrammes des phases dans le cas d’hiver	52
Figure V.8 : Diagrammes des phases dans le cas d’été	56

Liste des photos

Chapitre V

Photos V .1: Manomètre défectueuse	45
Photos V.2: le support enlevé à se place	45
Photos V.3: Rupture de la soudure	45
Photos V.4: le pipe enlevée à se place	45

Nomenclature

Symbole	Notation principale
BMS	Lieu de BIR EL M'SENA
BMS-03, 04 et 05	Puits situés à BIR EL M'SENA
BMS 1/2/3/4/5/6/7/8/9	Des puits appartenant à l'usine
BP	Séparateur bas de pression
BSW	BASE SEDIMENT WATER
IGF	Flottation de gaz induite
HP (10-V-0-0100)	Séparateur entrée
PK0	Lieu de raccordement de la ligne expédition du brut
PPM/POIDS	PARTI PART MILLION /POID
TVR	TENSION DE VAPEUR REID
WSW	L'eau de source barrémien
10 FCV -0001	Vanne de control du débit de brut
10 PCV 0002	Vanne de control de pression
12 -HF -0 -0100	Réchauffeur de pétrole brut
12 -P -0 - 0201/0202	Pompes de transfert de brut
14 - T - 0 - 0101/0102/0103	Des trois bacs de stockage à toit flottant de brut
14 - T - 0 - 0200	Toit fixe pour le Pétrole Brut hors spécification
14 -X -0-0-100	Ventilateur à ailette
15 - P -0101/0102/	Les pompes boostées
15 - P -0201/0202/	Les pompes d'expéditions
40 -V- 0-0100/0200	Hydro-cyclones
44-P-0-0101 / 0102	L'eau d'injection est pompée avec des pompes
50 - T - 0100	Le bac de stockage d'eau anti incendie
(44-F-0-0101 / 0102)	Filtre à cartouche
(46-T-0-0300)	L'eau traitée est stockée dans le Bac d'eau de service (lavage)

Le **pétrole** ou bien l'or noir est une matière première de la civilisation moderne, c'est la première source d'énergie mondiale grâce à ces propriétés physiques et chimiques, principalement la quantité d'énergie par rapport au volume ainsi que le rendement et la rentabilité économique qu'il offre, la facilité de sa commercialisation, sa production et son transport.

Les échanges internationaux en matières pétrolières, que ce soit brut ou produit finis, sont régis par des contrats ou des réglementations de vente répandant à des spécifications assurant le transport, l'exploitation et l'utilisation des produits finis. En effet, ces spécifications offrent à l'utilisateur une garantie de qualité.

Dans notre travail, nous allons deux parties :

La partie théorique est concernée par :

- ✓ **Chapitre I** : généralité sur le pétrole
- ✓ **Chapitre II** : Description du Champ de Bir El M'sana (BMS)
- ✓ **Chapitre III** : sécurité industriel
- ✓ **Chapitre IV** : Cette partie est Faite pour l'unité du Compression de gaz et la formation des hydrates

la partie technique est concernée par :

Chapitre V : Etude de problème d'endommagement de la ligne de condensat entre 5eme/4eme étage et séparateur d'entrée avec solution qui présente une résolution du problème d'hydrates au niveau de vanne **29-LCV-0013** qui située entre le ballon de 5^{ème} étage 1^{ère} train et le séparateur **HP** qui à causer l'endommagement de la ligne condensat.

Le changement effectué dans le terrain de CPF au niveau des ballons 5ème étage des compresseurs de gaz Train 01 et 02.

En fin pour justifier la modification d'installation est faite à ce niveau par comparaison des résultats trouves avec les résultats de simulation par HYSYS.



À suivre d'étude économique clôturera les pertes financières en cas d'arrêt des compresseurs de gaz

À la fin, le mémoire est achevé par une conclusion

Chapitre I
Généralité sur le pétrole

Chapitre II

Description du champ de BIR EL - MSANA

Chapitre III
**SECURITE
INDUSTRIELLE**

Chapitre IV

Système d'injection de gaz

Chapitre V

**Etude comparative entre
l'ancien et le nouveau design**

I.1 Historique de Pétrole

Le mot « pétrole » est composé de deux mots latins « Petra » et « Oléum » qui signifie « Huile de Pierre »

Il était utilisé comme :

- Médicament miracle
- Arme de guerre

Le pétrole est découvert pour la première fois au Moyen-Orient à la surface de la terre au milieu du dix-neuvième siècle.

la croissance de sa utilisation a évolué très rapidement avec la découverte du kérosène « pétrole lampant » qui a été utilisé pour l'éclairage.

Le premier puits de production de pétrole est réalisé par le « colonel Drake » dans l'état de Pennsylvanie en USA en 1859.

Après sa découverte le pétrole est devenu la première source d'énergie dans le monde

I.2 Définition du Pétrole Brut

Le Pétrole brut ou (Crude Oil en Anglais) C'est un mélange complexe d'hydrocarbures non traité.

C'est la combinaison chimique de l'élément de carbone « C » et l'élément d'hydrogène « H » il contient aussi de faible quantité de soufre , des trace d'azote , oxygène et plusieurs métaux.

Il se différencie par :

- La densité
- La composition
- La teneur en soufre

Actuellement le degré °API Est le moyen utilisé pour exprimer la qualité du pétrole brut
 $^{\circ}\text{API} = (141.5/d) - 131.5$

I.3 L'origine du pétrole

Quelles sont les origines du pétrole ?

- mélange complexe

dans les fonds marin pauvres en oxygène, les restes de plancton ne pouvant plus se décomposer se sont transformés, au cours des millénaires, en un mélange complexe d'hydrocarbure(le pétrole).

Cette transformation n'a été possible que par des processus chimiques et biologiques continuels, à des températures de 65° à 120°C et sous forte pression.

- Roche –magasin

Les minéraux des boues abyssales se sont solidifiés en roche poreuse, où le plancton a pu se transformer. La roche-magasin est un ensemble de couches géologiques imprégnées d'hydrocarbures. C'est pourquoi, le pétrole se présente toujours emprisonné dans des formations rocheuses, et jamais sous forme d'un lac souterrain.

1. Dépôt de micro- organismes, recouvert de matériaux imperméables.
Transformation par des bactéries anaérobies.
2. Tassement et solidification des couches de sédimentation. Autre transformation sous l'effet de la pression et de l'élévation de la température.
3. Plissement des couches de sédimentation, migration et sédimentation de gaz, d'huile et d'eau.

I.4 Composition de pétrole

Le pétrole brut est formé essentiellement d'hydrocarbures (combinaison de carbone et d'hydrogène) ou le carbone présente 83% à 87% en volume et hydrogène de 10 à 15 % associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel),

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole sont regroupées en trois familles :

- ✓ Les paraffines (alcanes)
- ✓ Les naphthènes (cyclo-alcanes)
- ✓ Les aromatiques

I.5 Caractéristiques du pétrole brut :

Au stade final de son exploitation, le pétrole brut traité (produit fini) doit subir des analyses pour caractériser ces propriétés avant qu'il soit commercialisé.

I.5.1 Densité :

La densité d'une substance est égale à la masse volumique de la substance divisée par la masse volumique du corps de référence à la même température. Pour les liquides et les solides, l'eau est utilisée comme référence, pour les gaz, la mesure s'effectue par rapport à l'air. Elle est notée d et n'a pas d'unité (grandeur physique sans dimension).

$$d = \frac{\rho_{\text{substance}}}{\rho_{\text{eau}}}$$

I.5.2 La viscosité :

Elle représente la contrainte de cisaillement nécessaire pour produire un gradient de vitesse d'écoulement d'une unité dans la matière. Il existe deux types de viscosité :

- **La viscosité dynamique μ** : Elle est définie par la relation entre la norme de la force du liquide et la vitesse relative dv

Où :

$$F = \mu S \, dv/dz \quad (\text{pa.s})$$

S : la surface de chaque couche.

μ ; la viscosité dynamique.

dz : l'épaisseur du fluide.

dv : la vitesse relative

- **La viscosité cinématique ν** est le quotient de la viscosité dynamique par la masse volumique du fluide

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

Où :

ν : est le coefficient de viscosité cinématique, exprimé en St ou en m².s⁻¹ ;

μ : est le coefficient de viscosité dynamique. Il caractérise l'aptitude du fluide à s'écouler et s'exprime en pascal. Seconde (Pa.s) .

ρ : est la masse volumique du fluide, en kg.m⁻³

I.5.3 La teneur en eau :

La teneur en eau permet de quantifier la quantité d'eau dans le pétrole brut.

I.5.4 La tension de vapeur(TVR) :

La TVR est une pression effective et s'exprime Ordinairement en PSI « pounds per square inch » qui est L'unité de mesure de pression (anglo-américaine)

La Spécification en TVR d'un pétrole brut est fonction des Conditions climatiques du site de production (pour le stockage du brut), est liée à la Teneur en gaz dissous dans le brut.

Plus la teneur en gaz Dissous augmente, plus la TVR du brut va croître. Pour Satisfaire une TVR, il faut mettre en œuvre un procédé qui va Permettre, à moindre coût, de libérer le gaz dissous dans le Brut sorti puits.

I.5.5 La teneur en sédiment :

Le pétrole brut contient des quantités faibles des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau. Le reste se trouve sous forme de cristaux très fins.

Ces produits peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchage, empoisonnement des catalyseurs...)

La présence de tels produits dans le pétrole brut est extrême et gênante puisqu'ils peuvent détériorer la qualité du brut et des fuels

II. Généralités

Le développement de gisement BMS inclut trois puits de production de brut (**BMS-06, 07 et 08**), trois puits d'injection d'eau (**BMS-03, 04 et 05**), deux puits d'eau de source Barrémien (**WSW-01 et 02**) pour l'eau d'injection, deux puits d'eau de source Mio-Pliocène (**BMS-01 et 02**) pour l'eau de nettoyage et l'eau potable et un puits d'injection de gaz (**BMS-09**) avec un système de collecte de brut et une usine de stabilisation de brut avec une capacité de stockage et d'export.

Les équipements de procédé du brut utiliseront un seul train pour la séparation, dessalement et stabilisation de brut venant des trois puits producteurs pour atteindre les spécifications d'export du brut. L'eau produite sera traitée pour la réinjection dans le réservoir, l'eau venant des deux puits de source sera traitée et injectée dans le réservoir pour la pressurisation, le gaz récupéré sera utilisé comme gaz combustible et l'excès de gaz sera comprimé et réinjecté dans le réservoir.

Le système des utilités requis pour l'installation sont :

L'air instrument, l'air de service, le gaz inerte, eau anti-incendie, injection de produits chimiques, l'eau potable et l'eau pour les sanitaires, gaz combustible, gasoil, les purges et torches.

Trois bacs à toit flottant de stockage de brut selon spécifications exigées (on-spec), un bac à toit fixe de stockage de brut hors spécifications (off-spec) et un système d'expédition contenant des pompes et des conduites seront pour la stabilisation et transfert du brut. Le stockage pour les fluides des utilités est requis aussi, l'alimentation électrique sera fourni à partir d'une sous station connectée à une ligne haute tension 60 KV de la sous station BRN. Un générateur de secours en gasoil est fourni aussi.

Ces différentes unités qui constituent le complexe de traitement de BMS sont décrites dans ce chapitre.

II.2. Situation géographique :

Le projet BMS est situé au nord de la frontière du bassin Berkine, à environ de 270 Km à l'est de Hassi Messaoud, et à 60 Km à l'ouest d'El Borma. (Figure I.1).

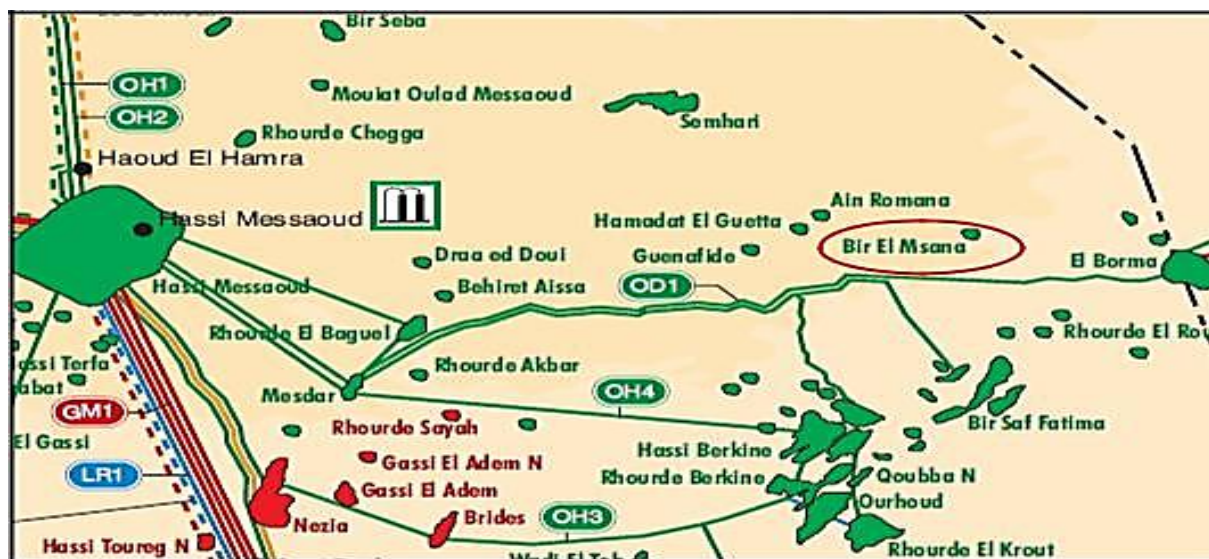


Figure II.1 : Présentation du champ BMS sur la carte d'Algérie.

II.3 Aperçu du traitement du brut :

La **figure I.2** représente le CPF (unité de traitement du pétrole brut (huile), unité de stockage et d'expédition, unité de compression de gaz, unité de système de traitement d'eau de (l'injection, lavage, anti incendie, service et potable) et le système de torche (**Annexe A**).

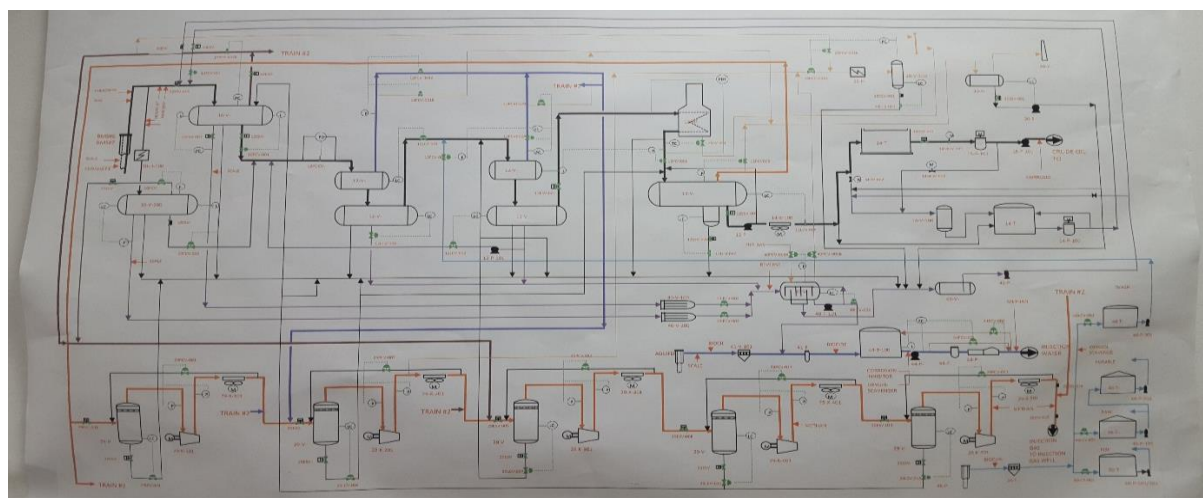


Figure II.2 : Le CPF de BMS.

II .3.1 Traitement du brut :

Consiste à éliminer le gaz, l'eau, ainsi que les sels et d'autres éléments tels que le sable en provenance des gisements.

Afin d'atteindre les qualités requises à leur commercialisation. les spécifications des pétroles bruts sont variables, et résultent souvent d'accords entre producteurs, transporteurs et acheteurs.

Trois grandes opérations de traitement sont généralement nécessaires sur les effluents de gisements d'huile dans le but de produire des bruts conformes aux spécifications :

- ✓ **La séparation** qui consiste à séparer les phases (huile, eau et gaz).
- ✓ **La déshydratation/dessalage**, dont le but est de retirer l'eau ainsi que les sels. Et éventuellement l'**adoucissement**, opération consistant à séparer l'**H₂S** (Hydrogène sulfuré), un gaz très toxique et corrosif.
- ✓ **La stabilisation** du brut qui consiste à séparer les composés volatiles (gaz).

D'autre part, les normes environnementales poussent à l'interdiction de torchés le gaz associé à l'huile, obligeant ainsi les producteurs à traiter ces gaz en vue de :

- Générer de l'électricité pour des besoins de consommation interne.
- les commercialiser.
- les réinjecter tout simplement dans le gisement exploité ou tout autre réservoir à Proximité.

II.3.1.a La séparation :

Les effluents des puits producteurs (**BMS-06, 07 et 08**) arrivent au CPF à une pression de **P ≈ 8.5 bars** à une température qui varie de **55 à 63 °C** et collecter dans un collecteur de production et d'autre de test, les deux manifolds consistent de changement d'un puits en test séparateur et deux puits restent en inlet séparateur.

La séparation effectuée pour séparer le gaz, le pétrole brut et l'eau.

Huile séparée sera acheminé vers le 1^{ère} étage du dessaleur via la vanne de contrôle de débit **10-FCV-0001**.

Le gaz produit sera transmis soit à la torche **HP** par la vanne de contrôle de pression **10 PCV- 0002 A** ou bien vers le 1^{er} étage d'injection du Compresseur de gaz via la conduite **6"**.

L'eau produite est envoyée à travers la conduite **6"** à Hydro-cyclones (**40-V-0-0100 /0200**).

II.3.1.b La déshydratation/dessalage :

Le dessalage du pétrole brut est une opération essentielle : elle conditionne la bonne marche des traitements « aval », pour éviter les conséquences :

- ❖ encrassement des échangeurs et du four ;
- ❖ corrosion du circuit.

Un mauvais dessalage peut conduire également à des entraînements massifs d'hydrocarbures dans les eaux issues du dessaleur, d'où de sérieux problèmes d'environnement

Il y a trois mécanismes du dessalage :

- **La diffusion des sels**, il s'agit de faire dissoudre dans l'eau tous les cristaux des sels contenus dans le brut en utilisant une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur qui assure l'opération de mélange entre l'eau et l'huile (le sel diffusé dans l'eau).
- **La coalescence**, elle est provoquée par un champ électrostatique, l'émulsion eau-brut, mélange intime de deux liquides non miscibles, est constituée par une phase continue (brut) et une phase dispersée (l'eau sous forme de gouttelettes dont les dimensions varient de **1 à 10 µm**).
- **La décantation**, sous l'effet du champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui, sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut, se décantent au fond du dessaleur par l'effet de gravité.

En fin, Le gaz de flash (récupéré) est purgé au système de compression de Gaz de Flash (récupéré) sous contrôle de contre-pression à partir de ballon Dégazeur.

II.3.1.c La stabilisation :

Le Pétrole dessalé s'écoule à travers les spirales de Four cylindrique (Réchauffeur de Pétrole Brut (**12-HF-0-0100**)) pour atteindre la température **76°C** et envoyé vers un séparateur (**BP**) 0.4 barg pour dégazer le maximum de brut (éliminer les hydrocarbures léger), diminution de la Tension de Vapeur Reid (**TVR**).

En fin, le gaz récupéré dans le séparateur **BP** alimente les 1^{er} étages des deux trains de compression de gaz.

II.3.2 Stockage et expédition de brut :

Après le traitement de Pétrole Brut et la stabilisation, il est transféré par l'un des pompes de transfert (**12-P-0-0201 et 0202**) de brut à partir du séparateur **BP** (**12-V-0-0300**) et à travers le Refroidisseur du Pétrole Brut (**14-X-0-0100**) de type ventilateur à ailette vers l'un des trois bacs de stockage à toit flottant (**14-T-0-0101, 0102 et 0103**) de Pétrole Brut conforme aux spécifications ou vers un réservoir de stockage à toit fixe (**14-T-0-0200**) pour le Pétrole Brut hors spécification.

II.3.2.a Stockage de l'huile On-Spec :

Le pétrole stocké dans l'un des bacs de stockage à toit flottant (**14-T-0-0101, 0102 et 0103**) est prêt à être expédié, il faut respecter les spécifications d'exporte, elles sont présentées dans **le tableau II.1** suivant :

Propriétés	Critère
Tension de vapeur de Reid- Hiver	0.69 bara (10 psia) @ 37.8°C
Tension de vapeur de Reid- été (Note 1)	0.45 bara (6.5 psia) @ 37.8°C
Sédiment basique et eau (BS&W)	0.5% par volume
Salinité (Note 2)	40 ppm par poids
Sulfure	0.2% par poids

Tableau II.1 : Les spécifications de pétrole traité à l'expédition.

II .3.2.b Stockage de l'huile Off-Spec:

Le pétrole mal traité ou hors spécifications est stocké dans un bac à toit fixe (**14-T-0-0200**), ou il est envoyé vers le séparateur d'entrée **HP (10-V-0-0100)** pour le nouveau traitement avec la pompe (**14-P-0-0100**).

II.3.2.c Expédition de brut :

Le pétrole traité, respecte les spécifications de commercialisation sera exporté vers **PK0** puis vers HAOUD EL HAMRA en utilisant les pompes booster (**P-0- 0101 / 0102 et 0103**), elles démarrent en parallèle avec les pompes d'expéditions (**15-P-0- 0201 / 0202 et 0203**).



II.3.3 Unité de traitement de gaz :

L'objectif de ce document est de donner un procédé et une description du système de compression et d'injection de gaz dans la tête de puits (BMS)

La pression d'injection de gaz nécessaire à la tête de puits est de 270 bars.

- Spécifications techniques des équipements

Cette partie de description des procédures couvre le gaz produit qui n'est pas utilisé par l'installation est considéré comme excès de gaz. Le gaz en excès ne doit pas être torché sur une base continue et sera compressé et réinjecté dans le réservoir.

Le gaz des séparateurs d'entrée et des séparateurs BP est comprimé au niveau de cinq étages de compression de gaz, puis réinjecté vers le réservoir. Les cinq étages des compresseurs alternatifs comprendront deux étages de gaz de flash (récupéré) et trois étages de compression de gaz d'injection. Les compresseurs de gaz de flash et de gaz d'injection seront conduits par des moteurs alternatifs, qui ont leur propre (package) système de contrôle pour la surveillance des paramètres de fonctionnement de l'équipement (vibration, température de l'huile et paliers, etc.) et le contrôle de la capacité. Il y aura 2 x 50% de compressions de gaz de flash et de gaz d'injection des trains.

Les compresseurs doivent recevoir tout le gaz, qui est en excès à la limite de gaz combustible, et le débit de gaz variera selon le taux de production et la composition de brut. Le contrôle de la capacité de gaz est géré automatiquement par chaque compresseur utilisant une combinaison de compression chargement /déchargement et le recyclage du gaz refroidi de la sortie à l'entrée de chaque équipement, à pour but de maintenir une pression constante à l'entrée.

II.3.4 Système de traitement d'eau :

II.3.4.a Eau d'injection :

L'eau de l'aquifère des deux puits Barrémien (**BMS-01 et 02**) s'écoulera à travers les filtres des cartouches du cyclone solide / liquide et sera acheminée vers le bac de stockage d'eau d'injection ainsi que l'eau arrivé au **IGF** (Induced gas flotation) (**40-V-0-0300**).

L'eau d'injection est pompé avec des pompes booster (**44-P-0-0101 / 0102**) et à travers l'un des filtre à cartouche (**44-F-0-0101 / 0102**), pour augmenter la pression d'aspiration des pompes d'injection à **13 barg** et réinjecter à pression de **358 barg** aux puits **BMS-03, 04 et 05** pour le maintienne de la pression de réservoir de champ **BMS**.

II.3.4.b Eau de lavage :

L'eau du puits Mio-pliocène est filtrée à travers les cyclones (**46-F-0-0100 et 0300**) pour l'élimination des particules solides, ainsi cette eau est utilisée comme Eau Brute,

Eau de service et Eau anti-incendie. Afin de réduire l'activité microbienne le produit chimique **biocide #2** est injecté. tandis que l'extracteur d'oxygène est injecté afin de réduire la concentration en oxygène dans l'eau.

L'eau traitée est stockée dans le Bac d'eau de service (lavage) (**46-T-0-0300**).

Le Bac est inertie avec de l'azote, et le gaz combustible est purgé vers le système de torche à basse pression.

II.3.4.c Eau brute et Potable :

L'eau de source Mio-Pliocène est utilisée pour alimenter les besoins en eau Brute au BMS,

Les utilisateurs typiques d'eau Brute sont :

- Station des utilités.
- Compresseur de gaz de remplissage des bacs d'eau de refroidissement.
- Étanchéité de la Pompe.

L'eau Brute est filtrée par le biais d'un filtrée cyclone avant d'être pompée vers le bac d'eau Brute (**46-T-0-0100**). A partir de ce bac, l'eau est pompée au Système de distribution d'eau Brute et/ ou la station de traitement d'eau suivie par la station de stérilisation avec les pompes (**46-P-0-0101 et 0102**). L'eau potable produite par la station doit être stockée dans le bac de stockage et alimenté le réseau d'eau potable avec les pompes (**46-P-0-0701 /0702**).

II.3.5.d Eau anti incendié :

L'eau de puits d'eau Mio-pliocène est filtré à travers des filtres à cyclone pour élimination des particules solides et alimente le bac de stockage d'eau anti incendie (**50-T-0-0100**) d'une capacité de **4536 m³** pour assurer un système de déluge qui est conçu pour refroidissement des capacités et éventuellement faire face à la propagation de feu situé à 04 bacs de stockage qui sont situés dans la même zone.

Les Traitement avec Biocide et pré-filtre sont exigés pour empêcher la croissance de bactérie et la pénétration des solides dans le système d'eau Mio-pliocène (anti incendie). Cela aussi évite la corrosion de la tuyauterie, vannes et l'intérieure des ballons (Séparateurs).

Une pompe jockey (**50-P-0-0201/02**) est en service en permanence pour assurer le maintien des conduites de réseau d'eau anti incendié rempli, à une pression de **11 bar**.

En cas d'urgence, la chute de pression dans le réseau d'eau d'anti incendie sera renforcée avec la pompe électrique (**50-P-0-0101**), elle démarre à la pression de **9 bar** pour gonfler le réseau et les pompes jockey (**50-P-0-0201/02**) sont arrêtée mais au cas où la pression atteint la valeur de démarrage pour augmenter la pression (**50-P-0-0101**) est arrêté. **7 bar** la pompe diesel (**50-P-0-0102**) sera dans le réseau et la pompe électrique.

II.3.5 Système des utilités :

II.3.5.a Système Diesel :

Le diesel sera livré à BMS via un camion-citerne (Hassi Messaoud) et stocké dans un réservoir de stockage sur le site.

Le système de diesel alimente les sous-systèmes suivants :

- Réservoir de stockage (**36-T-0-0100**) avec une capacité de **50m³**.
- Réservoir d'alimentation du Pompe à diesel de système anti incendie (**50-T-0-0200**).
- Réservoir d'alimentation du Générateurs d'urgence électrique (**EDG**) (**77-T-0-100**).

II.3.5.b Systèmes d'injection des produits chimiques :

BMS nécessite l'injection de divers produits chimiques dans différentes sections d'hydrocarbures et les cours d'eau.

Les points d'injection des produits chimiques plus nécessaires aux emplacements sont :

- Puits de production (**BMS-06, 07 et 08**).
- Production / collecteur de test.
- Exportation de pétrole.
- Traitement du gaz / Injection de gaz.
- Puits d'eau de source (Barrémien) (**BMS-01 et 02**).



- Stockage de l'eau de lavage, l'eau brute et l'eau anti incendie.
- équipement de traitement de l'eau produit (IGF) (40-V-0-0300).
- Ensemble de traitement des eaux usées.
- Stockage d'eau d'injection.

II.3.5.c) Les produits chimiques à injecter :

Dans le **tableau II.2** suivant on donne les différents produits avec les points d'injection (voir **Annexe B**):

Le produit	But	Injection
Anti-mousse	Eviter la formation de la mousse	- Les Collecteurs (test et production)
Anti-émulsion	Eviter les émulsions d'eau dans l'huile	- Les collecteurs (test et production) - Les têtes de puits de production
Inhibiteur de tartre	Eliminer les dépôts de Calcaires	- Les lignes de productions d'eau - Les sources (Barrémien et Mio-polécien)
Méthanol	Eviter la formation des Hydrates	- Sortie de 4 ^{ème} et 5 ^{ème} étage (compresseur de gaz) - Pipeline d'injection de gaz (BMS-09)
Inhibiteur de corrosion	réduire ou d'éliminer la corrosion	- Les têtes de puits de production - La ligne d'expédition - Le traitement d'eau d'injection
Inverseur Anti-émulsion	Inverser les émulsions d'huile dans l'eau	- Système de séparation huileuse (IGF)
Extracteur d'Oxygène	éliminer tout l'oxygène dissous	- l'eau produite et de l'aquifère
Biocide # 1	réduire ou éliminer la	- Le système d'eau Barrémien
Biocide # 2	croissance des Bactéries	- Le système d'eau Mio-polécien

Tableau II.2 : Les différents produits chimiques à injecter.

II.3.5.d Système d'air d'instrument :

L'air instrument est utilisé dans deux principaux circuits.

- ✓ Système de contrôle
- ✓ Système d'Azote

Tous les systèmes exigent que l'air instrument soit typique et pressurisé entre 6 – 7 bars.

Ce système comprend les équipements suivant pour fournir l'air instrument :

Le compresseur d'air à vis ayant une capacité nominale de 916,4 Sm³ / hr, il comprime l'air à environ du 8,5 bar. Après l'air comprimé refroidi par aéro refroidisseur d'air et filtré pour minimiser l'eau libre est coalescées et enlevées dans les ballons avant de passer l'unité de séchage.

Le sécheur d'air est conçu de 02 unités identiques, branchées en parallèle ; une en service et autre en régénération, qui permet d'enlever toute impureté et solide transporté. La régénération de l'air est finalisée par un contre-courant d'air sec prévenu de l'unité en service (Le point de rosé est de - 40 ° C à 8.5 bar).

Le ballon d'air sec, L'air sec issu des sécheurs est acheminé vers un ballon de stockage conçu selon des normes et standards. Ce ballon doit être d'une mesure bien déterminé afin d'assurer une autosuffisance de 20 minutes pour une variation de pression de 8.5 bar à 4.5 bar. Ce qui va donner suffisamment de temps pour démarrer le compresseur en veille (standby) en cas de défaillance du principal et éviter toute perturbation dans la production.

II.3.5.e) Système d'azote :

Le gaz inerte (azote) doit être produit par des séparations à membranes,

Les générateurs d'azote séparent l'air comprimé sec en un courant d'azote et (Déchets) d'air enrichi. Le flux d'air résiduel sera évacué dans l'atmosphère, tandis que l'azote est dirigé dans le système.

L'air est préchauffé (s'assurer qu'il est au-dessus de son point de rosée de l'eau) et passe dans les membranes. L'oxygène imprègne relativement rapidement Par rapport à l'azote de sorte que l'unité peut être conçue pour donner un produit avec une pureté jusqu'à 97% Azote et 0,5

à 2% d'oxygène au BMS. L'azote est généralement mis à disposition à une pression de 1 à 2 bars en dessous de la pression d'alimentation.

Un ballon de stockage peut être fourni pour couvrir les demandes de pointe.

III.1 Généralité :

L'industrie pétrolière est classée parmi les activités à grand risque sur l'être humain et l'environnement, des études et des recherches basées sur le retour d'expérience d'accident ont été menées afin de mettre en place des normes régissant les protections des installations pétrolières ainsi que des systèmes de management du risque/sécurité et de l'environnement (HSE).

III .2 Définition de la sécurité :

La sécurité se dit une situation où l'on n'a aucun danger à craindre. Cette définition générale, reposant sur le principe du risque zéro, n'est pas adaptée aux activités humaines ; où l'on parle de risque acceptable. Se référant à l'industrie et, plus particulièrement, au fonctionnement des procédés, la sécurité peut être définie comme l'aptitude d'un système à fonctionner en maîtrisant, à un niveau acceptable, les risques pour les personnes, les biens et l'environnement.

III .3 Les différents Services de la Sécurité :

Pour augmenter la production, conserver la vie du personnel et éliminer au maximum des accidents, il faut installer un service de sécurité doté d'un système de mesure et des moyens techniques et organisationnels qui limite l'influence des facteurs industriels dangereux sur les travailleurs en garantissant la sécurité des équipements installés, la fonction de la sécurité dans l'usine se résume en trois taches essentielles :

- Prévention.
- Intervention.
- Surveillance.

III .3.1 Prévention :

La prévention est une attitude et/ou l'ensemble de mesures à prendre pour éviter qu'une situation ne se dégrade, ou qu'un accident ne survienne. Le service de la prévention a comme rôle :

- Assurer le suivi des travaux dans des conditions de sécurité optimale.
- Participer à l'étude et aux modifications concernant les Installations.
- Etablir des audits de sécurité des Installations.
- Rédiger des consignes de sécurité générales et particulières.
- Participer à la politique globale de prévention, la commission Hygiène et sécurité et les différentes compagnes de prévention.
- S'assurer de l'application des divers contrôles et inspections réglementaires des équipements.
- Elaborer et étudier les statistiques d'accidents du travail.

III. 3.2 Intervention :

La compétence d'un service de sécurité se mesure par la rapidité d'intervention et le savoir-faire sur le terrain ; les taches de l'intervention du service sur le terrain sont :

- Intervenir en cas d'incendie.
- Assister les travaux dangereux en y apportant la couverture de sécurité nécessaire.
- Assurer l'entretien préventif des systèmes de protection, des équipements et des matériels anti-incendie et soutien
- Assurer l'entraînement du personnel aux exercices d'intervention.
- Etablir, actualiser et appliquer les plans d'interventions de la direction régionale et autres.

Faire appliquer les consignes générales et particulières de sécurité.

III. 3.3 Surveillance :

C'est la fonction des agents de sécurité, elle consiste en ces quelques points :

- Assurer les contrôles des accès des unités et bases.
- L'entretien des équipements anti- incendies.
- Coordonner les mouvements des véhicules lors des situations d'urgence.
- Constituer une force d'intervention rapide grâce au casernement de ses effectifs.

III .4 Les Accidents de Travail :

Les accidents de travail peuvent survenir dans tous les types d'industries au cours de travail dans le domaine pétrolier, ils se révèlent de façon soudaine et brutale et se traduit par :

- un incendie ;
- une explosion ;
- des brûlures.

III.4.1 Incendie :

Les produits pétroliers traités dans les unités de production sont inflammables et peuvent être explosifs, L'incendie est une combustion vive résultant de l'action de l'oxygène sur le combustible, il existe trois conditions nécessaires pour qu'il y ait une combustion :

III.4.1.1 Présence d'un combustible :

C'est un produit susceptible de s'oxyder, c'est le cas, du charbon, des produits pétroliers ainsi que du caoutchouc, certains produits combustibles (l'acétone, l'essence) peuvent s'enflammer vivement et brûler en produisant des flammes.

Pour caractériser l'inflammabilité des liquides on utilise la notion de Point Eclair, température minimale à partir de laquelle ce liquide émet suffisamment de vapeurs pour former avec l'air un mélange pouvant être enflammé en présence d'une source d'énergie.

III.4.1.2 Présence de l'oxygène :

L'oxygène favorise ou active la combustion, on peut le trouver pur ou un mélange avec d'autres gaz comme dans l'air, ou encore des produits chimiques oxygénés comme l'eau oxygénée, les chlorates, les nitrates, les peroxydes...etc.

III.4.1.3 Présence de la source d'inflammation :

La source d'énergie est une source d'inflammation capable de produire assez de chaleur pour initier la combustion telle qu'on peut citer : la flamme, point chaud, étincelle électrique ou électrostatique, choc ou frottement.

Les bases de prévention d'un incendie consistent à éliminer au moins un de ces facteurs, pour assurer cette condition il faut :

- Eviter d'atteindre les points d'auto inflammation des hydrocarbures.
- Eviter le contact des hydrocarbures avec l'oxygène en créant un milieu inerte.
- Opérer hors du domaine d'explosivité des hydrocarbures.
- Supprimer toutes possibilités de création d'une source d'amorçage (étincelle).

III.4.2 Explosion :



Dans certaines conditions, lorsque les produits combustibles sont mélangés à l'air sous forme de gaz, de vapeurs, de brouillard ou de poussières, la réaction de combustion peut être extrêmement rapide, violente et libérer en un court instant une quantité d'énergie élevée c'est l'explosion, elle ne peut se produire que si coexistent une source d'inflammation et un mélange explosif.

Les produits combustibles mélangés à l'air ne sont explosif que dans un domaine de concentration déterminé compris entre la limite inférieure d'explosibilité (LIE) et la Limite Supérieure d'Explosibilité (LSE).

III.4.3 Les Brûlures :

On distingue les brûlures thermiques et les brûlures chimiques.

III.4.3.1 Les brûlures thermiques :

Les brûlures thermiques sont les conséquences de plusieurs contacts on peut citer :

- Le contact avec des produits portés à haute température suite à incendie ou explosion.
- le contact avec des liquides cryogéniques (air ou azote liquide...) ;
- le contact avec des produits chauds (vapeurs surchauffées...).

III.4.3.2 Les brûlures chimiques :

Les brûlures chimiques sont généralement causées par des contacts avec :

- de produits corrosifs tels que les acides concentrés (chlorhydrique, sulfurique, nitrique, fluorhydrique) et les alcalins concentrés (soude, potasse) ;
- de produits oxydants forts (eau oxygénée concentrée) ;
- de phénol et de chlore.

III .5 Equipements de protection individuelle (EPI) :

L'utilisation des équipements de protection individuelle est obligatoire au niveau des industries pétrolières dans des zones bien définies, se renseigner auprès du représentant de la prévention quant à l'endroit où ces équipements sont exigés, la désobéissance à cette règle entraînera un arrêt de travail jusqu'à ce que ce règlement soit respecté. Des mesures disciplinaires seront prises, il appartient à chacun de maintenir ses équipements de protection individuelle en

- Casque de sécurité ;
- Lunettes de sécurité et écran protecteur
- Chaussure de sécurité ;
- bouchons stop bruit ;
- masque respiratoire ;

- Les gants de travail ;
- Les harnais de sécurité, les crochets...etc.



III .6 Les règles générales de Sécurité Industrielle :

Cette induction HSE a été élaborée pour donner aux stagiaires sur le champ les informations nécessaires pour qu'ils puissent accomplir leur training en toute sécurité et sans incidents.

Le champ BMS est composé de quatre zones définies comme suit :

- Les Bases de Vie Permanente et sous-traitants.
- La Base Industrielle.
- Le CPF (Usine).
- Les Puits (off site).

Règles et consignes de sécurité des deux bases de vie

- Le port du badge est obligatoire.
- Défense **de** fumer dans tous les bâtiments (les chambres, les couloirs, au restaurant, au foyer et à la piscine).
- Il est interdit de jeter les ordures (canettes, bouteilles, paquets de cigarettes vides,...) dans la nature, mettez-les dans les poubelles prévues pour cela. Ne pas faire de bruit, penser à vos collègues qui dorment.



L'hygiène est une règle de base, surtout dans le lieu publiques, tels que : restaurant, foyer, piscine,

- Laver tout le temps vos mains avant de manger.
- Porter des vêtements propres au restaurant et au foyer.
- Se laver tout le corps avant d'accéder à la piscine.

- Au restaurant, ne jamais prendre les aliments à la main, utilisez les cuillères ou les Pincettes disposées devant chaque bac ou assiettes du self-service.

Infirmier :

- Toutes allergies, maladies ou prise de médicaments doivent être signalées impérativement au médecin, et cela pour qu'en cas de problème ce dernier puisse vous prendre en charge plus facilement et pourra vous éviter des complications.

Le CPF, Les Puits :

- Faites une brève analyse des risques de l'endroit où vous allez travailler.
- Localisez les moyens de protection et de lutte à l'endroit où vous travaillez.
- Aucun travail n'est urgent ou important pour qu'on ne prenne pas le temps de le faire en sécurité.
- Evitez d'avoir des comportements dangereux par vos actes ou vos oublis.
- Communication des accidents, incidents, presque accidents, comportements et/ou situations dangereuses, déversement de produit, etc.

Règles de circulation et de conduite :

- Porter pendant tout le temps de votre séjour, votre permis de conduire (permis international pour les expatriés) et votre laissez passer.

- La conduite sur le sable est interdite sauf obligation.

- limitation de vitesse :
 - 20Km/h, au niveau de la BVP, BI et du CPF.
 - 40Km/h, au niveau des pistes.
 - 80Km/h, sur les routes goudronnées.
- interdiction de doubler :
 - il est strictement interdit de dépasser d'autres véhicules à moins que leur vitesse soit inférieure à 80Km/h.
- Distance de sécurité :
 - la distance de sécurité entre deux véhicules est de 70 m et elle est obligatoire.
 -
- interdiction de klaxonner :
 - pour le respect du repos de vos collègues qui font le quart, il est strictement interdit de klaxonner et de ronfler les moteurs au niveau de la base de vie.
- les piétons :
 - les piétons sont PRIORITAIRES au niveau de la base de vie, base industrielle et CPF.
- ceinture obligatoire :
 - Mettez votre ceinture
- En cas d'incendie /accident :
 - Tout les accidents/incidents doivent être communiqués.
 - Les presque accidents aussi doivent être reportés puisque ce sont des accidents qui ne se sont pas réalisés ou a qui il ne manquait qu'un paramètre pour qu'ils se produisent.

- Ces rapports ne sont nullement destinés à la sanction mais doivent être utilisés pour prévenir le même type d'accident dans le futur.
- En cas d'accident exécutez le PAS :

P: protéger A: alerter S: secourir

Protéger :

Pour éviter les sur accidents, c'est-à-dire les moyens ou dispositions à prendre pour minimiser les conséquences, par exemple : en balisant le lieu, en éteignant le moteur, en barrant l'accès,...

Alerter :

Quand vous communiquez l'information soyez calme et parlez clairement en donnant les informations suivantes :

Votre nom + l'endroit de l'accident + le type de l'accident + les moyens de secours requis.

Secourir:

Si vous êtes formés aux premiers secours seulement, dans le cas contraire évitez de toucher le ou les blessés.

Prévention : serpent / scorpion :

- En cas de morsure ou de piqûre, ne vous agitez pas et essayez de rester calme.
- Essayez d'identifier ou, si possible, de capturer l'insecte ou le reptile en cause.
- Appelez les secours: Tel et/ou radio.
- Évacuez-le blessé immédiatement vers l'infirmerie



Alerte majeure :

- En cas d'alerte majeure, l'évacuation vers le point de rassemblement sera ordonné par le système de publique adresse.
- Le point de rassemblement pour le CPF et la BI se situe au nord de la centrale de sécurité et au sud du poste de garde principale, à l'extérieur de la clôture du CPF, celui de la B de VP est tout simplement le parking principal.
- Arrivé au point de rassemblement, donner votre nom au responsable de ce point.
- Se calmer et attendre les instructions.

Environnement :

- Avant notre arrivée à BMS, l'Endroit ou nous nous trouvons était vierge et propre.
- Notre objectif est d'opérer l'installation avec un minimum d'impact sur l'environnement.
- Vous pouvez tous y contribuer en utilisant a bon escient les poubelles et les moyens de collecte des déchets mis en place et en veillant à maintenir votre lieu de travail propre et bien rangé En cas d'accident / incident
- les agents de sécurité : leurs travail consiste a contrôler la circulation du personnel à l'entrée du site, veiller sur la sécurité des travailleurs, surveiller avec les caméras de surveillances, agir directement

Types d'incendies : Il existe 3 types de feux

- CLASSE A : les feux qui proviennent des combustibles secs comme le bois et le plastique, pour les éteindre on utilise les extincteurs qui contiennent de l'eau pulvérisée
- CLASS B : les feux qui brûlent sur les combustibles liquides comme les carburants et les produits chimiques inflammables, on utilise les extincteurs qui contiennent de la poudre de CO₂
- CLASS C : ce sont les gaz combustibles comme le propane ou le butane, on utilise les extincteurs qui contiennent du CO₂
- Il existe des extincteurs de type ABC.

IV.1 Gaz de compression :

Le gaz produit qui n'est pas utilisé par l'installation est considéré comme excès de gaz et qui ne peut être torché sur une base continue, sera comprimé et réinjecté dans le réservoir.

IV.1.1 Description du procédé :

Le gaz des séparateurs d'entrées (inlet + teste), dessaleurs 1er et 2eme étages et séparateurs LP est comprimé au niveau de l'unité de compression de gaz qui comprend deux trains à piston chaque train contient cinq étages de compression, puis réinjecté vers le réservoir.

Les cinq étages de compression alternatifs comprendront deux étages de gaz de récupération (flash gaz) et trois étages de compression de gaz d'injection (injection gaz). Les compresseurs de gaz de flash et injection de gaz seront entraînés par un seul moteur électrique vi un vilebrequin, contrôlé par un système de contrôle qui s'appelle (UCP unité control panel) situe au niveau de la salle de contrôle qui a surveille les paramètres de protection de l'équipement (vibrations, température de l'huile et de paliers, etc.) et la capacité de chargement et déchargement des soupapes d'aspiration et de refoulement de chaque étages.

L'arrivée du gaz en provenance des séparateurs est divisée sur les deux trains de compression à part égale.

Le débit de gaz variera selon le taux de production et la composition de brut. Le contrôle de la capacité de gaz est géré automatiquement pour chaque compresseur utilisant une combinaison charge /décharge ainsi qu'un recyclage du gaz refroidi à la sortie, pour maintenir une pression constante à l'entrée.

IV.1.2 Compression de gaz de flash (Gaz Récupéré) 1ère étage :

Le gaz venant du séparateur LP (12-V-0-0300) à une pression 0.4 bar sera dirigé vers le ballon (KO drum) de gaz de flash (29-V-0-0101). Ceci est un séparateur vertical de pression, équipé d'une boucle de contrôle de niveau, qui libère automatiquement les liquides accumulés au système drainage Fermé.

Le gaz du ballon (ko drum) sera achemine vers l'aspiration 1ère étage du compresseur, au refoulement à une pression 2,9 bar et un température 72 °C, ce dernier sera refroidi par un aéro-réfrigérant à une pression 2.6 bar et une température 55 °C , a volets amovibles ajustables.

Le condensat récupérer envoyer vers drainage fermer.

IV.1.3 Compression de Gaz de flash 2ème étage :

Le gaz refroidi de l'aéro de gaz de flash 1er étage (29-X-0-0101) $P = 2.6$ bar et $T = 55$ °C se mélange avec le gaz de flash provenant du ballon de dégazage du dessaleur (12-V-0-0500) $P = 3,2$ bar et se dirige vers le ballon (KO drum) (29-V-0-0201) de gaz de flash 2ème étage (qui est un séparateur vertical de pression équipé d'une boucle de contrôle de niveau (29-LCV-0004) qui libère automatiquement le liquide accumulé vers le séparateur LP.). Il alimentera l'aspiration du 2ème étage, à la sortie (refoulement) du compresseur, $P = 7,2$ bar et $T = 100$ °C le gaz de flash sera refroidi par l'aéro-réfrigérant $T = 55$ °C, a volets amovibles ajustables.

Une partie de gaz au refoulement 2ème étage sera utilisé comme deuxième source de gaz combustible du complexe. Le condensat récupérer envoyer vers SEPARATEUR BASS PRESSION.

IV 1.4 Compression de gaz d'injection 1ère étage (3ème étage):

Le 1er étage du gaz d'injection (3eme Etage) accueille Le gaz refroidi de l'aéro de gaz de flash 2ème étage (29-X-0-0201) $P = 7$ bar qui se mélange avec le gaz provenant des deux séparateurs d'admission et test (10-V-0-0100/0200) $P = 8$ bar après passage au ballon (KO drum) (29-V-0-0301) de gaz d'injection. (Un séparateur vertical de pression équipé d'une boucle de contrôle de niveau, ce qui libère automatiquement le liquide accumulé, au 2ème séparateur de dessalage).

Le refoulement de gaz d'injection 1er étage à une pression $P = 35$ bar et $T = 120$ °C sera refroidi par l'aéro-réfrigérant à une température $T = 55$ °C , a volets amovibles ajustables. Et se dirige vers le Ballon (KO drum) 29-V-0-0401 de gaz d'injection 2ème étage. Le condensat récupérer envoyer vers DESSALEUR.

IV.1.5 Compression de gaz d'injection 2ème étage (4ème étage) :

A la sortie du ballon Ko drum $P = 34$ bar (un séparateur vertical pressurisé, équipé avec une boucle de contrôle de niveau, ce qui permet de contrôler automatiquement le niveau de

liquide accumulé, sera écoulé vers séparateur d'admission INLET). Le gaz sera acheminé vers aspiration 2ème étage du compresseur de gaz d'injection pour comprimer jusqu'à une pression de 108 bar, $T=118\text{ }^{\circ}\text{C}$ et acheminé vers le 5eme étage de compression.

Le condensat récupérer envoyer vers INLET SEPARATEUR.

IV.1.6 Compression de gaz d'injection 3ème étage (5ème étage) :

Le gaz d'injection comprimé du 2ème étage $P= 100\text{ bar}$ $T= 130\text{ }^{\circ}\text{C}$, sera refroidi par l'aéro-réfrigérant (29-X-00401) $T= 55\text{ }^{\circ}\text{C}$ et passe à travers le ballon d'aspiration (KO drum) (29-V-0-0501) de gaz d'injection, (un séparateur vertical pressurisé équipé d'une boucle de contrôle de niveau, ce qui libère automatiquement le liquide accumulé vers le ballon Ko drum 2ème étage gaz d'injection).

Le condensat récupéré et envoyé vers le ballon 4eme étage selon la nouvelle modification qui sera détaillé dans le chapitre V.

IV.1.7 Puits d'injection de gaz :

Le gaz du refoulement 3ème étage à une pression 270 bar et $T= 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ et sera refroidi dans l'aéro-réfrigérant (29-X-0-0501) à une température $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ et sera injecté dans le puits de gaz d'injection. Ce puits est équipé d'une vanne manuelle à passage réduit (Duse) (27-XCV-9001) et la vanne d'actionnement hydraulique (27-XXV-9009) -qui peut être contrôlée à partir d'un panneau local de tête de puits ou bien de la salle de contrôle. La conduite d'écoulement de gaz d'injection est équipée des capteurs de température et de pression avec transmission d'indication en salle de contrôle. Cette conduite est équipée aussi de débitmètre de type orifice pour mesure/ comptage de gaz. La correction du calcul de débit de gaz est effectuée dans la salle de contrôle.

Arrêt d'urgence, le system de protection du compresseur est compris les alarmes, pour faire une arrête totale du compresseur, c'est en définie les causes suivant :

- ❖ Le haut niveau de liquide (condensat) dans les ballons (ko drum).
- ❖ Le bas niveau de liquide (condensat) dans les ballons (ko drum).
- ❖ La haute température à la sortie de compresseur à chaque étage.
- ❖ La haute température à la sortie de l'aéro de refroidissement à chaque étage.
- ❖ Une basse pression et le niveau d'huile pour le refroidissement et le graissage dans le compresseur.

- ❖ Une basse ou haute pression dans la ligne d'injection du gaz dans le puits a une pression respectivement : 200 bar et 315 bar d'après l'alarme sur le système.
- ❖ Une haute température d'huile dans la caisse du compresseur.

IV.2 Formation des hydrates:

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

IV.2.1 Définition :

Les hydrates de gaz sont des composés cristallins formés d'eau et de gaz. Les molécules de gaz sont piégées dans des cavités formées de molécules d'eau liées entre elles par des liaisons hydrogènes (liaisons de type van der Waals permettant ainsi de stabiliser la structure d'hydrates). Les hydrates de gaz naturels renferment généralement des hydrocarbures de faible masse moléculaire (méthane, éthane, propane, isobutane...).

Le méthane étant le composé majeur des hydrates de gaz naturels, ceux-ci sont généralement désignés sous le nom d'hydrates de méthane, même si le méthane n'est que rarement le seul composé piégé.

IV.2.2 Les types des hydrates:

Les trois structures d'hydrates de gaz sont composées avec cinq polyèdres (figure II.1). Elles sont différentes par sa nature et le nombre de ces structures composant leur maille

Élémentaire et stabilisés par la présence d'atomes ou molécules en leur centre. Les interactions attractives entre les molécules d'eau formant les cavités créent une force directe dirigée vers l'intérieur de la cage qui permet alors de stabiliser la structure, donc elle est nécessaire à la formation des hydrates, rendant ainsi la structure d'hydrate vide instable.

Les molécules d'eau sont liées à quatre molécules voisines au moyen de liaisons hydrogènes, formant ainsi un ensemble de polyèdres (hydrate).

Les trois polyèdres Ces polyèdres sont Les interactions répulsives de type van der Waals entre les molécules invitées et les molécules d'eau Les propriétés cristallographiques des trois structures sont détaillées dans la figure IV.1

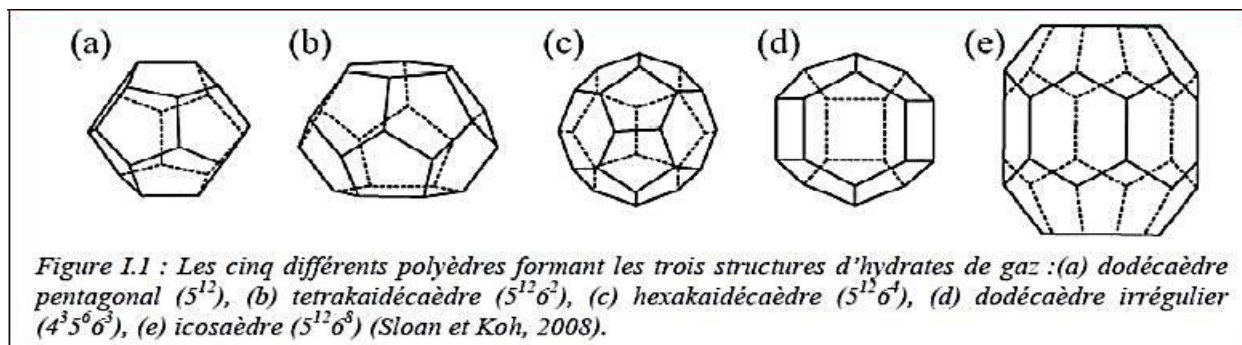


Figure IV.1 : Les propriétés cristallographiques des trois structures

Ces structures sont composées de différents types de cavités, dont chacune contient au plus une molécule de formateur d'hydrates. La structure des hydrates et les cavités occupées peuvent être étudiées par Résonance Magnétique Nucléaire du méthane lourd et les SI et SII peuvent également être identifiés directement par diffraction X.

L'élément cristallographique de base est une structure dodécagonale formée par des pentagones qui est notée 512 (5 représente l'élément de base et 12 le nombre de faces du polygone). Il existe également d'autres types de cavités telles que 51262 et 51264 qui correspondent respectivement à une cavité formée de 2 faces hexagonales et de 12 faces pentagonales et une cavité formée de 4 faces hexagonales et de 12 faces pentagonales.

Enfin dans le cas de la structure de type H, 435663 représente une cavité formée de 3 faces carrées, de 6 faces pentagonales et de 3 faces hexagonales.

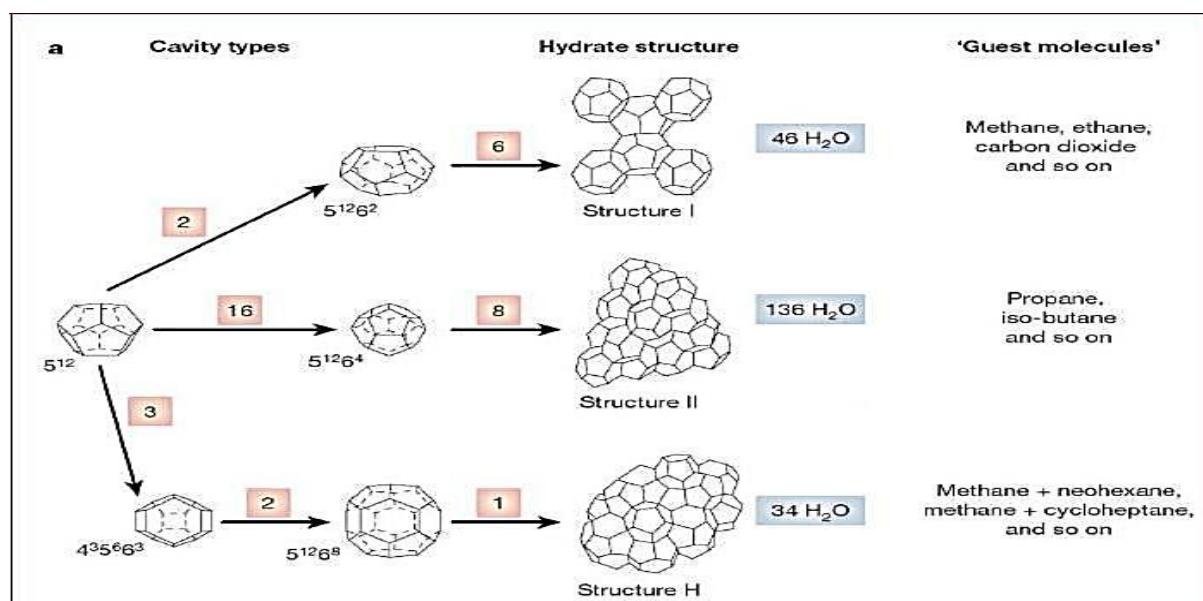


Figure IV.2 : Structures des Hydrates.

Ces cavités sont organisées en réseau cubique ou hexagonal pour donner les trois types d'hydrates ; elles sont présentées dans la figure IV.2 suivant et juste après le résumer des données cristallographiques des trois structures présenté dans le Tableau IV.1.

Structure d'hydrate	SI		SII		SH		
Type de cavité	5^{12}	$5^{12}6^2$	5^{12}	$5^{12}6^4$	5^{12}	$4^35^66^3$	$5^{12}6^8$
Nombre de coordinations totales (Z)	20	24	20	28	20	20	36
Nombre de cavités/unités d'hydrates	2	6	16	8	3	2	2
Nombre de cavités/nombre de molécules d'eau (v_m)	1/23	3/23	2/17	1/17	3/34	2/34	1/34
Nombre de molécules d'eau/unités d'hydrates	46		136		34		
Type du cristal	Cubique		Cubique		Hexagonale		
Taille du réseau (Å)	12		17,2		a = 12,26 c = 10,17		

Tableau IV.1 : résumé sur les données cristallographiques des trois structures.

IV.2.2.a La Structure type I :

La structure type I est une structure cubique. Son paramètre de maille est d'environ 12 Å (Tableau IV.1). La première étude cristallographique détaillée de la structure I a été menée sur l'hydrate d'oxyde d'éthylène (Mc Mullan et Jeffrey, 1965).

L'hydrate de structure I est formé de deux sortes de polyèdres : les dodécaèdres pentagonaux, composés de douze faces pentagonales (5^{12}) contenant 20 molécules d'eau et les tétra Kai décaèdre, composés de 24 molécules d'eau formant douze faces pentagonales et deux faces hexagonales ($5^{12}6^2$). La structure I possède deux dodécaèdres pentagonaux (petites cages) et six tétra Kai décaèdre (grandes cages) (figure IV.3). Les petites cages, éléments communs aux trois structures sont à peu près sphériques, avec un rayon moyen de 3,95 Å et sont situées aux sommets et au centre de la maille élémentaire. Les grandes cages ellipsoïdales se situent entre les petites et ont un rayon moyen de 4,33 Å.

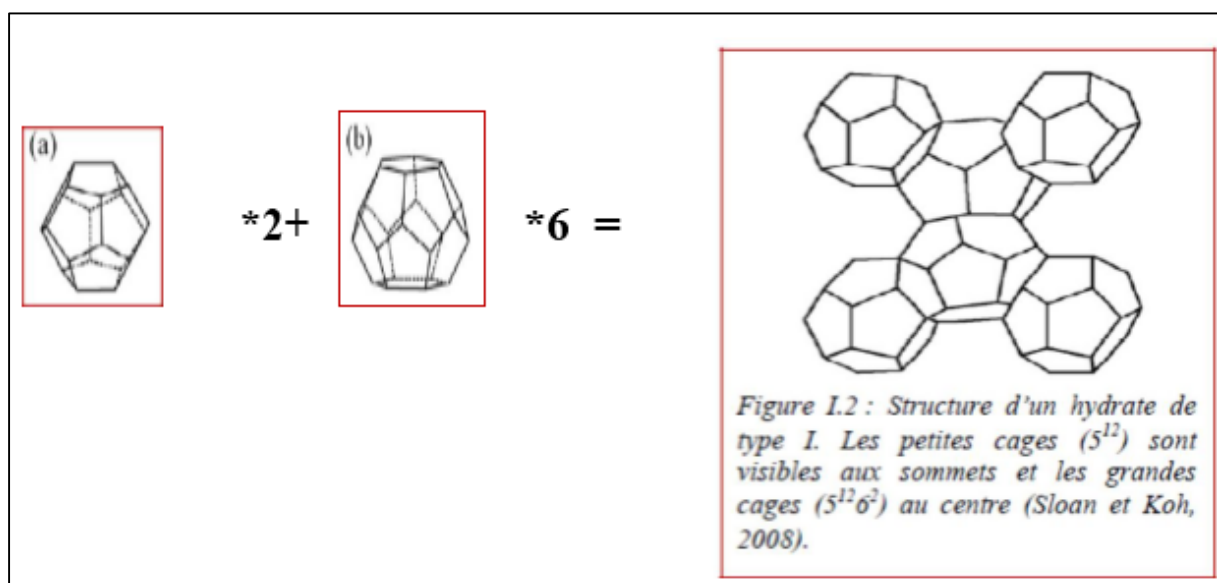


Figure IV.3 : Structure type I.

La taille des cavités de cette structure lui permet de contenir des molécules possédant un diamètre moyen d'environ 6 Å, c'est le cas de molécules comme CH₄, H₂S, C₂H₆ ou Xe. La stœchiométrie idéale pour cette structure est 2X-6Y-46H₂O où X et Y sont respectivement les molécules dans les petites (5^{12}) et les grandes cages ($5^{12}6^2$).

IV.2.2.b La Structure type II :

La structure type II est, comme la structure type I, une structure cubique, mais possède une maille d'environ 17 Å (Tableau IV.1). La structure II a été déterminée par diffraction de rayons X d'un hydrate de tétrahydrofuran et de sulfure d'hydrogène (Mc Mellan et Jeffrey, 1965).

La maille élémentaire de la structure II (figure IV.2) possède seize dodécaèdres pentagonaux (512) et huit hexakaidécaèdres. Les hexakaidécaèdres, contenant 28 molécules d'eau, sont des polyèdres composés de douze faces pentagonales et quatre faces hexagonales (51264) dont le rayon moyen est de 5,74 Å. Les grandes cages (51264) de la structure II sont donc plus grandes que les grandes cages de la structure I, pouvant ainsi accueillir des molécules de diamètre allant jusqu'à environ 6,6 Å. La stœchiométrie idéale pour cette structure est $16X-8Y-136H_2O$ où X et Y sont respectivement les molécules dans les petites (512) et grandes cages (51264). Puisque les grandes cages de la structure II peuvent contenir des molécules plus grosses que celles de la structure I, il a longtemps été admis que les hydrates de structure II ne peuvent se former qu'avec des molécules de grande taille, trop larges pour s'ajuster dans les cavités de la structure I, comme par exemple le propane ou l'iso-butane. Cependant, Davidson (1984) montrèrent que des molécules trop petites pour stabiliser les cavités 51262 ou 51264 (les grandes cages des structures I et II) peuvent former des hydrates de structure II car le nombre de petites cavités (512) par rapport au nombre de grandes cages dans la structure II est plus grand que dans la structure I. Ainsi des atomes ou molécules de taille inférieure à 4,2 Å (N_2 , Ar, Kr) peuvent former des hydrates de structure II.

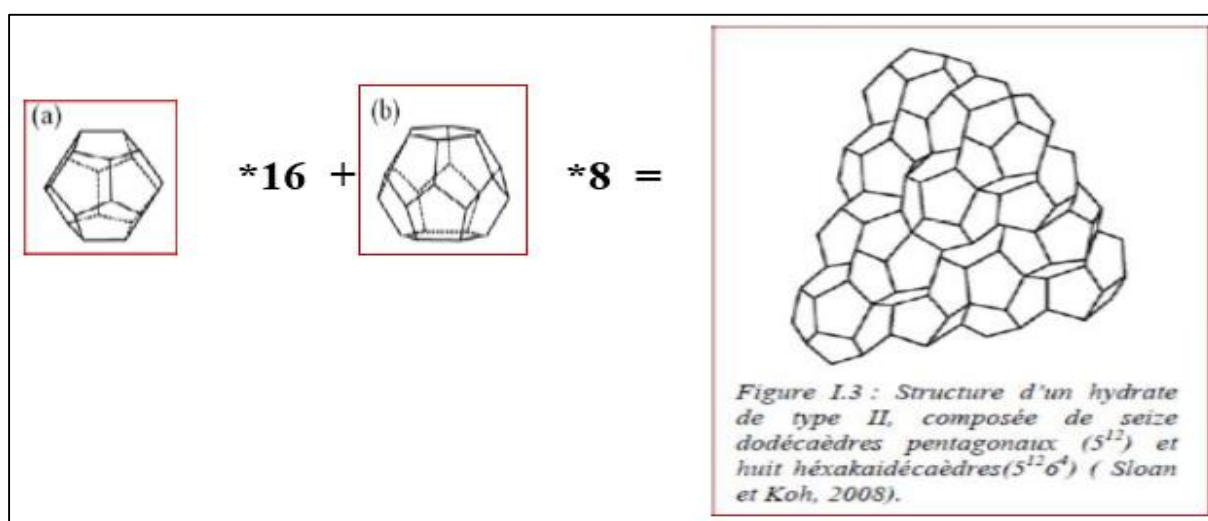


Figure IV.4 : Structure type II.

IV.2.2.c La Structure type H :

La structure type H, découverte par Ripmeester (1987) lors d'une étude d'un hydrate de 2,2-diméthyle pentane 5(Xe, H₂S)₃ 4H₂O, est une structure hexagonale. Les paramètres de maille de cette structure sont de l'ordre de 12 Å pour a et 10 Å pour c (Tableau IV.1).

La structure H (figure IV.5) est formée de trois différents types de polyèdres : trois dodécaèdres pentagonaux (512), un icosaèdre (51268), formé de douze faces pentagonales et huit faces hexagonales, et deux dodécaèdres irréguliers constitués de trois faces carrées, six faces pentagonales et trois faces hexagonales (435663). Les cavités 51268 sont composées de 36 molécules d'eau, alors que les cages 435663 en contiennent 20, à l'image des cavités 512.

Les cages icosaèdres (51268) d'une taille d'environ 6,84 Å sur 8,85 Å sont les plus larges de la structure H et peuvent contenir des molécules aussi larges que le cyclo-octane. Des hydrates simples, contenant seulement une sorte d'atomes ou molécules invités ne peuvent pas former de structure H. Les hydrates de type H ne se forment que si des petites molécules peuvent remplir les petites (512) et moyennes (435663) cages, des molécules plus grosses venant stabiliser les grandes cages (51268). La stœchiométrie idéale pour cette structure est 3X-1Y- 2Z-34H₂O où Z représente les cavités 435663. Les hydrates de structure H sont naturellement présents dans les sédiments marins mais beaucoup plus rares que les hydrates de structure I ou II.

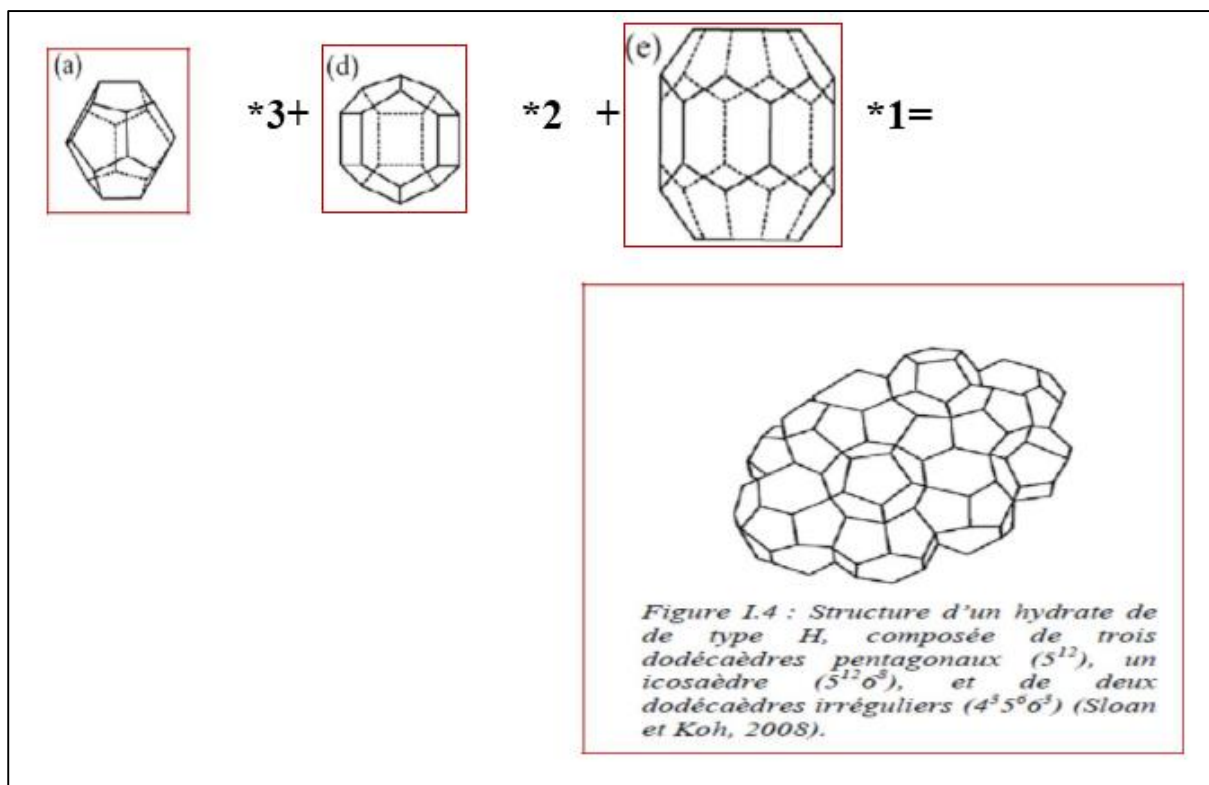


Figure IV.5 : Structure type H

IV.3 Les conditions de formation des hydrates :

La formation d'hydrates de gaz naturel et leur stabilisation est contrôlée par une interrelation entre la température, la pression, la composition et la concentration en gaz ainsi que la présence d'eau libre.

La formation des hydrates requiert quatre exigences: la présence d'eau, une température suffisamment faible, une pression suffisamment élevée et la présence de gaz en concentration suffisante. En l'absence d'un de ces critères, les hydrates sont instables et ne peuvent donc pas se former.

IV.4 Prévention des hydrates :

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

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

IV.4.1. Chauffage :

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation d'hydrates, une première solution particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, consiste à isoler la conduite. Si le transport est effectué sur une distance relativement importante, cette méthode en général, ne suffit pas, ou devient d'un coût prohibitif.

IV.4.2. Réduction de pression :

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

La dépressurisation n'est en général effectuée que sur un tronçon de conduite qu'il faut pouvoir isoler. Elle doit être menée simultanément de part et d'autre du bouchon, de manière à éviter les risques de projection de ce bouchon.

IV.4.3. Utilisation des inhibiteurs :

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

Sels : les plus efficaces comme inhibiteurs correspondant aux cations suivants

Al^{3+} , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Na^{+} et K^{+} .

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

V.1 Introduction :

Les installations de Projet de développement de champ BIR EL MSANA sauf le système de compression de gaz a démarré à partir de Juin 2016

Successivement, le système de compression de gaz et le gaz d'injection a démarré au Septembre 2016 (après trois mois).

Toutefois, le problème de formation des hydrates dans le système de compresseur de gaz est décelé après le démarrage dans la ligne de drainage de condensat. La température de service de condensat de ballon KO Drum 3^{ème} étage d'injection (29-V-0-0501 /0502) est refroidi à 0,3°C sous l'effet de Joule Thomson à travers une vanne de régulateur de niveau 29-LCV-0013 quand la pression chute de 108 barg à 8 barg.

La température de formation des hydrates dans le condensat est environne de 7°C. Puisque le condensat liquide contient une petite quantité d'eau, alors la formation d'hydrates est possible.

Au point de vue de sécurité, le système de compression de gaz est un domaine très critique puisque ce système fonctionne avec une grande pression 300 barg de gaz inflammable. Cela signifie que n'emporte quel défaut dans la conception ou processus de compresseur de gaz peut avoir un grand impact au BMS.

On rendre compte surtout les dangers dans les compresseurs de gaz, et, pour éviter le problème de formation d'hydrates, les exigences de changement dans le plant de système de compression de gaz.

Par le changement de ligne de drainage de condensat du 5^{ème} étage KO Drum à travers la vanne 29-LCV-0013 vers le ballon de 4^{ème} étage (KO Drum) au lieu d'envoyée le condensat vers le séparateur d'entrée. Alors la pression augmente de 8 bars à 33 bars. Par conséquence, la température de refroidissement de condensat sous l'effet de Joule Thomson variera de 0.3°C à 30°C alors que la température de formation d'hydrate est de 7°C

Conclusion, le problème de formation des hydrates dans la ligne de condensat de ballon 5^{ème} étage d'injection de gaz peut résolu avec ce changement. (Présenter dans la figure V.1 au page suivant).

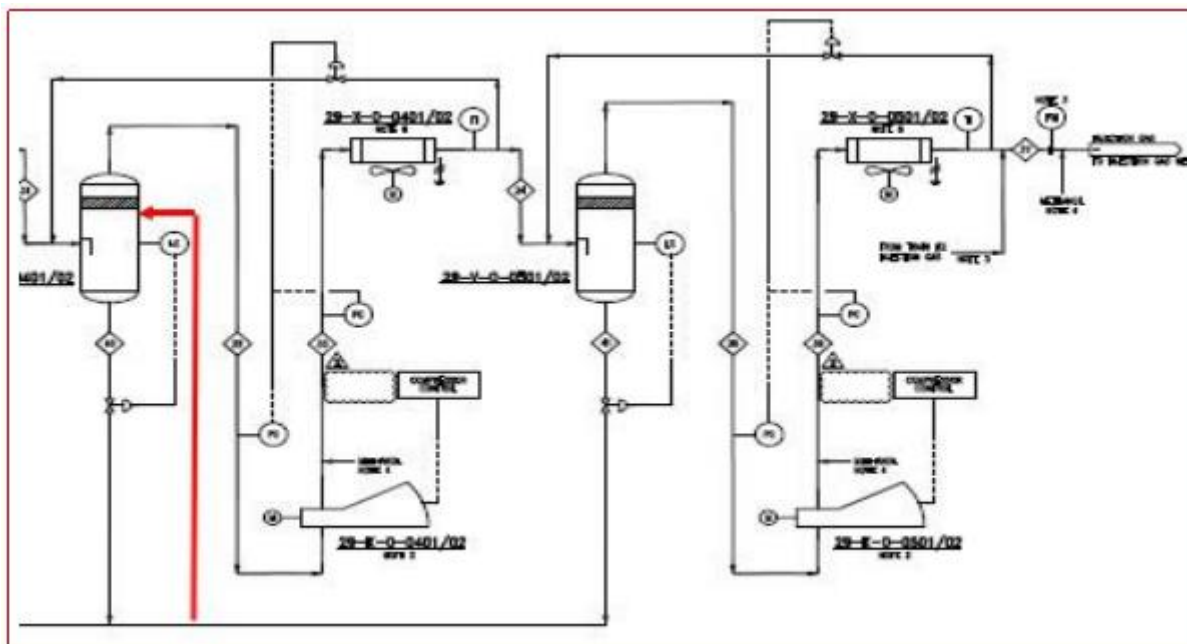


Figure V.1 : Le changement sur le plan de PFD (0304-FP-103) (voire Annexe C).

V.2 Description de problème (Rapport HSE) :

Le service HSE fait un rapport d'enquête d'événement de l'endommagement de la ligne de condensat au niveau de la vanne **29-LCV-0013** entre le ballon de 3^{ème} étage d'injection de gaz 1^{ère} train et le séparateur d'entrée, et ce type d'événement classé au prioritaire et la sécurité de processus contre l'événement.

V.2.1 Déclaration d'événement :

La ligne de condensat qui arrive du ballon du 4^{ème} et 5^{ème} étage de compresseur de gaz au séparateur d'entrée, est endommagé et écarté de sa position, a causé les conséquences suivantes :

- Réparation (coupure et soudure) au plusieurs points dans la ligne requis. -Le temps et le cout à dépenser sur les travaux de réparation
- L'arrêt des compresseurs de gaz, alors il n'y a pas d'injection de gaz au BMS 9.
- Tous le gaz produits envoyés vers la torche, des conséquences d'environnements.
- Probablement risque d'arrêt de CPF.



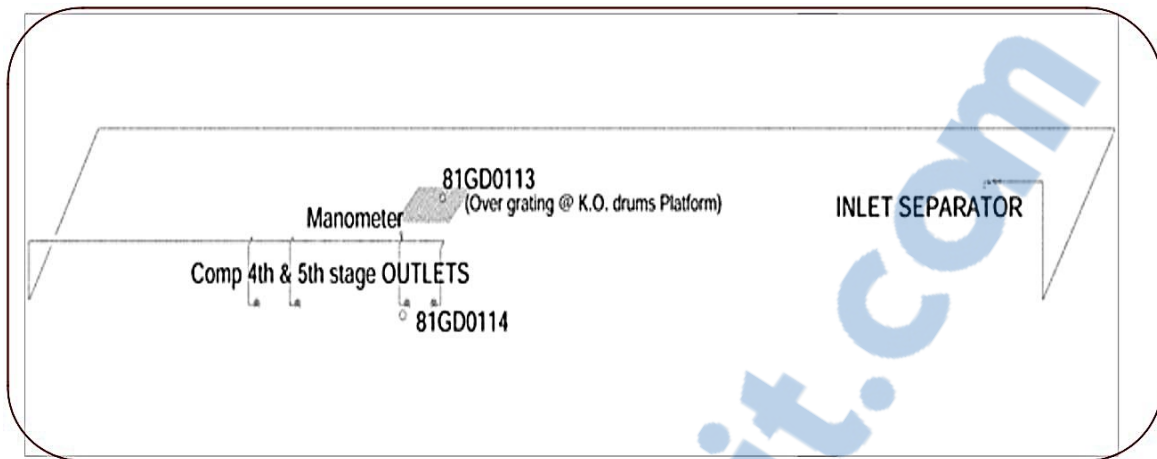


Figure V.2 : Schéma expliquant les positions des détecteurs et le manomètre dans la zone d'incident.

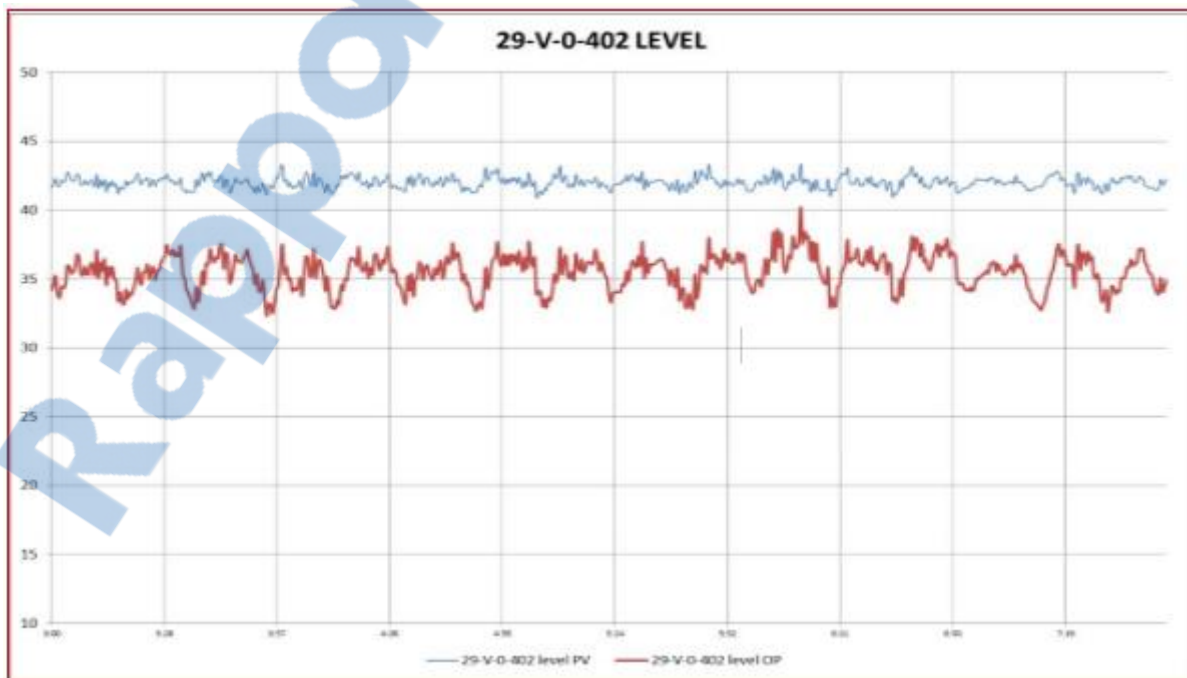


Figure V.3 : Le niveau dans le KO Drum de 4^{ème} étage train 1



Figure V.4 : Le niveau dans le KO Drum de 5^{ème} étage train 1

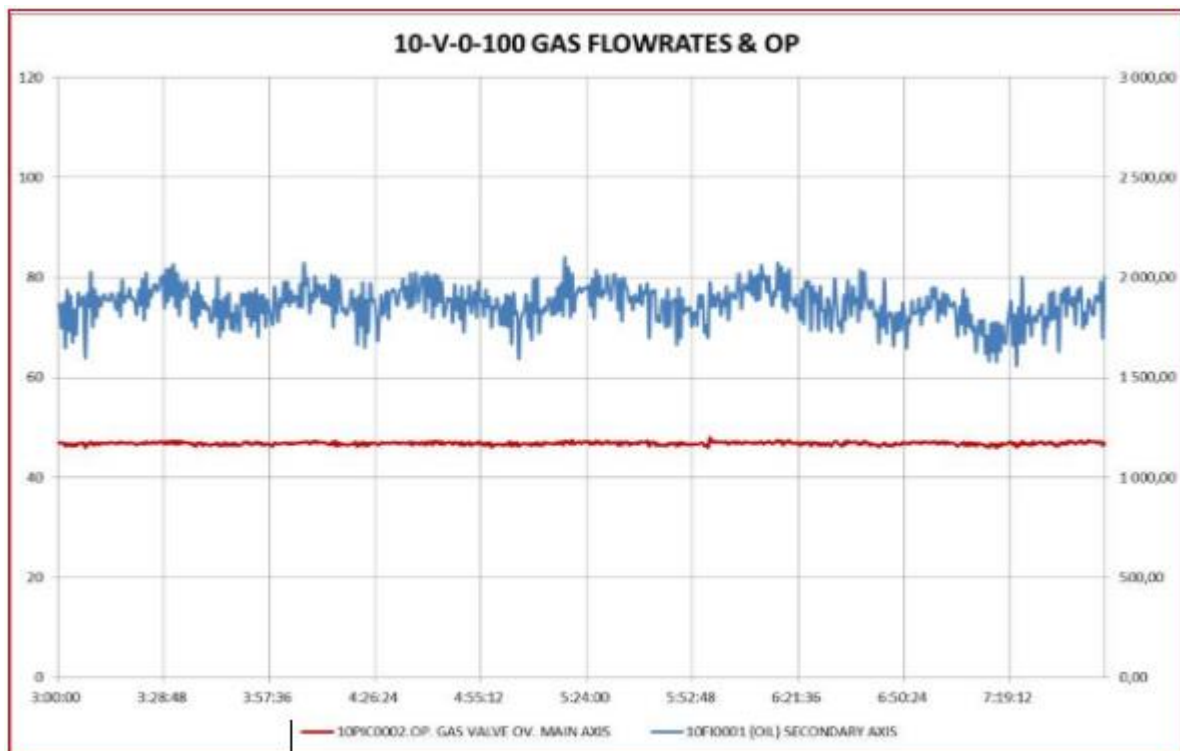


Figure V.5 : La variation de débit de gaz dans le séparateur d'entrée.

Une inspection sur l'endommagement de manomètre avoir que le manomètre est cassé à l'intérieur : le tube de bourdon présente une rupture à l'extrémité libre (peut être une surpression) et la lecture fixé aux **37 bars** (peut être le résultat de choc de la ligne de condensat).

Remarquant qu'il y a une possibilité de formation d'un bouchon à la sortie de vanne de 5^{ème} étage, il est possible un glace et ou formation des hydrates juste à la sortie de vanne parce que produire une basse température à l'expansion rapide des hydrocarbures à récupérer.

Le bouchon est libéré avec aucun moyen pour accepter le choc interne. Le rapport de **HEC 0340-FB-218** étudie la formation d'hydrate dans les charges de compresseur de gaz, mais la formation de la glace à la sortie de la vanne de condensat de ballon KO Drum 5^{ème} étage est considérée comme moins probable.

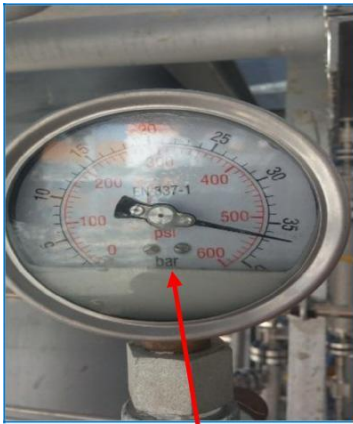
La charge de condensat est un mélange des compositions gaz et liquide, la plus part des compositions sont des produits légers. La simulation par **HYSYS** de la phase liquide à **22°C et 8 bar**, donné la composition dans le **tableau V.1** suivant :

Composition	Phase liquide (% Mole)
Nitrogène	0,10
H ₂ S	0,00
CO ₂	0,04
Méthane	1,98
Ethane	4,15
Propane	29,88
i-Butane	7,77
n-Butane	36,15
i-Pentane	8,10
n-Pentane	9,20
n-Hexane	2,12
Benzène	0,10
n-Heptane	0,33
Toluène	0,01
n-Octane	0,03
H ₂ O	0,04

Tableau V.1 la composition de la phase liquide à 22°C et 8 bars.

Dans ce tableau on remarque une quantité importante de Propane et Butane (73,8%) qui peut vaporiser facilement en cas ou la pression chute.

V.2.2 Les photos d'incident :



Photos V.1 : Manomètre défectueux.



Photos V. 2 : le support enlevé de sa place.



Photos V. 3 : Rupture de la soudure.



Photos V. 4: le pipe enlevée de sa place

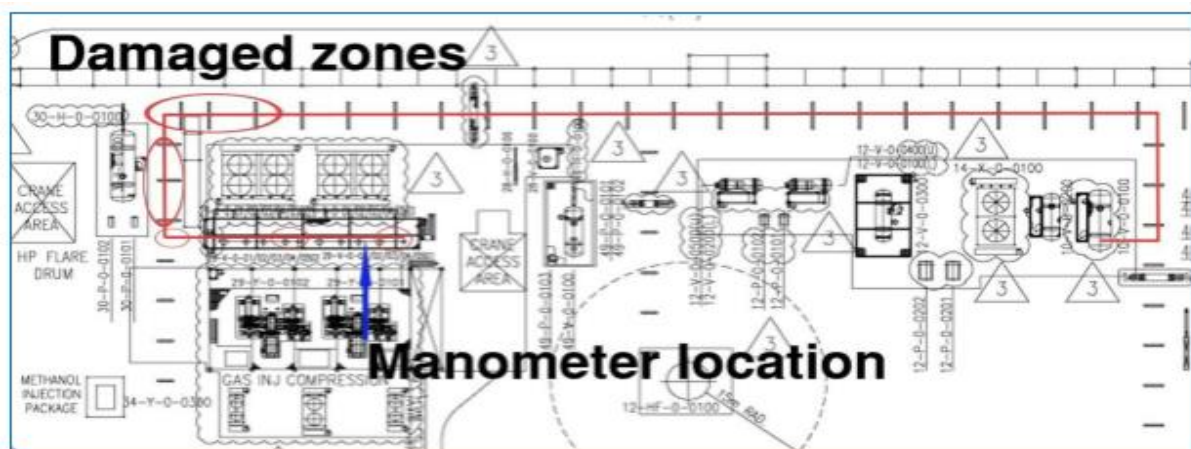


Figure V. 6 : Schéma représente location d'endommagement sur le CPF.

V.2.3 Analyse de la source de problème :

La cause immédiatement déplacement de liquide sur une long pipe dans le KO Drum est finie.

Les causes soulignées sont : la ligne de condensat est dépressurisée alors laisser le liquide à former une quantité de bulle de gaz qui s'écoule à l'envers déplacer dans le pipe à partir de séparateur d'entrée jusqu'à frapper première obstacle (un écarte à coupe de coude de 90°) à une longueur plus de 120 m.

La ligne n'est pas de forme U peut fixer dans le support, il est libre de bouger, heurter et impactant à plusieurs reprises contre ses propres guides. Ces bosses ont été transmises au reste de la ligne, en particulier, les points plus faibles sur les sorties LCV parce que leur faible diamètre.

Finalement, le GPL est devenu plus lourd et a commencé à tomber au-dessus du détecteur de gaz 81GD0114, les alarmes ont commencé à apparaître.

La défaillance de manomètre pourrait être le résultat d'un choc brusque, dérivé de débouchage de la vanne (29-LV-0213) est situé à la sortie de ballon KO Drum 5ème étage. (Bien qu'il ne peut pas être démontré), la plus grande quantité d'eau condensée passant par la vanne 29-LCV-0213 et les basses températures ambiantes tout le matin (environ de 4°C) pourraient contribuer à l'obturation.

Après l'inspection termine, les activités de correction de cet incident sont présentés ci-dessous :

- Inertie et échange de ligne
- Isolation de ligne avec stores
- Réparation des tronçons endommagés dans la ligne de condensat et inspection
- Examiner les détecteurs de gaz dans la zone des compresseurs de gaz
- Installer les caloporteurs au moins à partir de la sortie des vannes LCV des KO. Drums au premier coude
- Installer une isolation thermique ou le caloporteur a été installé

- Retirer l'indicateur de pression 'PI' de leur emplacement actuel et installer un indicateur de Température 'TI' et un transmetteur de pression 'PT' dans la section de ligne commune.
- Selon le conseil de superviseur de tuyauterie, installer des boulons en U qui pourraient empêcher le mouvement de la ligne. Transmission de points faibles de mouvement à ligne
- Mise en service de pompe d'injection de méthanol au 4ème étage d'injection de gaz

V.3 Vérification avec Simulation HYSYS :

La simulation par HYSYS permet de vérifier les calculs des dimensions (diamètre, hauteur, longueur et capacité) de plusieurs équipements dans les installations pétrolières (les séparateurs, les colonnes, compresseur, turbine...), et ainsi donner les différents paramètres tels que la pression, la température, le débit...) même les compositions chimiques de n'importe quel charge brute ou gaz afin d'obtenir des produits conformes à l'exigence établie par le constructeur.

La simulation dépend du choix du modèle thermodynamique. L'équation de Peng-Robinson (Annexe C) est la plus recommandée pour les hydrocarbures.

$$P = \frac{RT}{V - B} - \frac{a}{V(V + B) + b(V - b)}$$

P : pression absolue du fluide (gaz réel) en [KPA]

T: température absolue en [K]

R: constante universelle des gaz parfaits 8,314 KJ/ K Mol .K.

V : volume d'un mélange des gaz

a et **b** : constant positive de l'équation van der Waal propres à chaque fluide.

Cette équation est considérée adéquate pour le calcul d'équilibre liquide-vapeur des systèmes composés des hydrocarbures.

Les améliorations apportées par hypothèse à cette équation d'état lui permettent d'être très fiable pour une variété de système sur un large domaine de conditions. Elle résout rigoureusement tous les systèmes composés d'une seule phase, bi-phasique ou un système à trois phases avec haut degré d'efficacité et de précision, et est applicable sur une grande gamme de conditions.

V.3.1 Simulation à différentes saisons :

Dans cette partie on calcule la température à la sortie de ballon de 5^{ème} étage juste dans la vanne 29-LCV-0013, on présente l'étude pour les deux saisons hiver et été (avant et après la modification dans la ligne de condensat), à la fin on compare les résultats trouvés avec la solution proposée dans l'introduction.

Résumer, La température de service de condensat de ballon KO Drum 5^{ème} étage (29-V-0-0501 /0502) est refroidie à 0,3°C sous l'effet de Joule Thomson à travers une vanne de régulateur de niveau 29-LCV-0013 quand la pression chute de 108 barg à 8 barg. La température de formation des hydrates dans le condensat est environ de 7°C. Le condensat liquide contient une petite quantité d'eau, alors la formation d'hydrates est possible.

Par le changement de ligne de drainage de condensat du 5^{ème} étage KO Drum à travers la vanne 29-LCV-0013 vers le ballon de 4^{ème} étage (KO Drum) au lieu d'envoyer le condensat vers le séparateur d'entrée, alors la pression augmente de 8 bar à 33 bar, et la température augmente de 0,3°C à 30°C. Cette température est supérieure de température de formation d'hydrate 7°C.

V.3.1.a saison hiver :

Les conditions opératoires et les compositions de la charge d'alimentation pour le ballon 5^{ème} étage et de les deux sorties de gaz et de condensat sont représentées respectivement dans les tableaux V.2 et V.3.

	Unité de mesure	5 ^{ème} étage KO Drum (29-V-0-0501 /2)		
		Alimentation	Sortie gaz	Sortie liquide
Fraction vapeur	/	0.858	1	0
Pression	Barg	108.5	107.8	107.8
Température	°C	55	54.9	54.9
Débit massique	Kg/h	4203.3	3269.7	933.6
Enthalpie	Kj/Kg	-2918	-2902	-2973

Tableau V.2 : Conditions opératoires dans ballon (29-V-0-0501 /2)- en hiver

L'élément	Alimentation	Sortie gaz	Sortie liquide
N ₂	8.88	9.34	7.14
H ₂ S	0.00	0	0
CO ₂	0.35	0.36	0.33
C ₁	43.84	45.17	38.81
C ₂	11.85	11.81	11.99
C ₃	21.37	20.73	23.81
i-C ₄	2.4	2.28	2.86
n-C ₄	8.54	8.04	10.43
i-C ₅	1.05	0.97	1.37
n-C ₅	1.03	0.94	1.37
n-C ₆	0.13	0.12	0.19
Benzène	0.01	0.01	0.01
n-C ₇	0.01	0.01	0.02
Toluène	0	0	0
n-C ₈	0	0	0
Ethynyl-Bz	0	0	0
P-xylène	0	0	0
O-xylène	0	0	0
n-C ₉	0	0	0
n-C ₁₀	0	0	0
n-C ₁₁	0	0	0
n-C ₁₂ +	0	0	0
H ₂ O	0.53	0.23	1.66

Tableau V.3 : Les compositions chimiques de la charge d'entrée d'alimentation et d sortie de gaz et de liquide (condensat) à la sortie de ballon (29-V-0-0501 /2), en fraction molaire (%).

Les schémas représentatifs de simulation HYSYS de cas hiver dans l'Annexe C.
D'après le simulateur HYSYS, les résultats sont présentés dans la suite :

Dans le tableau V.4, les résultats sont donnés avant de faire les modifications sur la ligne de condensat (la ligne raccorde entre le ballon (29-V-0-0501 /2) de 5ème étage de compresseur de gaz et le séparateur d'entrée).

	Ballon 5 ^{ème} étage (29-V-0-0501 /2) juste sur la vanne 29-LCV-0013	
	Avant la vanne	Après la vanne
Pression (Barg)	108.5	8.5
Température (°C)	54.67	-0.64

Tableau V.4 : les différentes températures Avant les modifications (en hiver)

Dans le tableau V.5, les résultats sont donnés après les modifications sur la ligne de condensat (la ligne raccorde entre le ballon (29-V-0-0501 /2) de 5ème étage et le ballon (29-V-0-0401 /2) de 4ème étage de compresseur de gaz).

	Ballon 5 ^{ème} étage (29-V-0-0501 /2) juste sur la vanne 29-LCV-0013	
	Avant la vanne	Après la vanne
Pression (Barg)	108.5	32.3
Température (°C)	54.67	29.16

Tableau V.5 : les différentes températures Après les modifications (en hiver)

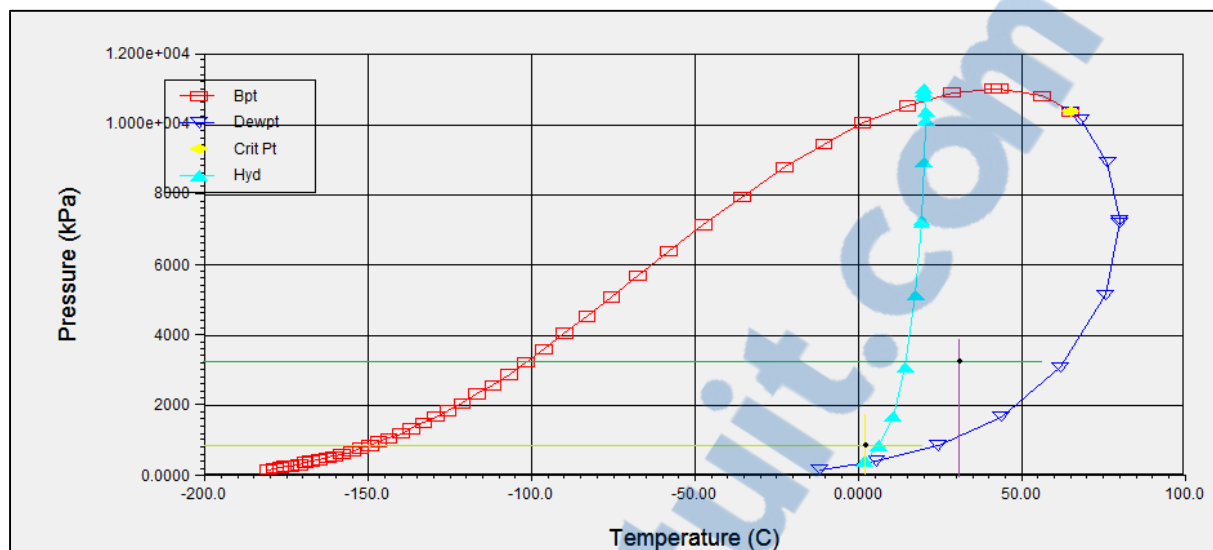


Figure V.7 : Diagrammes des phases dans le cas d'hiver.

A partir de diagramme des phases au-dessus, on a trouvé que :

- La température de formation des hydrates 6.33 °C.
- La température à la sortie de vanne 29-LCV-0013 est -0.64 °C et de pression 8.5 Bar. (Avant modification)
- La température à la sortie de vanne 29-LCV-0013 est 29.16 °C et de pression 32.3 Bar. (après modification)

Observation : La température de sortie après les modifications est grande à la température de formation d'hydrate avec une marge de $\Delta T \approx 22.5^\circ\text{C}$. Par contre, avant modification la température de sortie est inférieure à celle de formation d'hydrate, alors il y a un risque de formation d'hydrate.

V.3.1.b saison été :

Les conditions opératoires et les compositions de la charge d'alimentation pour le ballon 5eme Étage et de les deux sorties de gaz et de condensat sont représentées respectivement Dans les tableaux V.6 et V.7.

	Unité de mesure	5 ^{ème} étage KO Drum (29-V-0-0501 /2)		
		Alimentation	Sortie gaz	Sortie liquide
Fraction vapeur	/	0.957	1	0
Pression	Barg	108.5	107.8	107.8
Température	°C	55	54.8	54.8
Débit massique	Kg/h	747.5	700.6	46.9
Enthalpie	Kj/Kg	-2946	-2929	-3207

Tableau V.6 : Conditions opératoires dans ballon (29-V-0-0501 /2)- en été-.

L'élément	Alimentation	Sortie gaz	Sortie liquide
N ₂	10.64	10.93	5.38
H ₂ S	0.00	0	0
CO ₂	0.25	0.26	0.2
C ₁	50.37	51.26	33.99
C ₂	11.08	11.07	11.2
C ₃	16.04	15.74	21.71
i-C ₄	1.71	1.65	2.84
n-C ₄	6.43	6.15	11.51
i-C ₅	1.12	1.05	2.45
n-C ₅	1.29	1.19	2.98
n-C ₆	0.39	0.35	1.15
Benzène	0.02	0.02	0.05
n-C ₇	0.09	0.08	0.35
Toluène	0	0	0.01
n-C ₈	0.02	0.01	0.08
Ethynyl-Bz	0	0	0
P-xylène	0	0	0
O-xylène	0	0	0
n-C ₉	0	0	0.01
n-C ₁₀	0	0	0
n-C ₁₁	0	0	0
n-C ₁₂ +	0	0	0
H ₂ O	0.53	0.23	6.08

Tableau V.7 : Les compositions d'alimentation, le gaz et le liquide (condensat) à la sortie dans ballon (29-V-0-0501 /2), en fraction molaire (%).

Les schémas représentatifs de simulation HYSYS de cas été dans l'Annexe C. D'après le simulateur HYSYS, les résultats sont présentés dans la suite :

Dans le tableau V.8, les résultats sont donnés avant de faire les modifications sur la ligne de condensat (la ligne raccorde entre le ballon (29-V-0-0501 /2) de 5ème étage de compresseur de gaz et le séparateur d'entrée).

	Ballon 5 ^{ème} étage (29-V-0-0501 /2) juste sur la vanne 29-LCV-0013	
	Avant la vanne	Après la vanne
Pression (Barg)	108.5	8.5
Température (°C)	55.67	1.73

Tableau V.8 : les différentes températures avant les modifications (en été).

Dans le tableau V.9, les résultats sont donnés après les modifications sur la ligne de condensat (la ligne raccorde entre le ballon (29-V-0-0501 /2) de 5ème étage et le ballon (29-V-0-0401 /2) de 4ème étage de compresseur de gaz).

	Ballon 5 ^{ème} étage (29-V-0-0501 /2) juste sur la vanne 29-LCV-0013	
	Avant la vanne	Après la vanne
Pression (Barg)	108.5	32.3
Température (°C)	55	29.96

Tableau V.9 : les différentes températures après les modifications (en été)

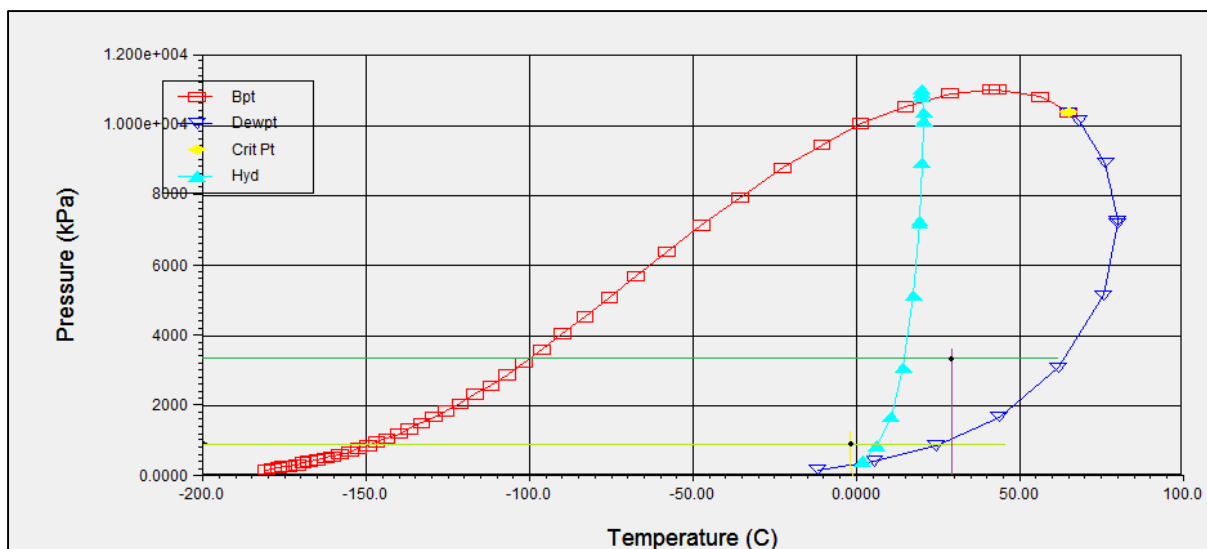


Figure V.8 : Diagrammes des phases dans le cas d'été.

A partir de diagramme des phases au-dessous, on à trouver que La température de formation des hydrates 6.33 °C.

- La température à la sortie de vanne 29-LCV-0013 est 1.73 °C et de pression 8.5 Bar. (Avant modification)
- La température à la sortie de vanne 29-LCV-0013 est 29.96 °C et de pression 32.3 Bar. (Après modification).

Observation : La température de sortie après les modifications est grande à la température de formation d'hydrate avec une marge de $\Delta T \approx 23.5^\circ\text{C}$. Par contre, avant modification la température de sortie est inférieure à celle de formation d'hydrate, alors il y a un risque de formation d'hydrate.

V.3.1.c Interprétation des Résultats :

A partir des résultats et les observations précédentes on voit que :

La solution fait pour éviter le phénomène de formation d'hydrate est le changement dans la ligne de condensat, le condensat est envoyé vers les ballons KO Drum (29-V-0-0401 et 0402) du 4ème étage des deux trains 01 et 02 au lieu d'être envoyé directement vers le séparateur d'entrée (10-V-0-0100).

Donc, le changement de ces conditions opératoires, telle que la diminution de pression de 108 bar jusqu'à 32.3 bar est suivie d'une diminution de la température de 55 °C à 29 °C avec la

présence d'une quantité d'eau libre, ainsi que la température de formation des hydrates est 7 °C, ces nouvelles conditions ne favorisent pas la formation des hydrates.

On tous les cas, la solution de changement effectue dans la ligne de condensat (connecter et alimenter de ballon 5ème étage avec le ballon de 4ème étage de compresseur du gaz Train 01 et 02) est efficace quel que soit en hiver ou en été.

Le tableau suivant à expliquer le résumer

	Le cas hiver		Le cas été	
	avant modification	Après modification	avant modification	Après modification
Température (Ts) à la sortie (°C)	-0.64	29.16	1.73	29.96
Pression à la sortie (Barg)	8.50	32.30	8.50	32.30
Comparaison entre le Ts et Th	$6.33 > -0.64$	$6.33 < 29.16$	$6.33 > 1.73$	$6.33 < 29.96$
La possibilité de formation d'hydrate	Oui	Non	Oui	Non

Tableau V. 10 : la possibilité de formation d'hydrate.

V.4 Etude économique :

Dans cette partie on va calculer le cout de gaz torchée (n'est pas injecté) et le condensat torché (n'est pas récupéré et entrainé avec le gaz) à partir de novembre 2016 jusqu'à avril 2017 (une période de 164 Jours).

Pour déterminer les pertes financières relatives sur le gaz torché, on va calculer la quantité de gaz n'est pas injecté vers le puits BMS-09 durant la période d'arrêt d'urgence.

N.B : on supposera que :

D : La période d'arrêt d'unité de compression du gaz en jours = 164 Jours.

V.4.1 Gaz torché (n'est pas injecté) :

- La quantité de gaz qui n'est pas injecté à cause de l'arrêt d'urgence durant la période d'arrêt pour les deux trains vers le puits BMS-09.
- Mais il faut savoir que le débit volumique moyen standard de gaz injecté par heure est $2300 \text{ Sm}^3/\text{hr}$.
- On va calculer le débit de gaz en normal mètre cube par heures (Nm^3/hr) :

La température moyenne du gaz à la sortie des compresseurs Train 01 et 02 est 55°C .
La pression moyenne du gaz à la sortie des deux compresseurs (01 et 02) vers BMS-09 est 260 bar.

Dans les conditions normales de la température et de la pression, on a :

$$T_n = 25^\circ\text{C} = 298.16^\circ\text{K}.$$

$$P_n = 1 \text{ bar} = 101.3 \text{ KPa}.$$

Par conséquent, le débit de gaz dans les conditions normales est calculé comme suit :

$$V_g = V \times (T_n / T) \times (P / P_n) \quad [\text{Nm}^3 / \text{hr}]. \quad (\text{V.1})$$

Alors :

$$V_g = 2300 \times (298.16 / 328.16) \times (26344.5 / 101.32)$$

$$V_g = 543358.358 \text{ Nm}^3 / \text{hr}.$$

$$Q_g = V_g \times 24 \times d$$

$$Q_g = 543358.358 \times 24 \times 164 = 2138658498$$

$$Q_g = 2138658498 \text{ Nm}^3$$

- Calcul de la perte financière C1 engendré par le gaz torché au lieu d'injecter vers le puits BMS-09 :

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut accorder une autorisation de torchage à la demande de l'opérateur.

L'opérateur sollicitant cette exception doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au Trésor public, non déductible, de huit mille (8000) DA par millier de normaux mètres cubes (Nm³), Alors est 8 DA/Nm³.

Calcul du coût

$$C_1 = Q_g * 8$$

$$C_1 = 2138658498 * 8$$

$$C_1 = 1710926.8 * 10^4 \text{ DA}$$

V.4.2 Condensat torché (n'est pas récupéré) :

La quantité de condensat qui n'est pas récupéré à cause de l'arrêt d'urgence durant la période d'arrêt pour les deux trains est :

$$Q_c = Q_m * 24 * d \quad (V.2)$$

Q_m : la quantité de condensat récupéré dans les cinq ballons KO Drum (29-V-0-0101/.. /05 et 29-V-0-0201/.. /05) par heure.

Donc on trouve :

$$Q_c = 4 * 24 * 164 = 15744 \text{ m}^3$$

$$Q_c = 99026.78 \text{ Baril}$$

Pour calculer le cout de condensat torché, on concéder que le prix d'un baril de condensat égal le même prix d'un baril de pétrole brut (prix= 50 Dollars = 5000 DA).

$$C_2 = Q_c * 5000 = 99026.78 * 5000$$

$$C_2 = 49513.39 * 10^x DA$$

V.4.3 Le cout total :

Donc, pour calculer le cout total on sommer les deux couts précédents :

$$CT = C_1 + C_2 = 1710926.8 * 10^x + 49513.39 * 10^x$$

$$C_T = 1760440.1884 * 10^x DA$$

V.4.4 Conclusion d'étude économique :

D'après ce calcul, on trouve que la somme d'argent qui va payer BMS pour torché le gaz qu'il est enrichie de condensat est plus de 17.6 milliards de Dinar Algérienne, et en Dollars plus du 176.044 million de \$.

V.5 Conclusion :

D'après cette étude, la solution de rectification à effectuer au niveau de la ligne de condensat des ballons 5ème étage qu'est envoyé après la modification design vers les ballons KO Drum (29-V-0-0401 et 0402) du 4ème étage pour les deux Train 01 et 02 au lieu d'envoyé directement vers le séparateur HP (10-V-0-0100).

Donc, la température de sortie de condensat au niveau de la vanne 29-LCV-0013 est environ de 29°C (calcul par simulation HYSYS), au lieu de -0.64°C en hiver et 1.73°C en été. Cette température laisse une marge de sécurité de plus de 22°C, car la température de formation d'hydrate est 6.33°C (calcul par simulation HYSYS) et 7°C, même la température à la sortie de la vanne est de 30°C (indiquer dans le rapport INVESTIGATION), cette solution est applicable dans toutes les saisons hiver et été.

En fin, pour l'injection de gaz et récupération de condensat, nous pouvons obtenir un gain de plus de 17.6 milliards de Dinar Algérienne (presque 176 million de Dollars).

Rapport-Gratuit.com

Dans le but de Projet de Développement de BIR EL MSANA, le pétrole brut est traité afin d'abaisser sa tension de vapeur et diminuer au maximum ses teneurs en eau, sels et sulfure.

Le produit finis pétrole stable doit répondre aux spécifications commerciales, avant d'être expédiés vers HAUOD EL HAMRAA.

Le gaz et l'eau récupérés lors du traitement sont réinjectés dans les puits pour maintenir la pression du gisement.

La compression de gaz, pour le but de récupérer le maximum de condensat et augmenter la pression pour réinjecter dans le gisement, alors, cette étude est faite sur le problème de formation d'hydrate au niveau de la vanne **29-LCV-0013** qui se situe sur la ligne de condensat entre le ballon de 5^{ème} étage 1^{ère} train et le séparateur d'entrée (**10-V-0-0100**).

Après les calculs, je trouve que la température de formation d'hydrate est **6.33°C**, ainsi que la température de condensat à la sortie de ballon (**29-V-0-0501 /0502**) - juste après la vanne **29-LCV-0013** - est **-0.64°C**, **1.73°C** (en hiver et été respectivement). Alors, la formation d'hydrate est possible.

Mais, après la modification sur la ligne de condensat (raccorder entre le ballon de 5^{ème} étage et le ballon de 4^{ème} étage) la température de condensat à la sortie de ballon (**29-V-0-0501/0502**) - juste après la vanne **29-LCV-0013** est augmentée de **-0.64°C** à **29.16°C** en hiver et de **1.73°C** à **29.96°C** en été.

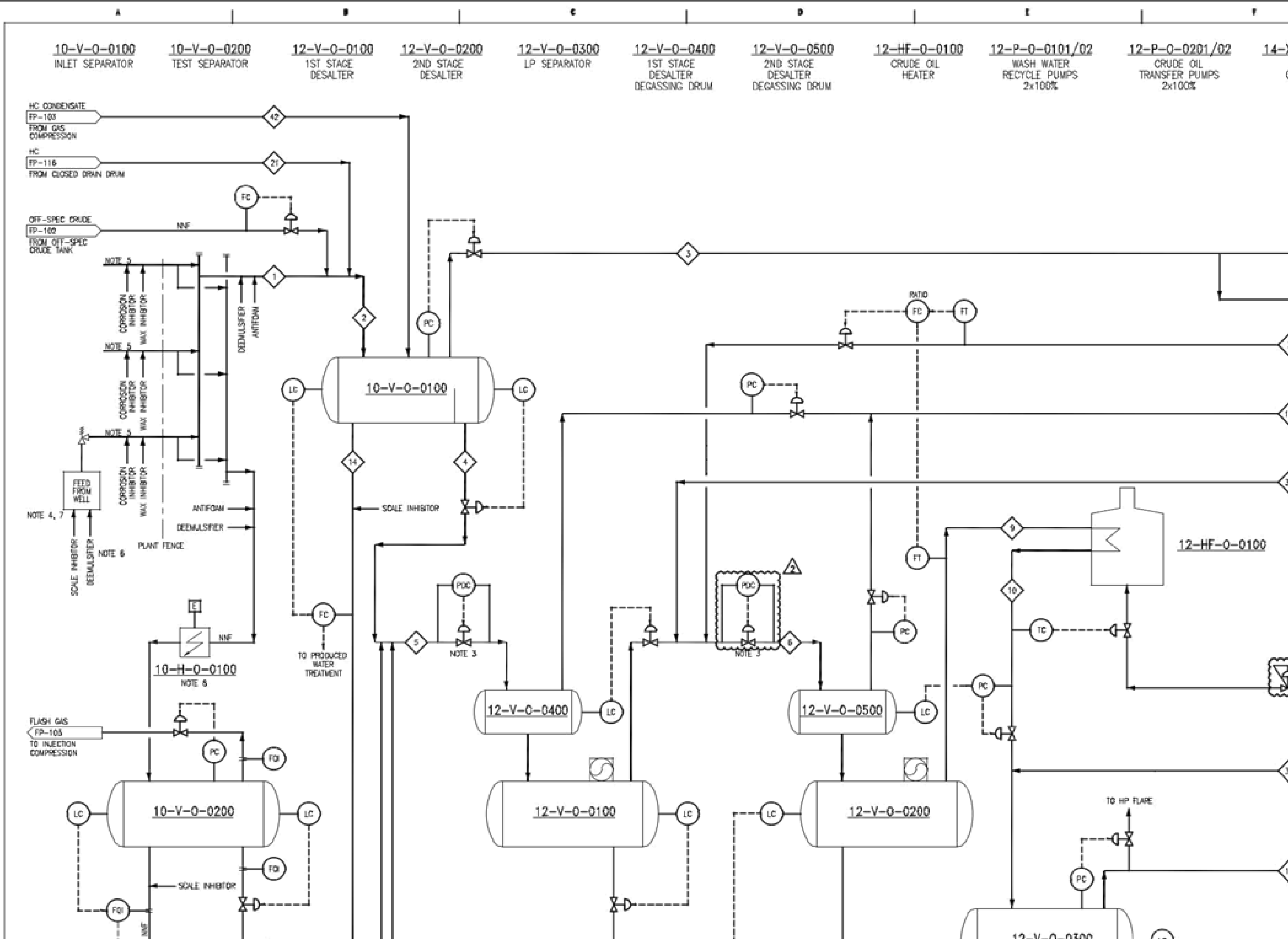
Côté environnementale conduit à l'amélioration des conditions de marche de l'unité ce qui implique la réduction des émissions des gaz torchés qui sont la source principale de la pollution atmosphérique et maintient la pression de gisement.

Ainsi que conclure que rapporte un gain important tant du côté technique économique **39,1805 × 10⁹ (DA/AN)** et côté environnemental concernant la protection de la santé humaine. Finalement, la solution effectuée est fiable car la marge de sécurité sera **22°C** qui assure le bon fonctionnement de compresseur de gaz et de récupération de condensat.

Annexe

Annexe A de Chapitre II

Représentation de CPF



A B C D E F

14-T-0-0101/02/03
ON-SPEC CRUDE
STORAGE TANKS

15-P-0-0101/02/03
CRUDE OIL
BOOSTER PUMPS
3x50%

15-P-0-0201/02/03
CRUDE OIL
EXPORT PUMPS
3x50%

14-V-0-0100
OFF-SPEC CRUDE
GAS BOOT

14-T-0-0200
OFF-SPEC CRUDE
STORAGE TANK

14-P-0-0100
OFF-SPEC CRUDE
PUMP

NOTE 2
LI

14-T-0-0101/02/03

NOTE 3

NOTE 3

15-P-0-0201/02/03

15-P-0-0101/02/03

FGI
CORROSION
INHIBITOR

WATER TO
OPEN DRAIN

CRUDE OIL
FP-101
FROM CRUDE
OIL COOLER

HC
FP-116
FROM CLOSED
DRAINS DRUM

HC
FP-105
FROM HP FLARE DRUM

TO LP
FLARE

TO LP
FLARE

NMF

29-K-O-0101/02
FLASH & INJECTION
GAS COMPRESSOR

29-K-O-0201/02
2ND STAGE FLASH
GAS COMPRESSOR

29-K-O-0301/02
1ST STAGE
INJECTION COMPRESSOR

29-K-O-0401/02
2ND STAGE
INJECTION COMPRESSOR

29-K-O-0501/02
3RD STAGE
INJECTION COMPRESSOR

29-V-O-0101/02
1ST STAGE FLASH
GAS KO DRUM

29-V-O-0201/02
2ND STAGE FLASH
GAS KO DRUM

29-V-O-0301/02
1ST STAGE INJECTION
GAS KO DRUM

29-V-O-0401/02
2ND STAGE INJECTION
GAS KO DRUM

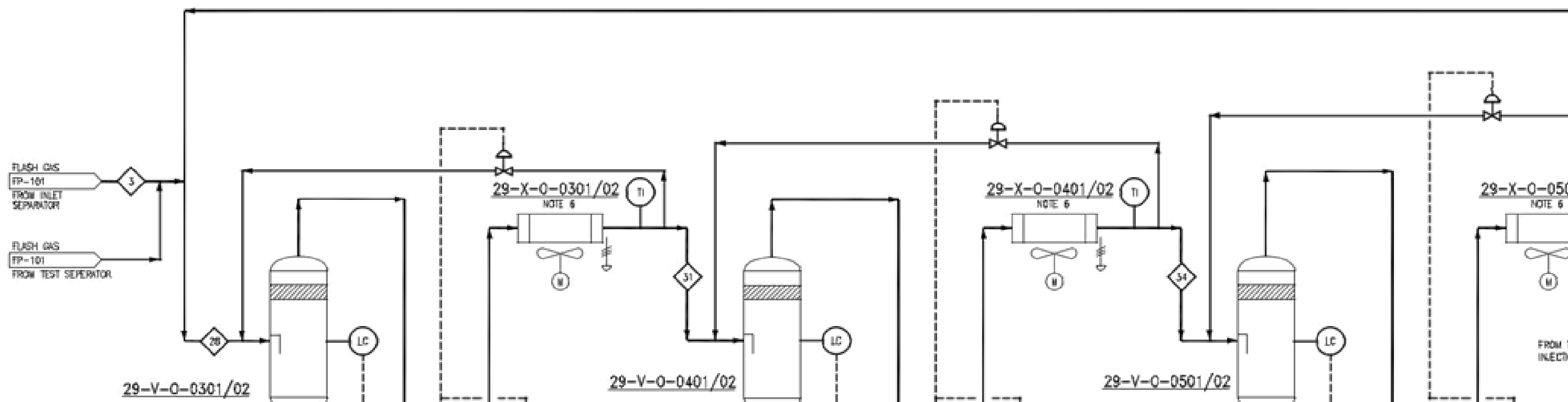
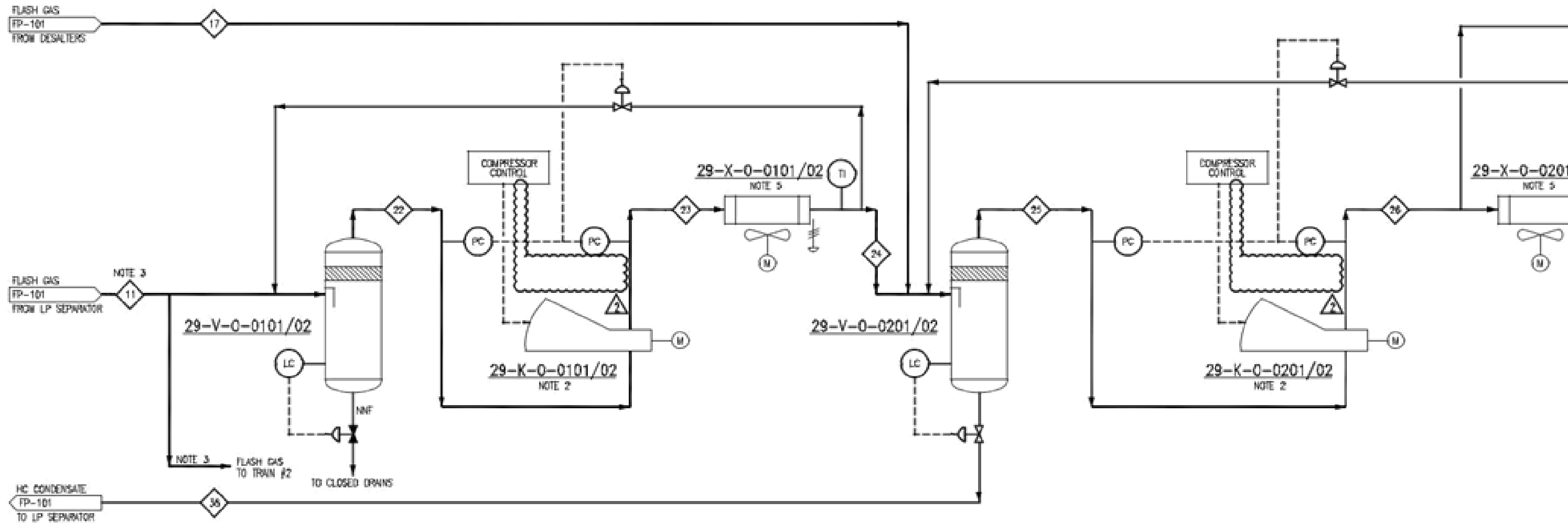
29-V-O-0501/02
3RD STAGE
INJECTION GAS

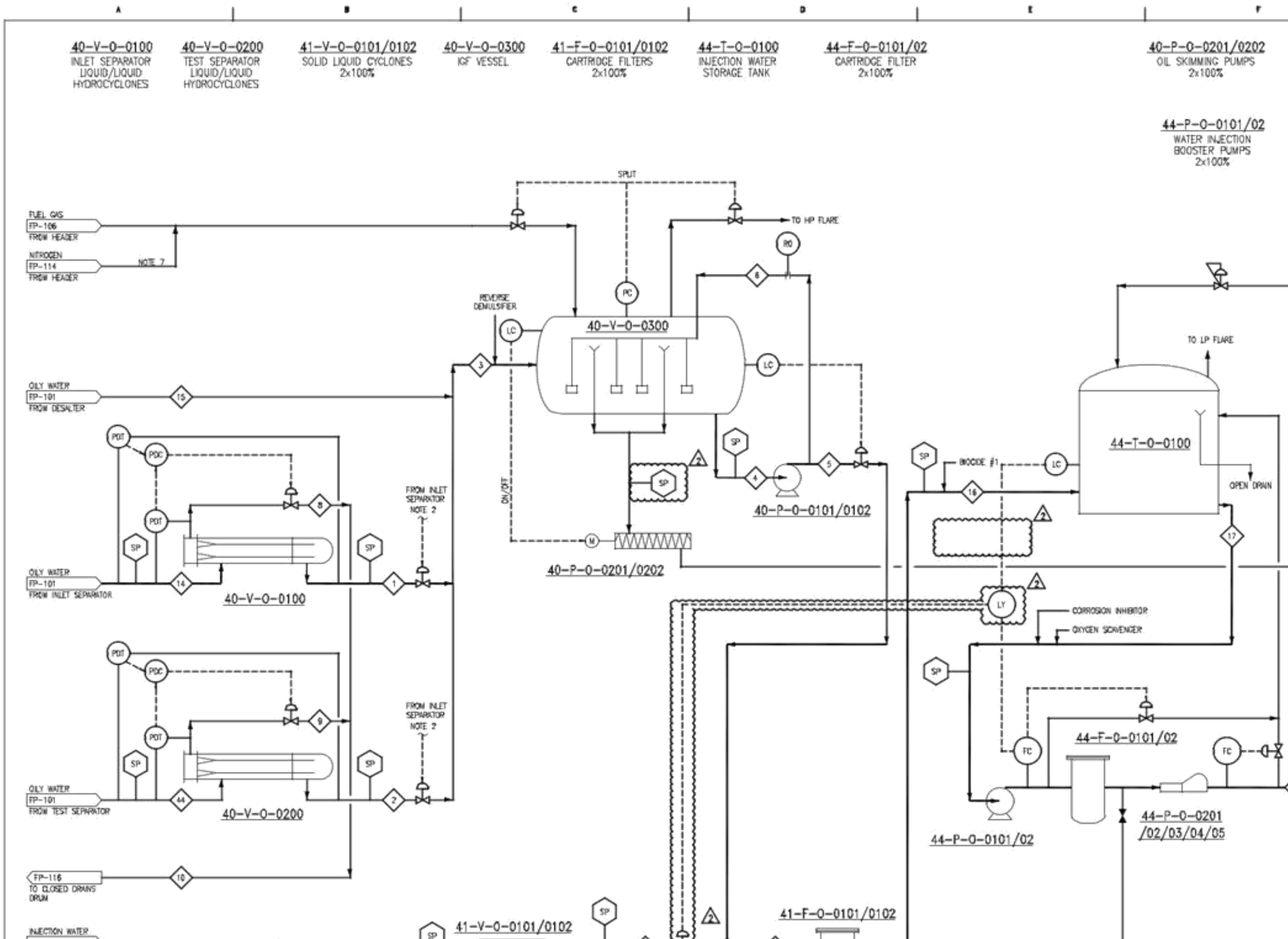
29-X-O-0201/02
2ND STAGE
FLASH GAS COOLER

29-X-O-0301/02
1ST STAGE INJECTION
GAS DISCHARGE COOLER

29-X-O-0401/02
2ND STAGE INJECTION
GAS DISCHARGE COOLER

29-X-O-0501/02
3RD STAGE INJECTION
GAS DISCHARGE COOLER





46-T-O-0300
WASH WATER TANK

50-T-O-0100
FIRE WATER TANK

46-T-O-0600
POTABLE
WATER TANK (CPF)

46-P-O-0101/02
RAW WATER FEED
PUMPS
2x100%

46-P-O-0301/02
WASH WATER
PUMPS
2x100%

46-P-O-0501
SOURCE WATER
PUMP (CPF)

46-P-O-0502
SOURCE WATER
PUMP (CPF)

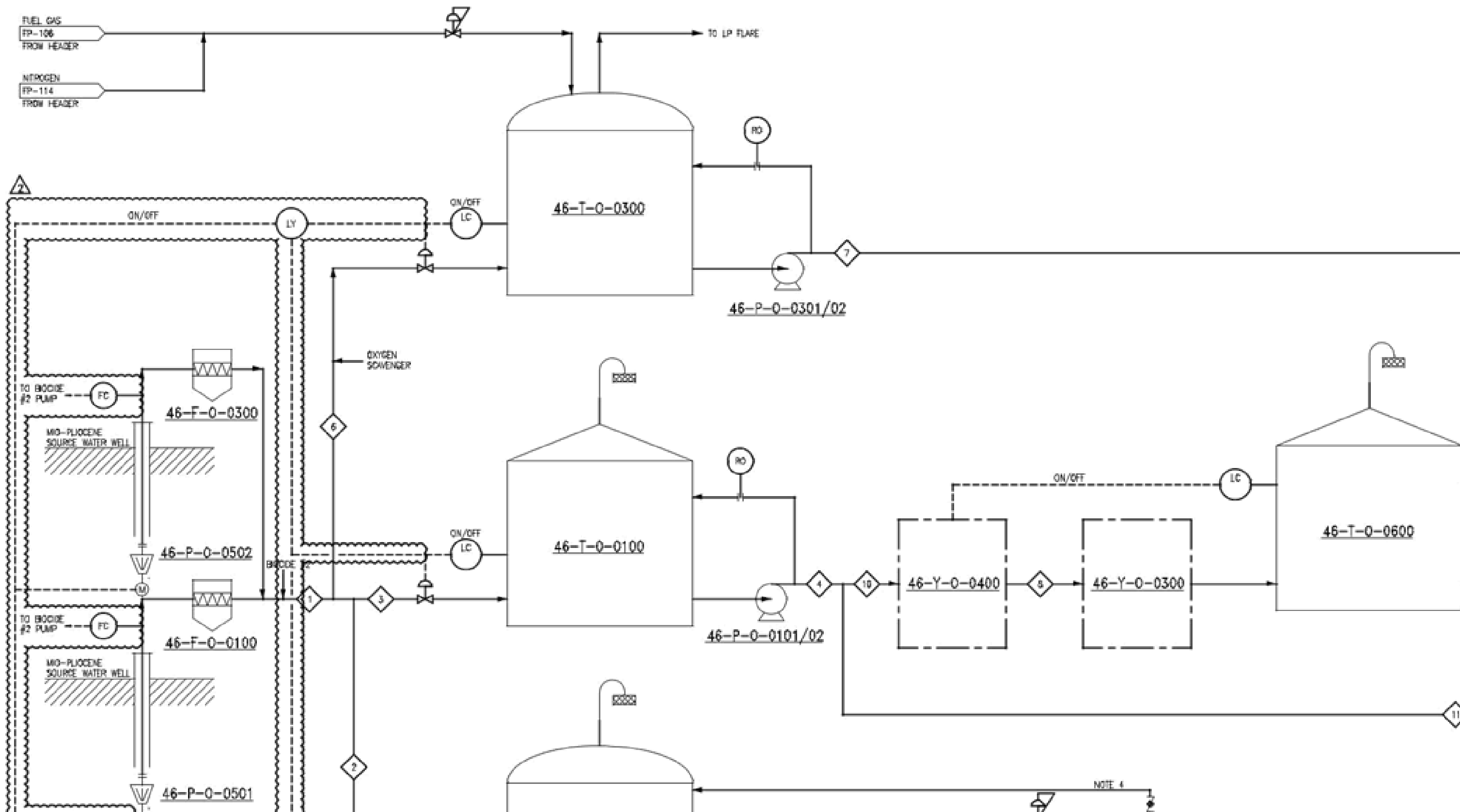
46-P-O-0701/02
POTABLE WATER
TRANSFER PUMPS (CPF)
2x100%

50-P-O-0101/02
FIRE WATER PUMPS
2x100%
(NOTE 1)

50-P-O-0201/02
FIRE WATER JOCKEY PUMPS
2x100%

46-F-O-0100
WATER FILTER
(CPF)

46-T-O-0100
RAW WATER TANK
(MIO-PLIOCENE WATER)



Annexe B de Chapitre II

L'injection des produits chimiques

Le tableau ci-dessous résume les systèmes d'injection de produits chimiques pour des installations entières de BMS.

[illegible]

Produit chimique requis	NO. de la pompe en service	NO. pompe de rechange	Débit normal de la pompe	Débit de pointe de la pompe	Pression de refoulement	Pression de déclenchement de PSV	TEMP SERV	Caractéristiques du réservoir	
		(Note1)	lit/hr	lit/hr	Barg	barg	(°C)	m³	Jours
u/s entrée séparateur	1	1	3.36	4.37	9	163	55		
u/s séparateur test	1	-	0.98	1.19	9	163	55		
inhibiteur de tartre								2.7	28
d/s entrée séparateur	1	1	3.01	3.92	9	13	55		
d/s séparateur test	1	-	1.00	1.19	9	13	55		
Zone de traitement d'eau									
inverseur d'anti-émulsion								1.0	55
u/s réservoir IGF	1	1	0.75	0.98	1	3.5	55		
Zone d'injection d'eau									
BIOCIDE #1								1.0	37
u/s Réservoir d'eau d'injection	1	1	59.64	77.53	1.5	3.5	55		
u/s S/L Hydrocyclone	1	1	33.96	44.15	6	17	55		
Extracteur d'oxygène								2.6	28
u/s réservoir d'eau de lavage	1	1	0.51	0.67	3.5	15	55		
d/s réservoir d'eau d'injection	1	1	2.39	4.65	1.5	3.5	55		
Inhibiteur de corrosion								2.0	28
d/s réservoir d'eau d'injection	1	1	2.98	3.88	1.5	3.5	55		
u/s chaque train du 3 ^{ème} étage injec refoulement de gaz de refroidissement	1	1	0.1	0.13	359	358	55		
BIOCIDE #2								1.0	69
u/s Réservoir d'eau brute/lavage/anti-incendie ligne commune	1	1	0.6	2.5	4.0	10	55		
METHANOL								2.0	28
Compresseur d'injection 2 ^{ème} étage	1		(Note 3)	1.00	110	130	55		

Produit chimique requis	NO. de la pompe en service	NO. pompe de rechange	Débit normal de la pompe	Débit de pointe de la pompe	Pression de refoulement	Pression de déclenchement de PSV	TEMP SERV	Caractéristiques du réservoir	
		(Note1)	lit/hr	lit/hr	Barg	barg	(°C)	m ³	Jours
Compresseur d'injection 3 ^{ème} étage	1		(Note 3)	1.00	359	394	55		
Ligne d'écoulement de gaz d'Injection	1	1	1.78	2.31	359	394	55		
Expédition de pétrole									
Expédition de pétrole (Inhibiteur de corrosion)	1	1	1.82	2.43	27.5	30.8	22-55	1.2	28
Puits Barremian (WSW-1)									
inhibiteur de tartre	1	1	1.70	2.21	11	17	55	1.1	28
Puits Barremian (WSW-2)									
inhibiteur de tartre	1	(Note4)	1.70	2.21	11	17	55	1.1	28

Annexe C de Chapitre V

**Etude de problème d'endommagement de la
ligne de condensat entre 5eme/4eme étage et
séparateur d'entrée avec solution**

29-V-0-0101/02
FLASH & BURNER
GAS COMPRESSION

29-V-0-0201/02
2ND STAGE FLASH
GAS COMPRESSION

29-V-0-0301/02
1ST STAGE
BURNER COMPRESSION

29-V-0-0401/02
2ND STAGE
BURNER COMPRESSION

29-V-0-0501/02
3RD STAGE
BURNER COMPRESSION

29-V-0-0101/02
1ST STAGE FLASH
AND PG. DRIVE

29-V-0-0201/02
2ND STAGE FLASH
AND PG. DRIVE

29-V-0-0301/02
1ST STAGE BURNER
AND PG. DRIVE

29-V-0-0401/02
2ND STAGE BURNER
AND PG. DRIVE

29-V-0-0501/02
3RD STAGE BURNER
AND PG. DRIVE

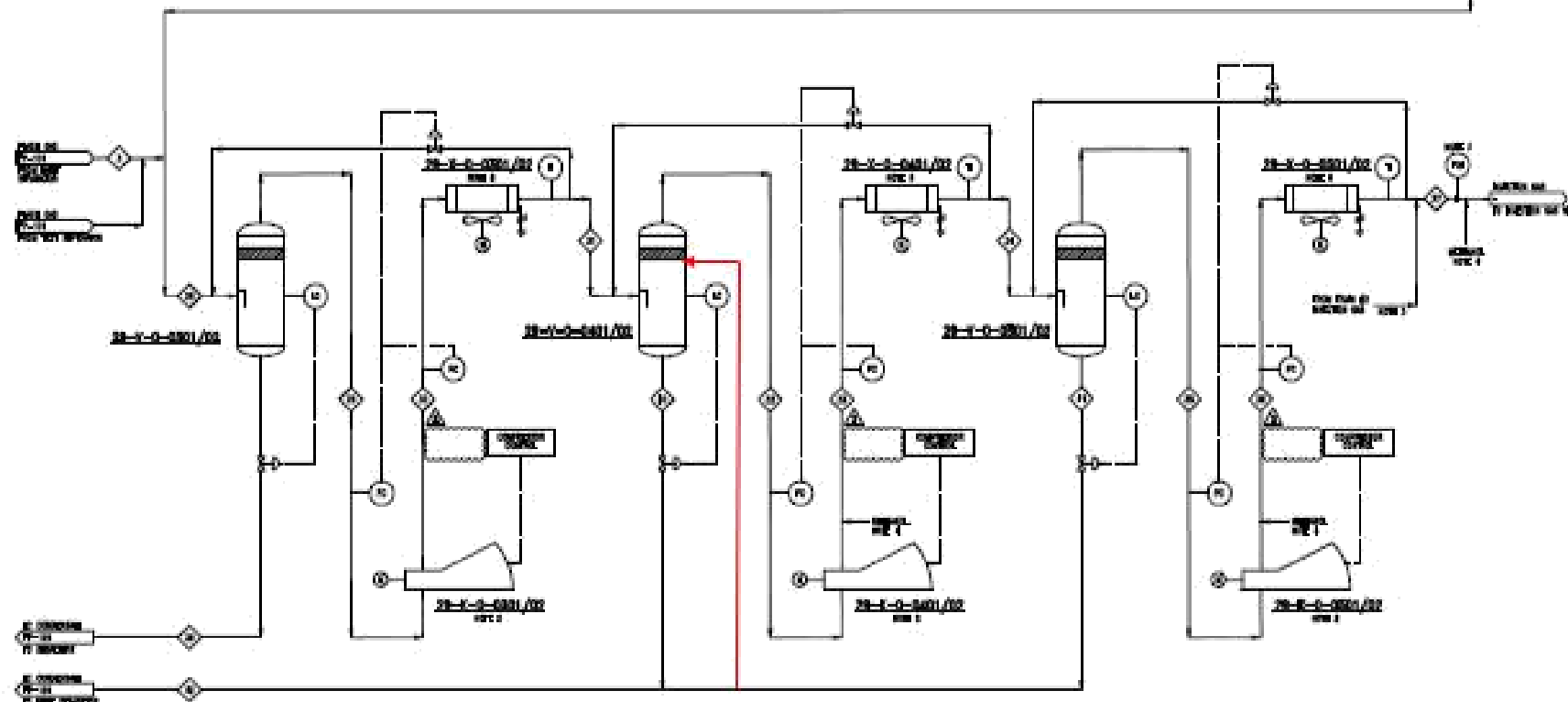
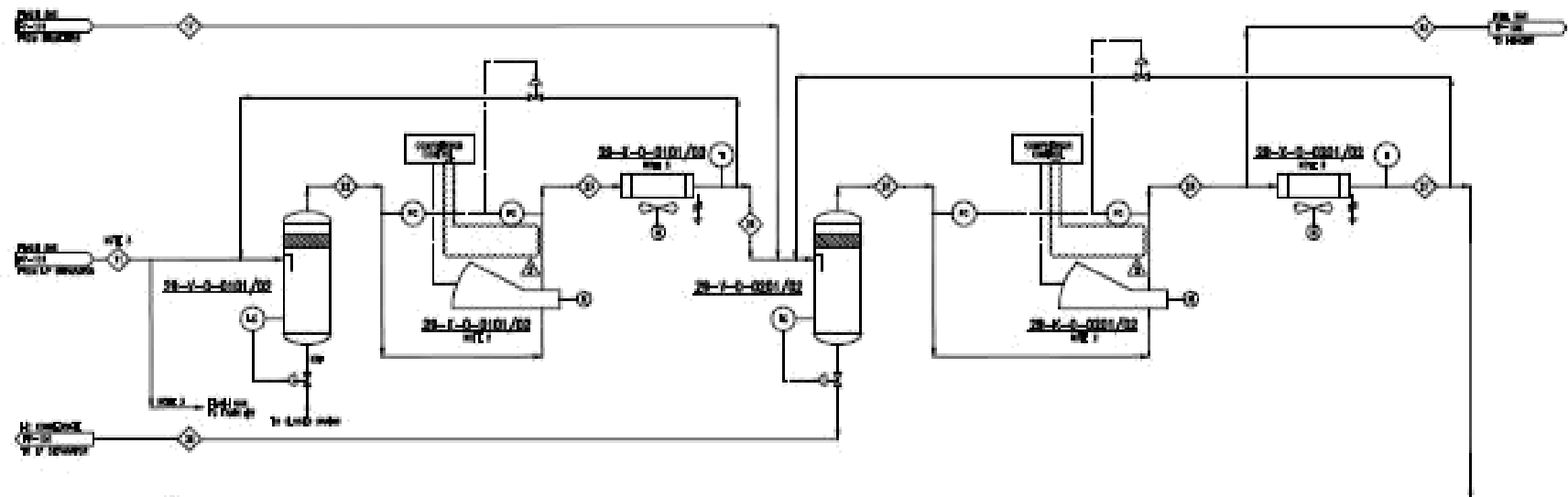
29-V-0-0101/02
1ST STAGE
FLASH GAS COOLER

29-V-0-0201/02
2ND STAGE
FLASH GAS COOLER

29-V-0-0301/02
1ST STAGE BURNER
GAS DEHEAT COOLER

29-V-0-0401/02
2ND STAGE BURNER
GAS DEHEAT COOLER

29-V-0-0501/02
3RD STAGE BURNER
GAS DEHEAT COOLER



NOTES

- FOR PIPE & SPECIAL FLANGE, REFER TO SPEC. NO. 1004-P-117-100
- FOR PIPE, REFER TO SPEC. NO. 1004-P-117-100
- FOR PIPE, REFER TO SPEC. NO. 1004-P-117-100
- FOR PIPE, REFER TO SPEC. NO. 1004-P-117-100
- FOR PIPE, REFER TO SPEC. NO. 1004-P-117-100
- FOR PIPE, REFER TO SPEC. NO. 1004-P-117-100
- FOR PIPE, REFER TO SPEC. NO. 1004-P-117-100
- FOR PIPE, REFER TO SPEC. NO. 1004-P-117-100

REVISIONS

1. (0000)

NO.	REV.	DATE	BY	CHKD.	APP.	DESCRIPTION
1	001	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
2	002	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
3	003	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
4	004	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
5	005	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
6	006	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
7	007	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
8	008	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
9	009	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
10	010	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
11	011	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
12	012	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
13	013	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
14	014	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
15	015	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
16	016	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
17	017	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
18	018	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
19	019	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00
20	020	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00	00/00/00

PROJECT	EL. NSAMA FIELD DEVELOPMENT PROJECT
PROCESS	PROCESS FLOW DIAGRAM
UNIT	UNIT 1
DESCRIPTION	DESCRIPTION
DATE	DATE
BY	BY
CHKD.	CHKD.
APP.	APP.
REVISIONS	REVISIONS
NO.	NO.
REV.	REV.
DATE	DATE
BY	BY
CHKD.	CHKD.
APP.	APP.

Équation de PENG-ROBINSON :

$$P = \frac{RT}{V-B} - \frac{a}{V(V+B)+b(V-b)} \quad (C.1)$$

L'équation cubique en Z (coefficient de compressibilité) s'écrit :

$$Z^3 - (1-B) Z^2 + Z (A - 3B - 2B) - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (C.2)$$

le calcul de la fugacité se fait à partir de la relation suivante :

$$\ln \phi_i = -\ln(Z - B) + (Z - 1) B_i - \frac{A}{2\sqrt{2}B} (A_i - B_i) \ln \frac{A+(\sqrt{2}+1)B}{A-(\sqrt{2}+1)B} \quad (C.3)$$

Avec :

$$A = a \frac{P}{P^2 T^2} \quad (C.4)$$

$$B = b \frac{P}{R T} \quad (C.5)$$

$$Z = \frac{P V}{R T} \quad (C.6)$$

$$a = \sum_i^n \sum_j^n X_i X_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - k_{ij}) \quad (C.7)$$

$$a = \sum_i^n x_i b_i \quad (C.8)$$

Les termes A_i et B_i sont donnée par :

$$a_i = 0,45724 \frac{(RT_{Ci})^2}{P} a \quad (C.9)$$

$$a_i = (1 + m (1 - T_{ri}^{0.5}))^2 \quad (C.10)$$

$$m = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 \quad (C.11)$$

$$b_i = 0,0778 \frac{RT_{Ci}}{P_{Ci}} \quad (C.12)$$

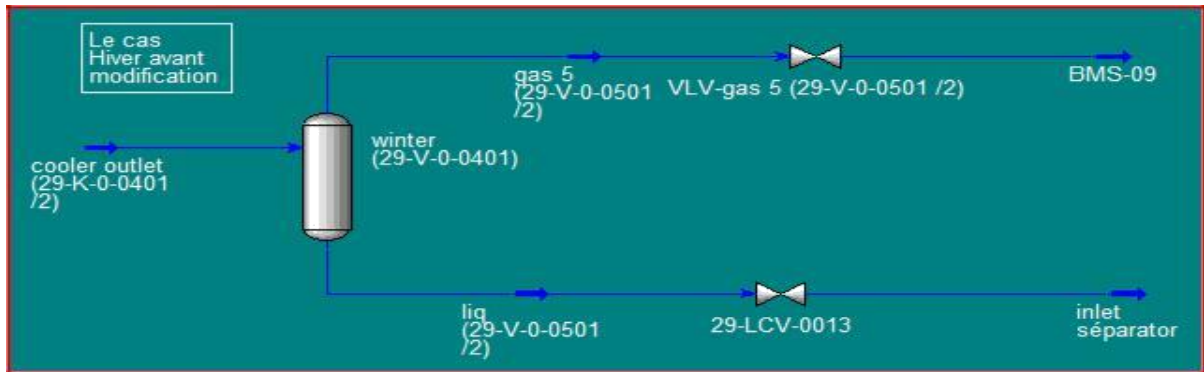


Schéma représenter le cas de l'hiver (ancien design).



Schéma représenter le cas de l'hiver (nouveau design).

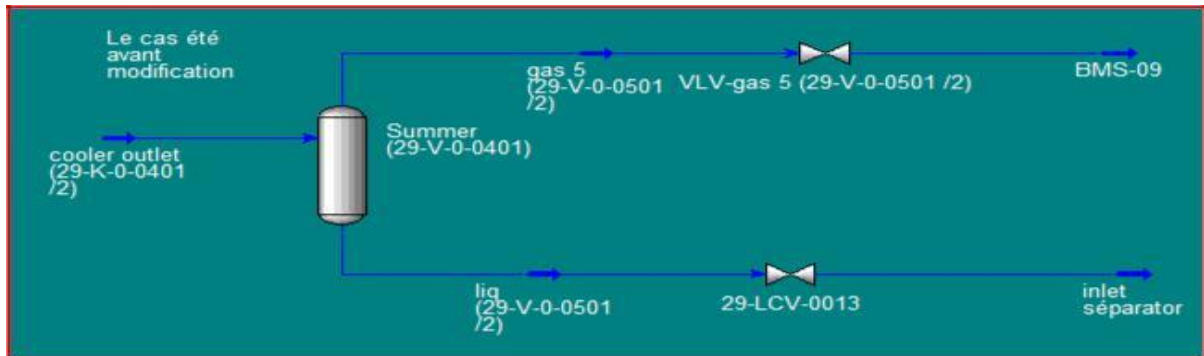


Schéma représenter le cas de d'été (ancien design).

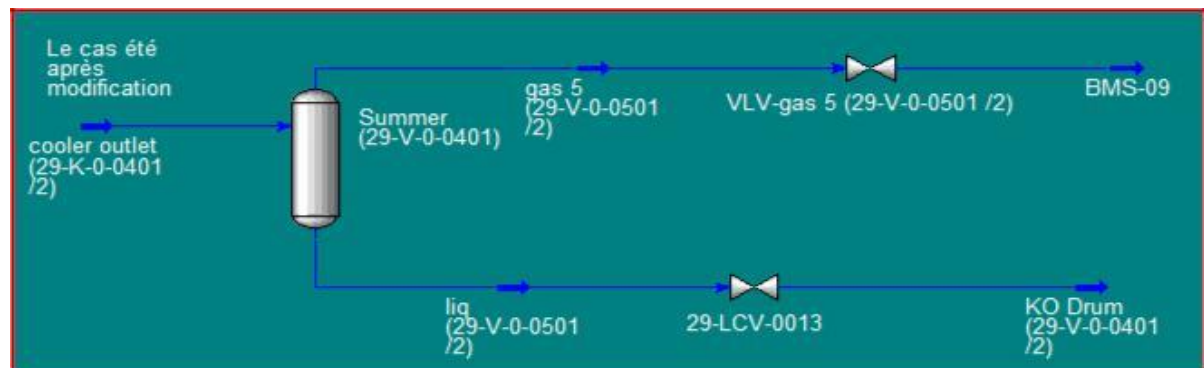


Schéma représenter le cas de d'été (nouveau design).

1. **Gaz déshydrations & hydrate report, Révision 1 au BMS. Doc No : 0304-FB-218.**
2. **HYSYS. Version 3.2 Hypo Tech. Aspen Technologie «User Guide », « Tutorials & Applications».**
3. **REPORT No : BMS 115-15, CEPSE INVESTIGATION**
4. **CONDENSATE LINE MODIFICATION IN GAS COMPRESSOR (DESIGN CHANGE HAZOP & CLOSE OUT REPORT, DOC No: 0304-LR-115**

Résumé :

L'objectif de notre travail consiste à étudier le problème de formation d'hydrate au niveau de vanne 29 –LCV -0013 qui a causé l'endommagement de la ligne de condensat entre 5eme/4eme étage et séparateur d'entrée.

La modification sera effectuer par le changement de la ligne de drainage de condensat du 5ème étage à travers la vanne 29-LCV-0013 vers le ballon de 4ème étage au lieu d'envoyée le condensat vers le séparateur d'entrée.

En fin pour justifier la modification d'installation faite à ce niveau par comparaison des résultats trouves avec les résultats de simulation par HYSYS.

Abstract:

The objectif of our work consists of studying the problem of hydrate formation at the level of 29–LCV -0013 valve, which has caused damage to the condensate line between the 5th / 4th floor and the inlet separator.

The modification will be made by changing the drain line condensate of the 5th stage through the 29-LCV-0013 valve to the 4th stage balloon instead of sending the condensate to the inlet separator.

Finally, to make this modification of installing the valve at this level justifiable, we compare the results found with the results of simulation done by HYSYS.

ملخص:

الهدف من عملنا هذا هو دراسة إشكالية تشكل الهيدرات على مستوى الصمام 29 LCV -0013 والذي تسبب في تلف خط المكثفات ما بين المستويين الخامس والرابع وعازل المدخل.

التعديل سيكون باستبدال قناة التصريف الخاصة بالمستوى الخامس عبر الصمام 29 LCV -0013 نحو بالون المستوى الرابع بدل ارسال المكثف نحو عازل المدخل.

في الأخير، لتبرير هذا التعديل، نقارن بين النتائج المتحصل عليها بعد المشكلة و النتائج المتحصل عليها من خلال المحاكاة ببرنامج HYSYS.