

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département : Chimie Industrielle



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم : الكيمياء الصناعية

Mémoire présenté en vue de l'obtention
du diplôme de Master en : **Génie des Procédés**

Option : Génie de l'environnement

Etude de la récupération des gaz associés
au pétrole brut du champs d'El Gassi El Agreb
région Hassi Messaoud

Présenté par :

HAMDAOUI Yasmine

Devant le jury composé de :

Présidente : M^{eme} SMAÏL Dalila

Encadreur : Mr SAKRI Adel

Co-Encadreur : Mr MEKHLouFI Aissa (SONATRACH-DP Champs d'El Gassi El Agreb)

Examinatrice : M^{eme} BOUREMEL Chérifa

Remerciement

Au préambule de ce mémoire, je remercie de plus profond mon Allah le tout puissant qui m'a donné le courage et la volonté d'achever ce travail.

En témoignage de mon profond sentiment du respect , d'estime et de reconnaissance, je tiens à présenter mon sincère remerciement à :

Mon promoteur monsieur SAKRI Adel pour l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer.

A mes enseignantes et membre de jury, mesdames BOUREMEL Chérifa et SMAÏL Dalila.

Je tiens à remercier monsieur HAMDAOUI Mohamed directeur du champs d'El Gassi El Agreb et monsieur MEKHLLOUFI Aissa chef département HSE du champs d'El Gassi El Agreb qui m'ont orienté durant la préparation de mon mémoire de fin d'étude.

A tous le personnel de SONAHCESS.

Enfin je voudrai que tous les enseignants de département de chimie industrielle trouvent ici mes sincères reconnaissances et ma gratitude avec l'expression de mon profond respect.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Mon cher père HAMDAOUI Mohamed : aucune dédicace peut exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour toi. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et pour mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis mon éducation et ma formation.

A ma mère TARBINT Zineb l'affable , l'aimable et l'honorable : tu représente pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.

Merci mes très chers parents de me donner l'espoir et le courage le long de mon trajet d'étude et de m'offrir un avenir prospère.

A la joie de ma vie, ma frangine et mon âme soeur Fatma Zahra : Tu es la plus belle chose qui me soit jamais arrivé , tu es la soeur adorée que tout le monde voulait.

A mes chers frères ; Youcef et sa femme, Abd El Malik et mon petit héro Lotfi.

A Tata Nadia et ses fils.

Je le dédie aussi avec un grand amour à mes chères amies "Amira , H.Sara, Zahra, Souhir, Aya, Sabrine, Ibtissem, Abla, L.Sara, et Nour El Houda".

A mon frère Aures, la Famille Haddadi, la famille Helilou mes voisins la famille Boukhalfa, la famille Bourouba et la famille Bouzeghrane.

A tous mes collègues de génie des procédés , promotion 2017.

A mon prof encadreur , Mr. SAKRI Adel et M^{eme} BOUREMEL Chérifa .

A mon co-encadreur , Mr MEKHLouFI Aissa.

A toute personne qui a participé de près ou de loin pour l'accomplissement de mon travail.

Mes remerciements.

Hamdaoui Yasmine



Sommaire

Remerciement	I
Dédicace	II
Sommaire.....	III
Liste des figures	VII
Liste des tableaux.....	X
Liste d'abréviation	XI
Introduction Générale	1

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

I.1. Introduction	3
I.2. Différentes sortes de gaz combustibles.....	3
I.2.1. Gaz naturel conventionnel.....	3
I.2.1.1. Gaz non associé.....	3
I.2.1.2. Gaz associé	3
I.2.1.3. Gaz biogénique	4
I.2.2. Gaz naturel non conventionnel	4
I.2.2.1. Gaz de roche-mère	4
I.2.2.2 Gaz de réservoir compact	4
I.2.2.3 Gaz de houille	4
I.2.2.4 Gaz de mine	5
I.2.2.5 Hydrates de méthane	5
I.2.3. Biogaz	5
I.2.4. Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)	6
I.3. Caractéristiques du gaz naturel	6
I.3.1. Masse volumique	6
I.3.2. Volume massique	6
I.3.3. Densité	6

Sommaire

I.3.4. Pouvoir calorifique	7
I.3.4.1. Pouvoir calorifique supérieur (PCS).....	7
I.3.4.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI).....	7
I.3.5. Composition chimique	7
I.4. Traitement du gaz naturel.....	8
I.5. La combustion du gaz.....	10
I.5.1. Combustion stœchiométrique ou combustion théorique.....	10
I.5.2. Combustion complète en excès d'air.....	11
I.5.3. Combustion complète en défaut d'aire	11
I.5.4. La combustion incomplète	11
I.6. Séparation tri-phasique du pétrole du gaz et de l'eau.....	12

Chapitre II : Torchage du gaz

II.1. Introduction.....	15
II.2. Torchage du gaz.....	15
II.3. Causes de torchage.....	16
II.4. Torchage du gaz dans le monde.....	16
II.5. Risques liés au gaz torché.....	17
II.5.1 Inflammation.....	18
II.5.2. Explosion du mélange air/gaz	18
II.5.3. Gaz comprimé	18
II.5.4 Anoxie	18
II.5.5. Intoxication en cas de combustion incomplète	18
II.5.6. L'effet de serre	18
II.6. Système de torches du champs d'El Gassi El Agreb.....	19
II.6.1. Le système de torchage à haute pression (HP)	19

Sommaire

II.6. 2. Le système de torchage à basse pression (BP).....	19
--	----

Chapitre III : Présentation du champs GEA

III.1 Introduction.....	21
III.2 Historique du champ El Gassi.....	21
III.2.1 Situation géographique	22
III.3. Organisation de la Direction d'El Gassi El Agreb.....	24
III.4. Département HSE	24
III.4.1. Service prévention	25
III.4.2. Service intervention	26
III.4.3. Service environnement	26
III.5. Département exploitation.....	27
III.5.1. Centre GS1.....	28
III.5.1.1. Laboratoire.....	29
III.5.2. Centre El Agreb.....	33
III.5.2.1. WEST Agreb	34
III.5.2.2. L'unité AR 06	34
III.5.2.3 L'unité AR02.....	34
III.5.3. Centre Zotti	35
III.5.3.1. Old Zotti.....	35
III.5.3.2. New Zotti.....	37

Chapitre IV : Matériels et méthode

IV.1. Introduction.....	38
IV.2. Process de récupération du gaz associé et son utilisation à GEA.....	38
IV.2.1. La Séparation	38
IV.2.1.1 Séparation HP.....	38
IV.2.1.2. Séparation LP.....	38

Sommaire

IV.2.2. Compression de gaz à GS1.....	39
IV.2.2.1 Unité VRU.....	39
IV.2.2.2. Compresseurs Booters	39
IV.2.3. Traitement du gaz à Zotti.....	43
IV.2.3.1. Old Zotti	43
IV.2.3.2. New Zotti	43
IV.3. L'injection des gaz associés au niveau des puits.....	53
IV.3.1. Puits producteurs en gaz lift.....	53
IV.3.2. Puits injecteurs MF.....	55

Chapitre V : Résultats et discussion

V.1. Introduction.....	58
V.2. Bilan de matière.....	58
V.3. Bilan mensuel du gaz associé	59
V.3.1 Bilan du gaz associé de Janvier au Avril 2017	59
V.3.2. Avant le GCR	60
V.3.3. Après le démarrage du GCR	61
V.3.4. Après la rupture du contrat avec AMERADA HESS.....	62
V.4. Torchage du gaz associé à GEA et les solution proposées	63

Conclusion

Référence

Annexe

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

Figure I.1.....	8
Figure I.2.....	13
Figure I.4.....	13
Figure I.5.....	13
Figure I.6.....	13

Chapitre II : Torchage du gaz

Figure II.1.....	15
Figure II.2.....	17
Figure II.3.....	20

Chapitre III : Présentation du champs

Figure III.1.....	22
Figure III.2.....	23
Figure III.3.....	24
Figure III.4.....	28
Figure III.5.....	28
FigureIII.6.	29
FigureIII.7.	30
FigureIII.8.	30
FigureIII.9.	31
FigureIII.10.....	32
FigureIII.11.....	32
FigureIII.12.....	33
FigureIII.13.....	34
FigureIII.14.....	35
Figure III.15.	36
Figure III.16.	36

Figure III.17.37

Chapitre IV : Matériels et méthode

Figure IV.1.....39

Figure IV.2.....40

Figure IV.3.....40

Figure IV.4.....41

Figure IV.5.....42

Figure IV.6.....44

Figure IV.7.....45

Figure IV.8.....46

Figure IV.9.....46

Figure IV.10.....47

Figure IV.11.....48

Figure IV.12..... 48

Figure IV.13..... 48

Figure IV.14.....49

Figure IV.15.....50

Figure IV.16.....51

Figure IV.17.....52

Figure IV.18.....53

Figure IV.19.....54

Figure IV.20.....55

Figure IV.21.....56

Figure IV.22.....56

Figure IV.23.....57

Chapitre V : Résultats et discussion

Figure V.1.	58
Figure.V.2.	60
Figure V.3.	61
Figure V.4.	62
Figure V.5.	63
Figure V.6.	68

Liste des Tableaux

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

Tableau I.1.	10
-------------------	----

Chapitre III : Présentation du champs

Tableau III.1.....	25
--------------------	----

Tableau III.2.....	27
--------------------	----

Chapitre V : Résultats et discussion

Tableau V.1.....	59
------------------	----

Tableau V.2.....	64
------------------	----

Tableau V.3.....	64
------------------	----

Tableau V.4.....	67
------------------	----

Liste d'abréviation

GNL: gaz naturel liquéfié.

CBM: *coalbed methane* , gaz de houille.

GPL: gaz de pétrole liquéfié.

PCS: pouvoir calorifique supérieure.

PCI: pouvoir calorifique inférieure.

HC: hydrocarbures.

GA: gaz associé

HP: *high pressure* , haute pression.

LP: *low pressure* , basse pression.

BP: basse pression.

GOR: *gas oil ratio* , le rapport du volume de gaz qui sort de la solution (gaz-pétrole).

GGFR: *Global Gaz Flaring Recuperation* ,le Partenariat publique pour la réduction globale de torchage du gaz.

CCNUCC: convention-cadre des nations unies sur les changements climatiques.

GEA: champs d'El Gassi El Agreb.

OPEP: organisation de production et exportation du pétrole.

GCR: *gas compression and reinjection* , compression et reinjection du gaz.

SNPA: société national du pétrole en Algérie.

AR01,02,06: centre d'El Agreb 01 , 02 et 06.

GS1: centre d'El Gassi

SONAHES: société d'exploitation commune (SONATRACH et AMERADA HESS).

DG: direction générale.

SIE: sureté interne de l'entreprise.

HSE: *health-safety-environnement* , Hygiène et sécurité de l'environnement.

PTW: *permit to work* , permis de travail.

OOS: *oil optimisation stabilisation* , optimisation et stabilisation du pétrole.

VRU: *vapor recuperation unit* , unité de récupération de vapeur.

Liste d'abréviation

HEH: Haoud El Hamra.

HMD: Hassi Messaoud

TVR: la tension de vapeur Reid.

BSW: *basic sediments and water* , mesure de l'eau et les sédiments dans le pétrole brut.

MES: matières en suspension.

MF: *miscible fluid* , gaz miscible.

GL: gaz lift.

SRGA: station de récupération des gaz associés.

BC: *booster compressure* , compresseur booster.

VFD: *variable frequency drive* , moteur électrique à vitesse variable.

PPM: partie par million.

UOP: type d'un tamis moléculaire.

CICA: type d'un tamis moléculaire.

GR1/GR2: gaz importé.

NEOVO PIGNIONE (FRAM5): turbine à gaz.

DP: division de production SONATRACH

FG: fuel gaz , (carburant).

GT: gaz torché.

GP: gaz produit.

MM: masse molaire.

Z: facteur de compressibilité.

GTL: *gas to liquid* , un carburant.

DME: dimethylether

PPH: Puits producteur d'huile.

PPE: Puits producteur d'eau.

PAT: Puits en abandon temporaire.

Liste d'abréviation

PIE: Puits injecteur d'eau.

PIG: Puits injecteur de gaz.

PAI: Puits attente d'intervention.

PAP: Puits en abandon permanent.

Introduction

Introduction générale

Lors de l'exploitation des puits du pétrole brut, celui-ci remonte souvent à la surface accompagné d'eau et de gaz (dit « gaz associé »). Après avoir été séparé du pétrole, le gaz peut être « torché », c'est-à-dire brûlé sur place, opération qui se manifeste par une flamme sortant d'une torchère. ^[1]

Réduit au strict minimum, l'utilisation de la torche peut toute fois s'avérer nécessaire en cas d'incident sur une unité pour la délester, afin que celle-ci ne monte pas en pression et ne devienne dangereuse. pendant le torchage et selon les quantités torchée, la combustion peut être plus ou moins incomplète, cela peut induire un dégagement de fumée noire , les particules émises ne concourent pas néanmoins à l'amélioration de la qualité de l'air. ^[2]

Cette pratique constitue une problématique environnementale sensible : elle engendrerait au niveau mondial l'émission de près des centaines de millions de tonnes de CO₂ par an, soit l'équivalent des émissions annuelles de 70 millions de voitures. ^[1]

Le protocole de Kyoto est un traité international ayant pour objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Acté en 1997, il est le prolongement de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) adoptée en 1992 au sommet de la Terre à Rio de Janeiro (Brésil). L'objectif initial du protocole de Kyoto était de parvenir durant la période d'engagement 2008-2012 à la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique d'au moins 5% (dans les pays engagés) par rapport aux niveaux de 1990. Une seconde période d'engagement a été fixée lors du sommet de Doha en décembre 2012. Elle s'étend du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2020. ^[3]

L'Algérie est un pays producteur de pétrole , membre de l'OPEP (organisation de production et exportation du pétrole) qui a participé à la concrétisation et le respect des engagements des pays membres au protocole de Kyoto en réalisant des infrastructures de récupération des gaz associés au niveau de la majorité de ses champs pétroliers , même bien avant.

Parmi les champs pétroliers , le champs d'El Gassi El Abreb (GEA) a démarré l'unité de récupération des gaz associés en Juin 1995 (Old Zotti) afin d'assister les puits producteurs de pétrole. En 2009 le projet de GCR (*gas compression & reinjection*) a été réalisé en partenariat entre SONATRACH et le partenaire américain AMERADA HESS pour une double mission afin d'augmenter la production du pétrole brut et la préservation de l'environnement.

Notre travail consiste à étudier la récupération des gaz associés au pétrole brut et leurs utilisations. Il est partagé en cinq chapitres ;

Le 1^{er} chapitre porte sur des généralités sur le gaz naturel et ses caractéristiques.

Le 2^{ème} chapitre montre le problème de torchage et les risque associés au brûlage des gaz associés au pétrole brut.

Le 3^{ème} chapitre est une présentation du champ d'El Gassi El Agreb et les trois centre producteurs du pétrole brut.

Le 4^{ème} chapitre représente les matériels , le process de traitement des gaz associés au pétrole brut et leurs utilisations au niveau du chaps d'El Gassi El Agreb.

Le dernier chapitre illustre les résultats obtenus de notre étude durant le stage pratique avec une discussion pour les analyser.

En fin, on termine ce projet de fin d'étude par une conclusion générale , ainsi que des paragraphes perspectifs sont présentés en conclusion à l'exposé de notre travail.

Chapitre I

Généralités sur le gaz naturel

I.1. Introduction

Le gaz naturel est une énergie fossile composée majoritairement de méthane, bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Dispose de nombreuses qualités, abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs.

La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le traitement, le transport, la distribution et la consommation.

Le gaz naturel se trouve sous pression dans les roches poreuses du sous sol ou en solution avec du pétrole brute ou du condensât. ^[4]

I.2. Différentes sortes de gaz combustibles

I.2.1. Gaz naturel conventionnel

Le gaz naturel se compose essentiellement de méthane, de formule CH_4 . Le gaz naturel conventionnel se trouve dans un réservoir, couche poreuse ou fracturée suffisamment perméable pour permettre sa circulation. Il peut comporter des impuretés. Elles sont extraites par les installations de traitement situées près des lieux de production, si bien que le gaz acheminé vers les points de consommation est parfaitement propre. ^[4]

I.2.1.1. Gaz non associé « sec », « humide » ou gaz « à condensats »

C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel. Il contient de plus en plus d'hydrocarbures condensables selon qu'il est «sec», « humide » ou « à condensats». C'est principalement ce gaz conventionnel non associé qui alimente le marché international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers (sous forme de GNL à -160 °C). ^[4]

I.2.1.2. Gaz associé

Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier. Pendant longtemps, il a été considéré comme inutile et brûlé. ^[4]

I.2.1.3. Gaz biogénique

Le gaz biogénique est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques. À l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile à cycle relativement rapide. Les gisements

biogéniques sont plutôt générés à faible profondeur, mais peuvent constituer des gisements de tailles significatives. Ils représentent environ 20 % des réserves connues de gaz conventionnel. ^[4]

I.2.2. Gaz naturel non conventionnel

Un gaz naturel non conventionnel est chimiquement identique au gaz naturel conventionnel. Il est appelé « non conventionnel » car la géologie du sol dans lequel il se trouve nécessite l'utilisation de techniques spécifiques. ^[4]

I.2.2.1. Gaz de roche-mère

Ce gaz naturel est présent dans une roche riche en matière organique dite « roche-mère », où il est formé et piégé. Lorsque la roche-mère présente une texture feuilletée, le gaz est appelé « gaz de schiste » (*shale gas* en anglais). En effet, certains de ces schistes contiennent du méthane issu de la dégradation de la matière organique présente dans la roche. Piégé dans la roche-mère à cause de sa faible perméabilité, il ne migre pas et reste plus diffus que le gaz conventionnel. Il est donc plus coûteux à produire que le gaz conventionnel car il faut davantage aller le chercher au plus près. ^[4]

I.2.2.2 Gaz de réservoir compact

Ce gaz (*tight gas* en anglais) est confiné dans des formations rocheuses très peu perméables et très peu poreuses, de grès ou de calcaire, situées généralement à plus de 3 500 mètres de profondeur. Dans certains cas, le gaz peut se trouver dans des zones peu étendues et isolées, séparées entre elles de quelques mètres, mais qui peuvent s'avérer inaccessibles par le même puits vertical en raison de la compacité de la formation rocheuse. ^[4]

I.2.2.3 Gaz de houille

Egalement appelé « gaz de couche » ou « gaz de charbon » (*coalbed methane, CBM*, en anglais), le gaz de houille désigne le gaz piégé dans des veines de charbon. On l'appelait aussi le « grisou ». Ce gaz est composé à près de 95 % de méthane. Son exploitation est en plein développement, en particulier aux États-Unis ou encore en Australie. Elle porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes ou minces pour être exploitées de façon conventionnelle. La Chine s'intéresse également de plus en plus à l'exploitation de ce type de gaz naturel. Des projets sont à l'étude en Lorraine. ^[4]

I.2.2.4 Gaz de mine

Quand le gaz de houille est récupéré directement dans d'anciennes galeries de mines, il contient une plus grande quantité d'azote (N_2) et on le nomme gaz de mine. Des quantités modestes sont actuellement récupérées depuis la fin des années 1970 dans les anciennes mines du Nord-Pasde-Calais. ^[4]

I.2.2.5 Hydrates de méthane

Ces hydrates sont des composés résultant de l'association de l'eau avec un gaz naturel. Leur existence est due à des conditions de forte pression et basse température qui peuvent être rencontrées en sous-sol des terres émergées (régions arctiques) et en milieu océanique profond (à quelques centaines de mètres de profondeur d'eau). Ces hydrates présentent des structures solides contenant du méthane prisonnier. Les volumes de gaz existant sous cette forme sont inconnus, les estimations varient de plusieurs ordres de grandeur selon les études. Aucune technologie rentable ne permet actuellement d'exploiter ces ressources, mais des tests sont en cours notamment au Japon, au Canada et aux États-Unis. ^[4]

I.2.3. Biogaz

Le biogaz est produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales en l'absence d'oxygène. Cette fermentation, appelée aussi « méthanisation », se produit naturellement dans les marais ou spontanément dans les décharges contenant des déchets organiques, mais on peut aussi la provoquer artificiellement dans des digesteurs pour traiter des boues d'épuration, des déchets organiques industriels ou agricoles, etc. Il s'agit du même phénomène que celui qui produit du gaz biogénique, à la seule différence qu'il a lieu en surface au lieu d'avoir lieu dans le sous-sol. Le biogaz est un mélange composé essentiellement de méthane et de dioxyde de carbone (CO_2), avec des quantités variables de vapeur d'eau, et de sulfure d'hydrogène (H_2S). On peut trouver d'autres composés provenant de contaminations, en particulier dans les biogaz de décharges. Le biogaz peut être épuré pour en extraire le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène : on obtient ainsi du bio-méthane que l'on peut injecter dans le réseau de gaz naturel. ^[4]

I.2.4. Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)

Les GPL sont des mélanges d'hydrocarbures légers, essentiellement du propane (formule C_3H_8) et du butane (formule C_4H_{10}). Ils sont issus du raffinage du pétrole pour 40 % et du traitement du gaz naturel pour 60 %. Leurs caractéristiques leur permettent d'être stockés à température ambiante sous forme liquide. Le grand public confond parfois GPL et GNL, pourtant ils sont différents. ^[4]

I.3. Caractéristiques du gaz naturel

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes:

I.3.1. Masse volumique

C'est la masse de l'unité de volume du gaz exprimé en Kg / m^3 , elle est en fonction de la température et de la pression, en d'hors des conditions spécifiées on se réfère à des conditions dites normales ou standards (Dans l'industrie pétrolière et gazière):

- Condition normale : $T = 0^{\circ}C$, $P = 1atm$.
- Condition standard : $T = 15^{\circ}C$, $P = 1atm$. ^[5]

I.3.2. Volume massique

Représente le volume occupé par unité de masse de gaz, il est donc l'inverse de la masse volumique et s'exprime en m^3 / Kg . ^[5]

I.3.3. Densité

Pour un gaz elle est définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de la pression. ^[6]

$$\text{Densité du gaz} = \text{masse moléculaire} / 28.966$$

I.3.4. Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (J/m^3).

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

I.3.4.1. Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

I.3.4.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

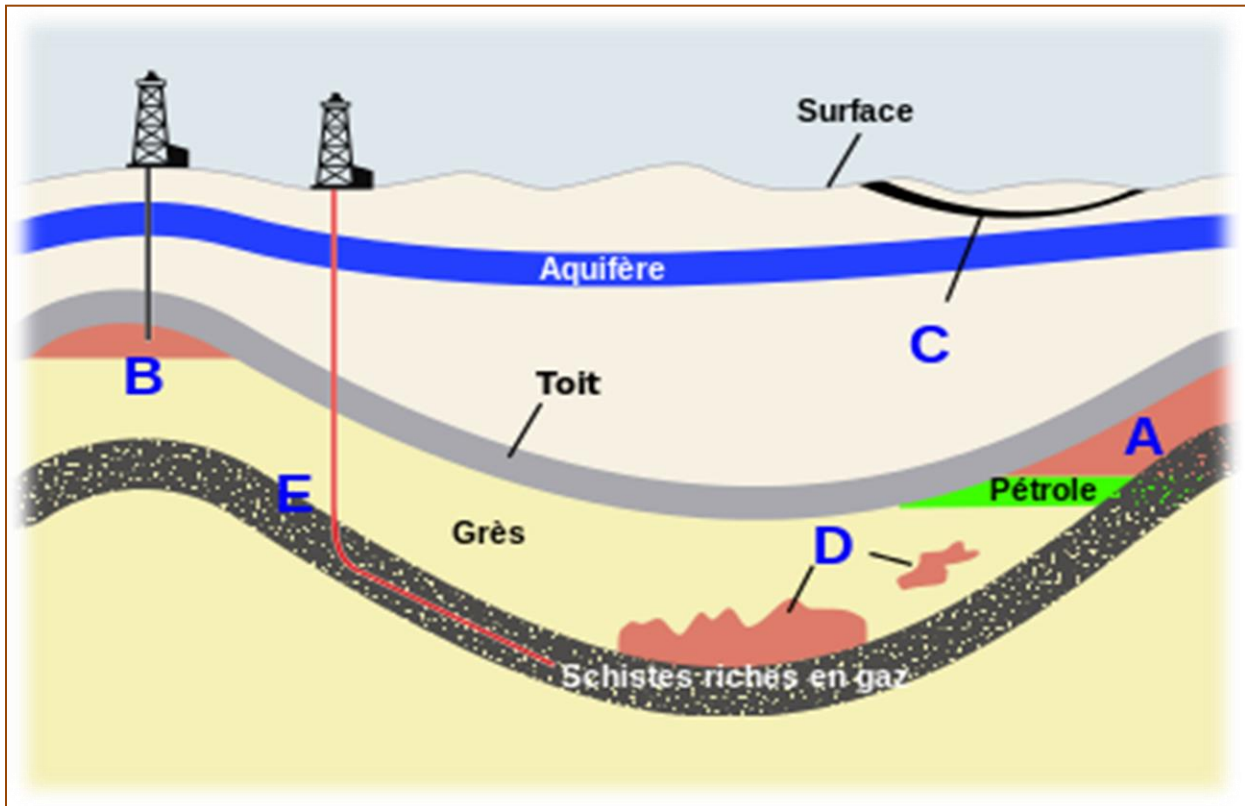
Définit par la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur. ^[6]

I.3.5. Composition chimique

A part le méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures, l'éthane, le propane, le butane, le pentane, et à des concentrations plus faibles des hydrocarbures lourds. Les hydrocarbures (C_3 , C_4) forment fraction GPL (gaz de pétrole liquéfié) la fraction la plus lourde correspond aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C_5 +) appelée gazoline.

Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures notamment de l'eau et des gaz acides- dioxyde de carbone et hydrogène sulfuré ainsi que de l'azote de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic).

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation, et elle sert aussi à calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de son exploitation. Elle est déterminée par méthode chromatographique en phase gazeuse. ^[5]



A. Gaz naturel associé (à un réservoir de pétrole) ; **B.** Gaz naturel conventionnel non associé ;
C. Gaz de couche (ou gaz de houille) ; **D.** Gaz de « réservoir ultracompact » ; **E.** Gaz de schiste.

Figure I.1 : Schéma des différents types de source géologique du gaz naturel ^[7]

I.4. Traitement du gaz naturel

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer les constituants présents à la sortie du puits tel que l'eau, le gaz acide, et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou des spécifications commerciales.

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques. Il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les traitements qui rendent le gaz transportable. Les principaux traitements qui sont effectués sont :

Une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits, fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât d'eau libre), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté.

Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme :

- Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc).
- Gaz du pétrole liquéfié (GPL).
- Gaz naturel liquéfié (GNL).
- Produits chimiques divers (méthanol, ammoniac, urée ...etc.).

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- L'hydrogène sulfuré H_2S : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certain cas.
- L'eau conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures qui se condensent dans les réseaux de transport.
- L'azote : de valeur thermique nulle.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante.

On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures).

La valeur du point de rosée hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à $0^{\circ}C$ pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrogradée.

- Dans le cas d'un gaz commercial, les spécifications sont plus sévères et comprennent également une fourchette dans lequel doit se situer le pouvoir calorifique.
- Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont présentées sur le tableau suivant:

PCS	39100 A 39500 (KJ/M3)
Point de Rosée HC	Inférieur à -6°C .
Teneur en eau	Inférieur à 150ppm Vol.
Teneur en C+5	Inférieur à 0,5% mol.

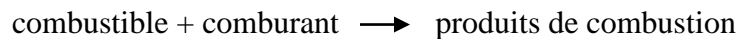
Tableau I.1. Spécifications typiques pour un gaz commercial ^[5]

Compte tenu la différence entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales, un traitement complémentaire peut être requis avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution.

Le traitement réalisé pour obtenir les spécifications de transport peut être accompagné d'un fractionnement dans le but d'obtenir une fraction liquide comprenant les GPL (propane et butane) et éventuellement l'éthane. ^[5]

I.5. La combustion du gaz

La combustion est une réaction chimique d'oxydation :



La combustion s'accompagne d'un dégagement de chaleur : c'est un phénomène exothermique. La combustion apparaît sous la forme d'une flamme constituée par le volume gazeux dans lequel s'effectuent les réactions chimiques d'oxydation. Il existe quatre types de combustion: ^[8]

I.5.1. Combustion stœchiométrique ou combustion théorique

C'est la combustion produite par 1m^3 de gaz associé à un volume d'air égal à l'air stœchiométrique. Tout le carbone et tout l'hydrogène sont oxydés et tout l'oxygène de l'air comburant a été utilisé.

Les produits de combustion contiennent seulement :

- Du dioxyde de carbone ;
- De la vapeur d'eau ;

- De l'azote.

Dans ce cas , le volume des produits de combustion est minimal ; il est égal au pouvoir fumigène. Ce type de combustion est difficile à réaliser dans la pratique, car il nécessite de fournir au brûleur l'air et le gaz très rigoureusement dans les proportions stœchiométrique. De plus, tout manque d'homogénéité du mélange risque d'entraîner une combustion incomplète. [8]

I.5.2. Combustion complète en excès d'air

C'est la combustion donnée par 1m^3 de gaz associé à un volume d'air supérieur à l'air stœchiométrique.

Pour chaque m^3 de gaz, une partie de l'air associé, ne participe pas à la combustion et se retrouve, intégralement, dans les produits de combustion qui comprennent.

- Du dioxyde de carbone ;
- De la vapeur d'eau ;
- De l'oxygène;
- De l'azote.

Ce type de combustion est le plus courant. [8]

I.5.3. Combustion complète en défaut d'aire

C'est un la combustion donnée par 1m^3 de gaz associé à un volume d'air inférieur à l'air stœchiométrique, les réactions d'oxydation étant menées à leur terme.

On trouve dans les produits de combustion:

- Des imbrûlés ; monoxyde de carbone et hydrogène et, pour les défauts d'air importants, méthane et carbone suie;
- De l'azote ; du dioxyde de carbone et de la vapeur d'eau.

Ce type de combustion est parfois recherché dans certains fours. Il est très difficile à réaliser dans la pratique. [8]

I.5.4. La combustion incomplète

La combustion est incomplète si 1m^3 de gaz est associé à un volume d'air quelconque et, en raison de conditions défavorables, une partie du gaz ne participe pas à la combustion.

On rencontre ce type de combustion lorsque le gaz et l'air disponibles ne se combinent pas totalement dans la zone de combustion. C'est peut être le résultat de la détérioration d'un brûleur, qui assure un mélange imparfait, ou d'un refroidissement brutal provoquant l'arrêt de la combustion. On peut également rencontrer une telle combustion sur les fours industriels lorsqu'une partie de l'air est aspirée par des ouvertures du fait de la dépression régnant dans l'enceinte. Cette combustion n'est jamais souhaitable et correspond à des mal réglés ou détériorés. ^[8]

L'exploitation pétrolière génère fréquemment, conjointement à une production de pétrole liquide, des eaux huileuses et du gaz associé GA souvent en quantités faibles (en masse) par rapport au pétrole lui-même ; un gisement est fréquemment très éloigné de sa zone de clientèle, et le gaz produit exigerait des investissements lourds pour être exporté. Comme il ne peut être transporté par les mêmes moyens physiques que le pétrole, il ne présente en général pas d'intérêt économique, ce qui explique qu'on le brûle. opération qui se manifeste par une flamme sortant d'une torchère. ^[5]

I.6. Séparation tri-phasique du pétrole du gaz et de l'eau

La séparation par gravité est un procédé très fréquemment utilisé dans l'industrie par suite de sa simplicité et de son faible coût.

Le séparateur tri-phasique de pétrole-gaz-eau est un équipement de séparation, qui utilise la densité pour séparer le mélange pétrole-gaz-eau. ^[9]

A l'entrée du séparateur les caractéristiques du mélange sont les mêmes à la sortie du puits (vitesse et pression) qui seront réglés en fonction du design calculé par l'exploitant . On trouve à l'intérieur du séparateur le déflecteur comme la première barrière qui réduit la vitesse du mélange, il fragmente les molécules et il contrôle le temps de rétention à l'intérieur du séparateur. Ensuite les chicanes pour la stabilisation et la séparation pétrole-eau . Ce dernier a une sortie en bas du séparateur et la sortie d'huile au milieu du séparateur .

Le gaz associé s'échappe vers le haut ou en trouve du grillage à la sortie du séparateur pour empêcher les particules liquide d'être entraîné par le gaz . Quelque soit les paramètres de la séparation , le gaz n'est jamais sec qui nécessite un traitement afin de l'utiliser comme une source

d'énergie. A l'absence des installations de récupération du gaz associé , on est dans l'obligation de le torché.

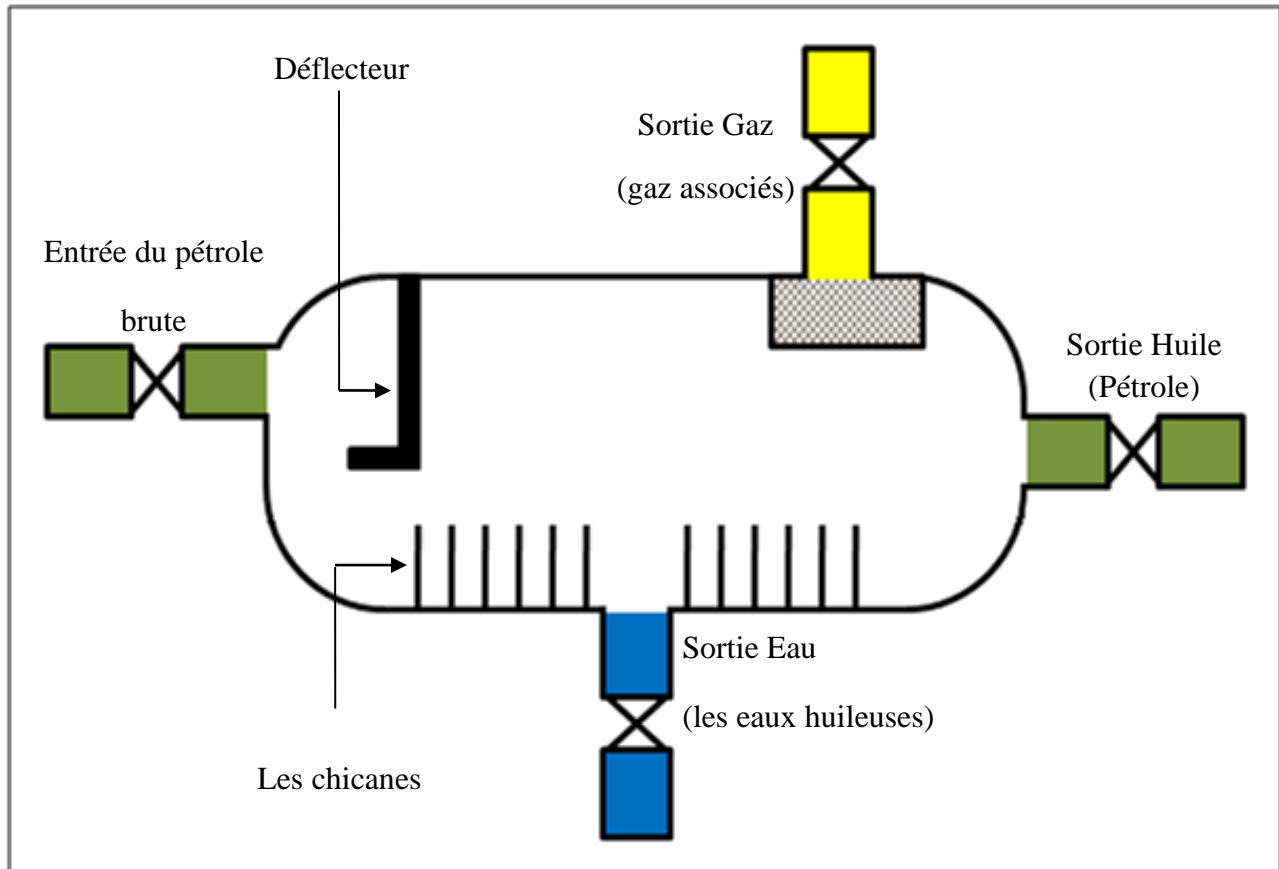


Figure I.2 : schéma d'un séparateur tri-phasique



Figure I.3 : Les trois séparateurs tri phasique au centre GS1 - Gassi El Agrab
Région Hassi Messeoud



Figure I.4 : Séparateur LP
(*Low Pressure*)



Figure I.5 : Séparateur HP
(*High Pressure*)

Chapitre II

Torchage du gaz

II.1. Introduction

Pendant des décennies, la technique du torchage a été utilisée pour séparer le pétrole brut des gaz associés lors son extraction .

Chaque année dans le monde, 140 milliards de mètres cubes de gaz naturel torchés durant l'exploitation du pétrole sont brûlés. Le torchage du gaz envoie plus de 300 millions de tonnes de CO₂ dans l'atmosphère, soit l'équivalent des émissions de 77 millions de voitures. Or on pourrait produire 750 milliards de kWh avec ce gaz, un chiffre supérieur à la consommation actuelle de l'ensemble du continent. ^[10]

II.2. Torchage du gaz

C'est le brûlage du gaz naturel ou gaz associé au pétrole brut, qui ne peut être traité pour la vente pour des raisons technico-économiques ou de sécurité.

La disponibilité de torches ou d'évents de dégazage assure l'évacuation des gaz associés d'une manière sécurisée dans le cas des situations d'urgence ou durant le déclenchement des unités de compression. ^[10]



Figure II.1. Torche des gaz associés au pétrole brut ^[11]

II.3. Causes de torçage

Lorsqu'il n'existe aucune utilisation pour le gaz, le brûlage à la torche était jusqu'à nos jours la solution la plus sûre et la plus courante pour l'éliminer. Le torçage du gaz peut être expliqué par :

- L'exploitation et la maintenance des installations pétrolières;
- Les procédés obsolètes ;
- Le torçage d'urgence : brûlage du gaz produit lors des difficultés d'exploitation ou des coupures d'électricité.
- Les problèmes de coordination entre le producteur et les unités de traitement.
- La valeur basse du gaz (faible GOR) par rapport à l'huile; certains gisements de pétrole sont mis en production même si le gaz est brûlé. ^[10]

II.4. Torçage du gaz dans le monde

L'Algérie, le troisième pays producteur de pétrole du continent, a fait passer le niveau de torçage du gaz associé de 80 % en 1980 à 11 % en 2004. Entre 2004 et 2005, d'après les données de la Banque mondiale, la Guinée équatoriale a également réussi à diminuer le torçage du gaz associé de 25 %.

Au sommet mondial sur le développement durable qui s'est tenu à Johannesburg en septembre 2002, un partenariat public pour la réduction du torçage du gaz (GGFR) a été lancé à l'initiative de la Banque mondiale.

Il réunit tout à la fois les pays producteurs et les compagnies pétrolières étatiques et privées. Objectif: mettre en commun idées et moyens. Au total, 14 pays ont adhéré au GGFR (*Global Gas Flaring Recupération*) , parmi lesquels sept pays africains ; l'Algérie, l'Angola, le Cameroun, le Gabon la Guinée équatoriale, le Nigeria et le Tchad , aux côtés des États-Unis et du Qatar, notamment. Mais pour le moment, les effets globaux restent minimes : entre 2004 et 2005 (date des statistiques les plus récentes), le niveau de torçage est resté stable.

Les pays adhérents au GGFR et figurant parmi les vingt premiers « brûleurs de la planète » ont, pour leur part, diminué le torçage de 0,3 % seulement. ^[12]

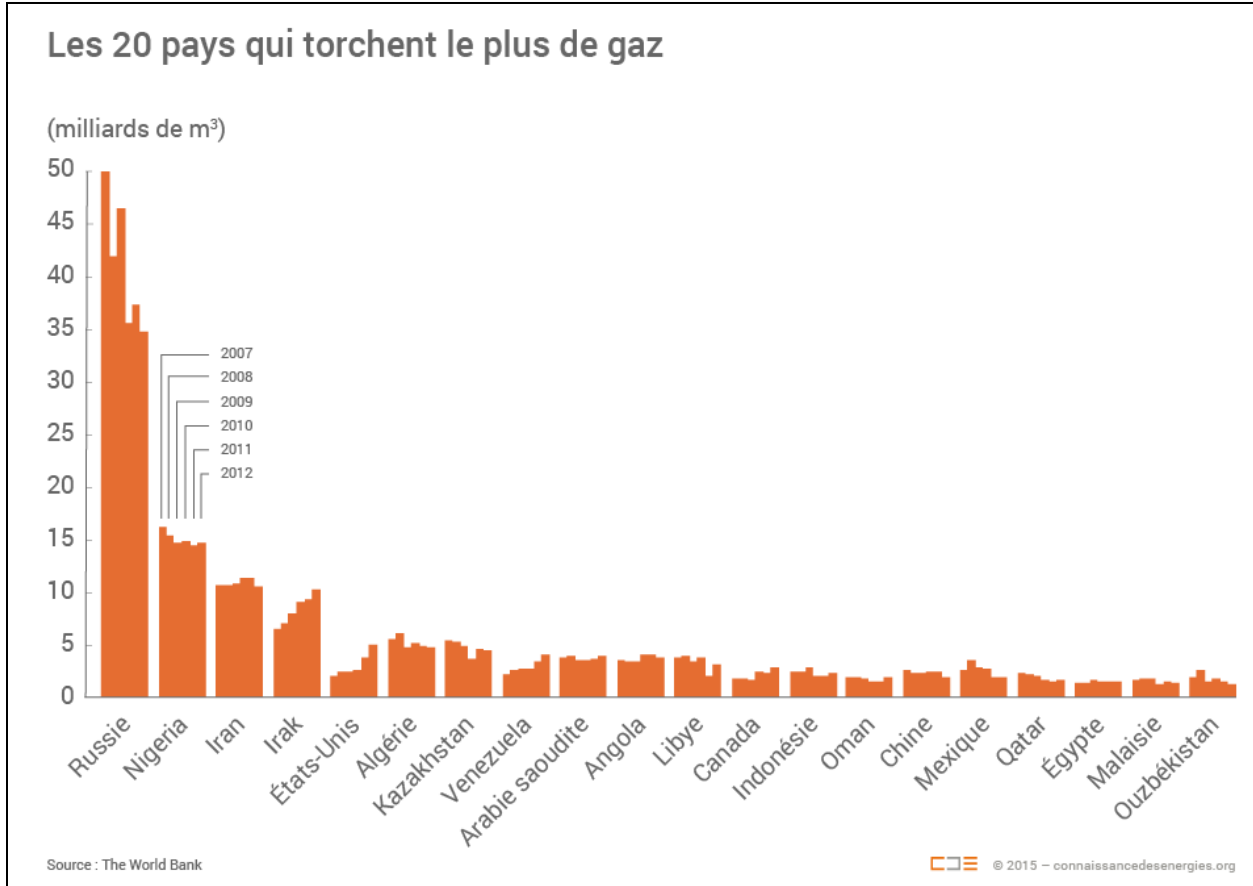


Figure II.2. Les principaux pays torchant du gaz ^[1]

II.5. Risques liés au gaz torché

Les principaux dangers du gaz torché proviennent du risque d'explosion et d'incendie, et du fait qu'il émet des produits de combustion dangereux pour l'environnement et la santé (gaz à effet de serre pour le long terme, et risque d'asphyxie en atmosphère confinée ou cas de mauvaise combustion) .

Les gaz torchés contiennent de nombreux composants cancérigènes qui polluent les populations locales et mondiales (hydrocarbures , souffres ,CO₂, méthane , benzènes ... etc) ^[13]

On site quelques risques liés au gaz torché :

II.5.1 Inflammation

Le gaz naturel est combustible, il peut s'enflammer dans certaines conditions en présence d'air et d'une source de chaleur. Sa limite inférieure d'inflammabilité est de 5 % et sa limite supérieure d'inflammabilité est de 15 %.

II.5.2. Explosion du mélange air/gaz

- En milieu libre (non confiné), le gaz naturel ne détone pas et son inflammation conduit à de faibles surpressions.
- En milieu confiné, il peut y avoir explosion en cas d'inflammation d'un mélange air/gaz s'il y a suffisamment de gaz dans le mélange.

II.5.3. Gaz comprimé

La libération du gaz comprimé à forte pression peut s'accompagner de projections d'objets (éclats métalliques, terre, pierres...).

II.5.4 Anoxie

- En milieu libre le gaz naturel, plus léger que l'air, s'élève rapidement et se disperse sans créer de nappe gazeuse ni au sol, ni dans l'atmosphère.
- En milieu confiné de par sa composition, le gaz naturel peut agir à forte concentration, par inhalation, comme gaz asphyxiant par privation d'oxygène.

II.5.5. Intoxication en cas de combustion incomplète

En milieu confiné et dans le cas d'une mauvaise combustion du gaz naturel en milieu appauvri en oxygène (défaut d'air de combustion ou ventilation insuffisante), il peut y avoir production de monoxyde de carbone (toxique à de très faibles concentrations) dans les produits de la combustion.

II.5.6. L'effet de serre

Sous l'effet des gaz à effet de serre, l'atmosphère terrestre se comporte en partie comme la vitre d'une serre, laissant entrer une grosse partie du rayonnement solaire, mais retenant le

rayonnement infrarouge réémis. Mais dans une serre il y a, en plus, l'absence de convection qui accentue l'échauffement de l'air.^[13]

II.6. Système de torches du champs d'El Gassi El Agreb

La fiabilité du fonctionnement des torches utilisées au niveau du champs d'El Gassi El Agreb (GEA) est très importante pour des raisons environnementales, ainsi que pour la sécurité du personnel et les installations.

La torche a des systèmes fiables de veilleuses et d'allumage qui conservent des sources fiables d'allumage des gaz d'échappement ou en excès en nez de brûleurs de torches, quelque soient les conditions météorologiques ou quelque soit le vent qu'il fait. Dans les conditions normales de marche il n'y a pas de gaz envoyé vers la torche.

Il existe deux types de systèmes de torches au niveau du champs GEA : Torche BP (*Warm Flare*) et Torche HP (*Cold Flare*).

II.6.1. Le système de torchage à haute pression (HP)

Conçu pour manier les effluents de gaz (gaz torché) supérieur à **58 bars** aux profits des installations en aval de l'unité de déshydratation, où l'eau (humidité) a été déjà éliminée.

II.6. 2. Le système de torchage à basse pression (BP)

Conçu pour évacuer les dégagements du gaz inférieur à **58 bars** pour les installations en amont de l'unité de déshydratation, où le gaz contient une quantité d'eau qui peut former du givre s'il est envoyé vers la torche HP.^[14]

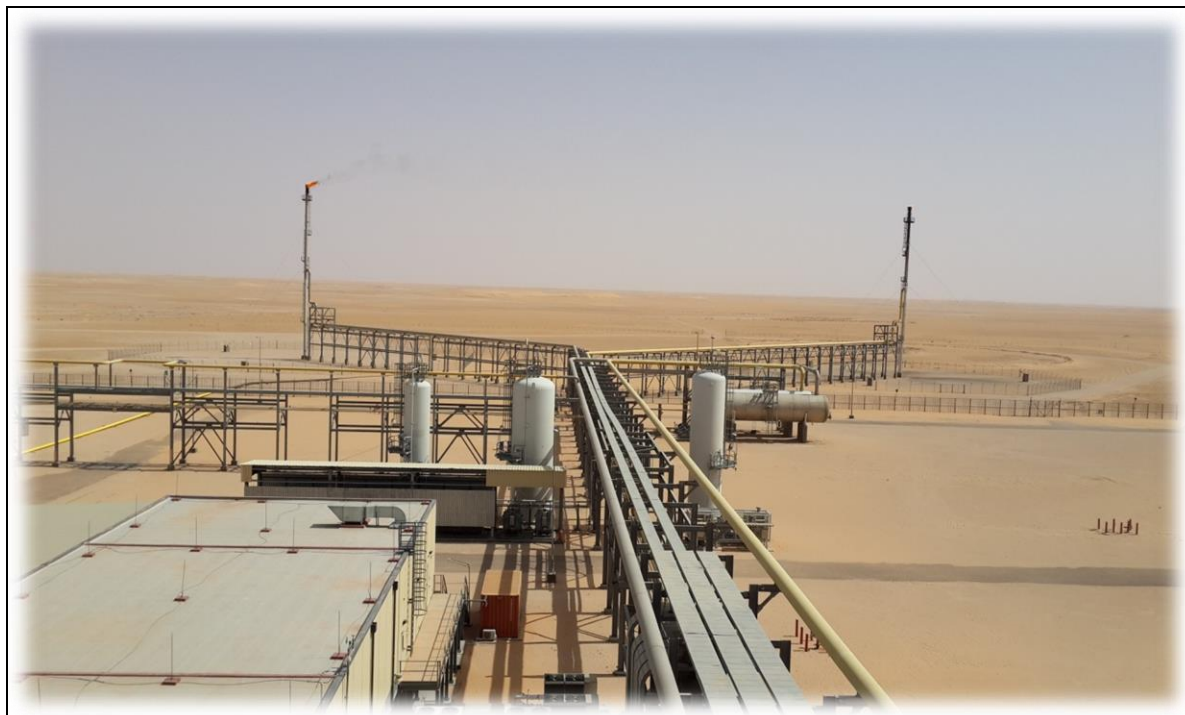


Figure II.3. Torches HP et BP au champs d'El gassi ^[14]

Chapitre III

Présentation du champs GEA

III.1 Introduction

SONATRACH est la compagnie nationale algérienne de recherche d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle a pour missions de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays. Compagnie pétrolière intégrée, SONATRACH est un acteur majeur dans le domaine du pétrole et du gaz. Elle exerce ses activités dans quatre principaux domaines l'Amont, l'Aval, le Transport par canalisation et la Commercialisation.

Gassi El Agreb (activité amont) est l'une des plus anciennes régions où ont été réalisées des découvertes d'hydrocarbures .

III.2 Historique du champ El Gassi

En mars 1958, deux ans après la découverte du gisement de Hassi Messaoud, la société nationale du pétrole d'Aquitaine (SNPA) a obtenu un permis d'exploitation et de développement de 2000 km².

Après la mise en évidence par la sismique, d'un important anticlinal dans le précambrien dans le bassin de l'Oued Mya, le premier puits GS1 a été foré au flanc sud-est de cet anticlinal et rencontre en janvier 1959 par le sondage AR2 et en janvier 1960 par le sondage AR1, le champ d'El Gassi est composé de 5 centres (Zotti, GS1, West Agreb, AR2, AR6).^[12]

La région d'EL-GASSI est importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays, toutes les quantités d'huile et de gaz produites sont acheminées vers les différents centres de production de la région.

Sa production d'huile est reliée à la canalisation amenant vers Haoud EL Hamra par des pipes à partir du centre de production d'El-Gassi, un processus de réaménagement des gisements est actuellement en cours, avec notamment l'installation de nouveaux équipements de production, permettra une plus grande capacité d'injection l'ensemble du gisement et une modernisation générale des équipements et des opérations sur le terrain d'El Gassi, El Agreb et Zotti (gisements GEA). SONATRACH et HESS ont également convenu de créer une société

d'exploitation commune pour exploiter et maintenir les gisements GEA et réaliser tous les travaux afférents au projet.

Cette société d'exploitation commune s'appelle SONAHCESS. Dès le 21 octobre 2000 le contrat CPP est entré en vigueur pour une durée de 20 ans avec possibilité de prolonger 05 autres années.

En janvier 2016 Sonatrach a fait la rupture du contrat avec AMERADA HESS . La région d'El-Gassi comprend trois (03) champs producteurs de brut (El-Gassi, Zotti et El-Agreb) où on trouve quatre (04) centres de traitement de brut (West Agreb, AR06, Old Zotti et GS01), centre de réinjection d'eau (AR02) et centre de compression et de réinjection de gaz (New Zotti).^[13]

III.2.1 Situation géographique

Les gisements GEA se trouvent dans le Sahara, à environ 900 km au sud-est de la capitale et à 100 km au sud-ouest de la ville de Hassi Messaoud.

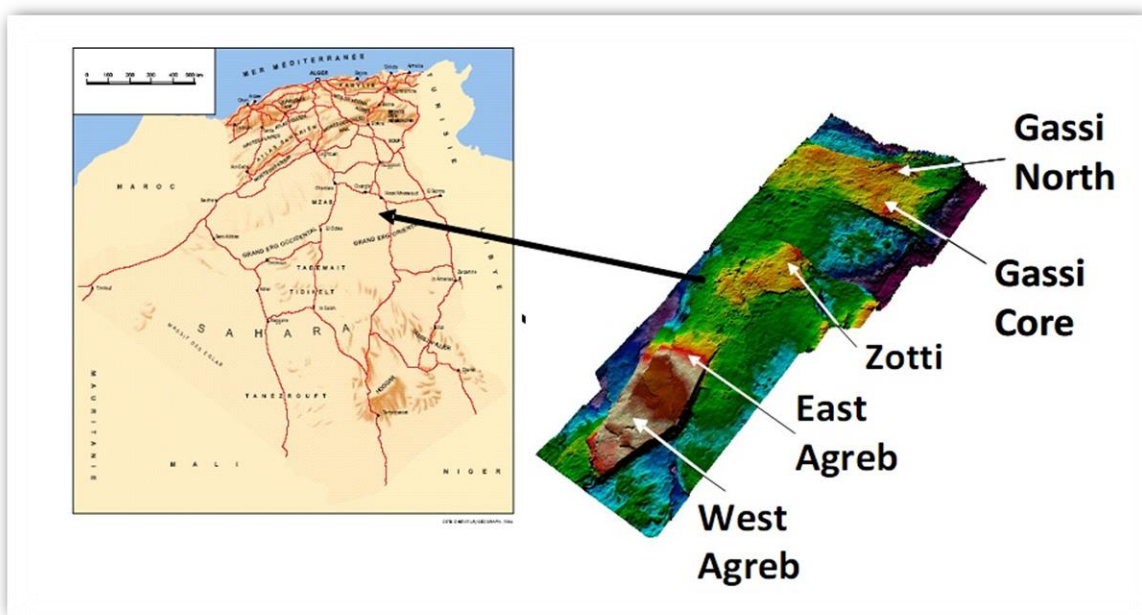


Figure III.1. Situation géographique des champs d'El Gassi El Agreb Région Hassi Messaoud Ouergla^[14]

La région de GEA comprend trois champs producteurs de brut (EL-GASSI, ZOTTI et EL-AGREB) où on trouve quatre centres de traitement de brut (West Agreb, AR06, Old Zotti et GS01), un centre de réinjection d'eau (AR02) et un centre de compression et de réinjection de gaz (New Zotti).

- El-Gassi : Superficie 207km², découvert en 1956.
- Zotti : Superficie 77km², découvert en 1959.
- El Agreb : Superficie 126km², découvert en 1963. ^[14]

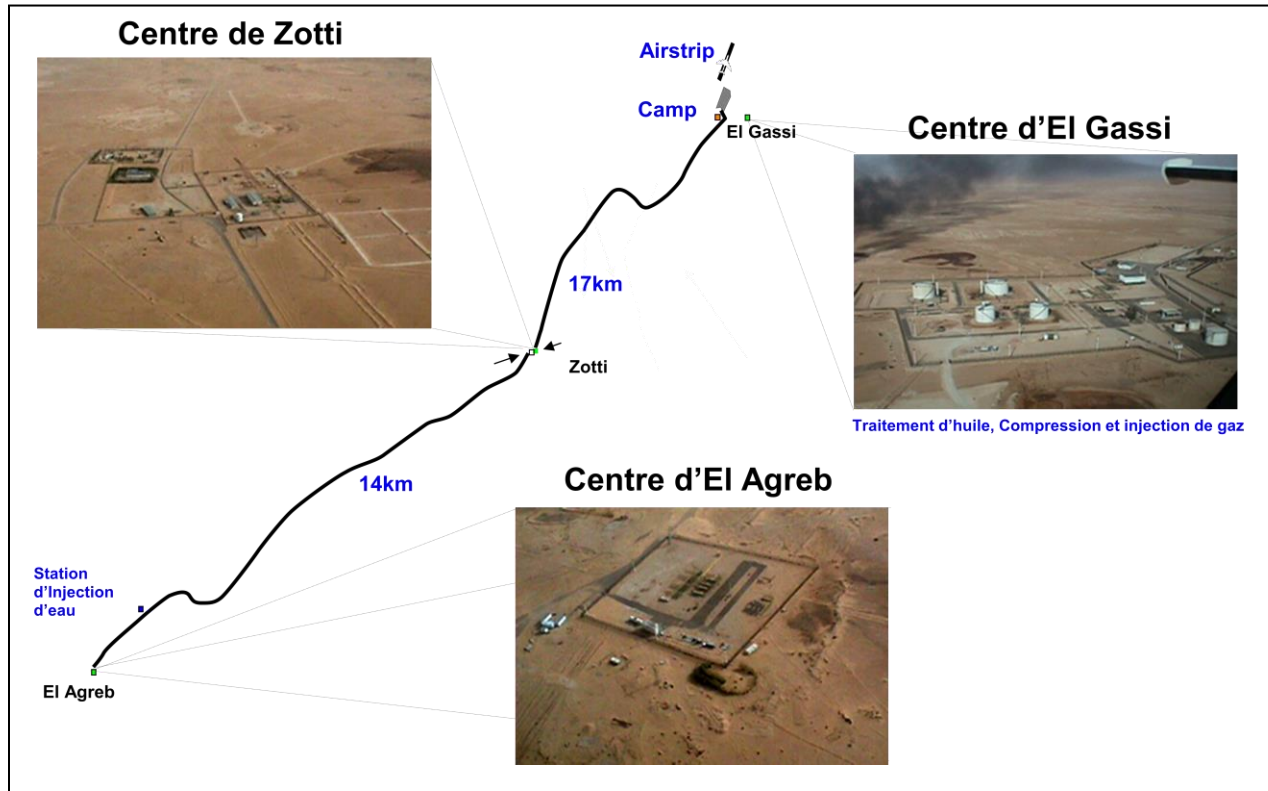


Figure III.2. Situation géographique des trois centres producteurs du champs d'El Gassi El Agreb (GEA) region Hassi Messeoud Ouer gla ^[15]

III.3. Organisation de la Direction d'El Gassi El Agreb

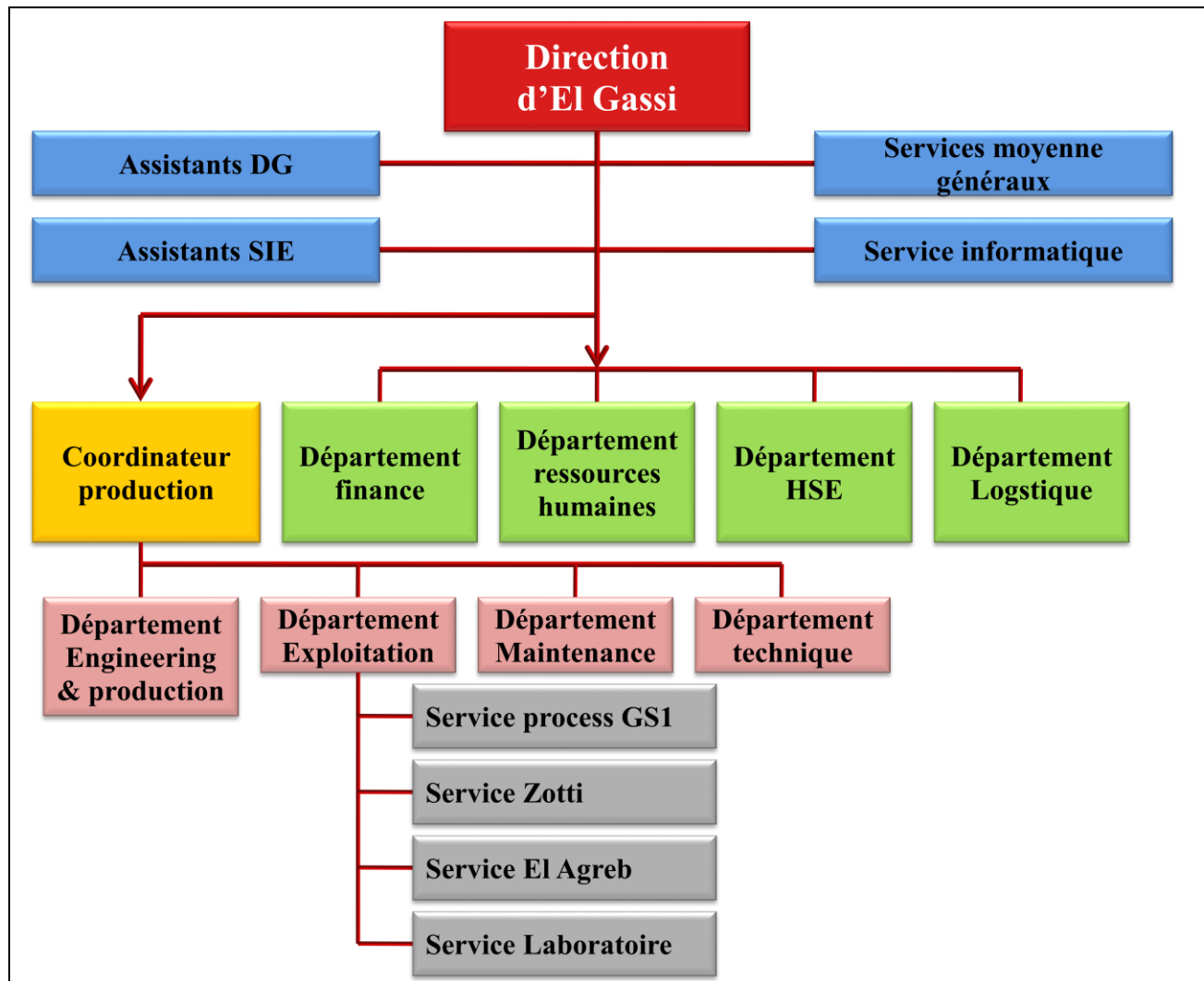


Figure III.3. L'organigramme de la Direction d'El Gassi El Agreb

III.4. Département HSE (*health, safety, environnement*)

C'est un département très important; le tableau ci-dessous représente les sept règles de sécurité au niveau des champs de GEA, les risques et les procédures de travail au sein de ces champs :

	<p>Les règles d'isolation d'énergie</p> <p>Les sources d'énergie Stockées seront identifiées, isolées, testées et communiquées au personnel concerné avant le début des travaux</p>
	<p>Les règles des opérations et mécanismes de levages</p> <p>Utilisez uniquement des opérateurs qualifiés et les équipements appropriés pour toutes les opérations de levage mécanique et arrimage.</p>
	<p>Les règles des travaux en hauteur</p> <p>L'équipement de protection personnel de chute doit être porté sur une hauteur de plus 1.8m à partir du sol.</p>
	<p>Règles Entrée dans un espace confiné</p> <p>L'entrée dans un espace confiné n'est autorisée que par permis de travail</p>
	<p>Règles des travaux à chaud</p> <p>Un permis de travail écrit est exigé pour tout travail à chaud à l'extérieur des zones considérées comme sûrs.</p>
	<p>Règles d'excavation et de tranchée</p> <p>Un permis de travail approuvé et un certificat d'excavation doivent être délivrés avant le début de toutes excavations au périmètre du centre de production</p>
	<p>Règles de Transport terrestre</p> <p>Identifier toutes les menaces liées à l'activité de conduite de véhicules automobiles avant de les mettre en marche.</p>

Tableau III.1. les règles de sécurité en GEA^[14]

L'HSE englobe quatre services:

III.4.1. Service prévention

A essentiellement pour mission :

- Inspection périodique des centres : base de vie, puits.

- Suivi des travaux quotidiens et sensibilisation des agents intervenants.
- Entretien des équipements anti-incendie.
- Inspection du parc roulant et matériel de levage.
- Assistance au permis de travail (PTW).
- Présentation de *safety meeting*.
- Suivi du système *drive right*.

III.4.2. Service intervention

- Inspection du matériel d'intervention fixe et mobile.
- Maintenance des extincteurs.
- Suivi des systèmes de détection et extinction automatique.
- Exercices et simulations d'intervention.
- Assurer la permanence de sécurité des centres.
- Sauvetage et secourisme.

III.4.3. Service environnement

- Inspection des champs et puits.
- Suivi des décharges.
- Gestion de l'unité de ségrégation des déchets.
- Gestion des déchets chimiques (liquide, solide).
- Suivi des travaux du nettoyage du champ.

III.4.4. Service santé

Contient une infirmerie équipée d'un matériel sophistiqué qui assure la prise en charge médicale des travailleurs.

- Inspection des champs et puits.
- Suivi des décharges.
- Gestion de l'unité de ségrégation des déchets.
- Gestion des déchets chimiques (liquide, solide).
- Suivi des travaux du nettoyage du champ.

III.5. Département exploitation

Le département d'exploitation assure le traitement, Stockage et l'expédition de pétrole Burt à travers quatre services :

- 1- Process du centre GS1.
- 2- Process d'El-Agreb (AR06, AR02 et West El Agreb).
- 3- Process Zotti (Old et New).

Le tableau ci-dessous réunira les unités ainsi que le type de produit de chaque centre :

Centre	GS1	Zotti	El-Agreb
Unités	<ul style="list-style-type: none"> -Séparation (HP,LP). -Dégazage et stockage. -Expédition. -Compression de gaz. -Unité OOS. -Unité de récupération des vapeurs VRU -Traitement d'eau huileuse et réinjection. -Unité d'air instrument et de service. -production de nitrogène. 	<p>New Zotti :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Compression et réinjection de gaz (gaz lift, gaz miscible). -Déshydratation de gaz. -Stabilisation du condensât. -Production d'électricité. -Unité d'air instrument et de service. -production de nitrogène. -Production de gaz d'étanchéité (seal gaz). <p>Old Zotti :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Séparation tri phasique. 	<p>AR06 :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Séparation HP et LP. <p>AR02 :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Réinjection d'eau. <p>West Agreb:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Séparation HP. -Désuilage des eaux. -Réinjection d'eau.
Produits	<ul style="list-style-type: none"> -Huile. -Gaz. -Eau d'injection. 	<ul style="list-style-type: none"> -Huile. -Gaz miscible. -Gaz lift. 	<ul style="list-style-type: none"> -Huile. -Gaz. -Eau d'injection. ^[15]

Tableau III.2. les unités et les types de produits des trois centres de GEA

III.5.1. Centre GS1

C'est un centre de collecte de la production d'huile de tous le site (GS-1, les AR et ZOTTI), le brut est traité, stocké et transporté via un pipe de 18" de diamètre vers Haoud-EL-Hamra « H.E.H ». [16]



FigureIII.4. Centre GS1 champs d'El Gassi El Agreb



FigureIII.5. Stockage du brute au centre GS1 champs d'El Gassi El Agreb

III.5.1.1. Laboratoire

Au niveau de laboratoire se passe les différentes analyses de brut, gaz et eau



Figure III.6. Laboratoire de centre GS1

A. Analyse de brut

Se fait trois fois par jour, prélever deux bouteilles du pétrole brut expédié, l'une est mise au réfrigérateur pendant 1h pour la refroidir à 0°C, l'autre est utilisée pour réaliser les tests suivants :

A.1 La densité

La densité d'un corps est le rapport de sa masse volumique à la masse volumique d'un corps pris comme référence. Dans ce cas, le corps de référence est l'eau pure à 4°C. La densité du brut est l'une des caractéristiques les plus importantes ; elle permet par exemple de calculer la masse volumique du pétrole expédié en sachant son débit volumique.

A.2. La tension de vapeur Reid (TVR)

La tension de vapeur Reid (Reid vapour pressure) est la pression de vapeur absolue exercée par les gaz dissouts dans le pétrole brut. Ce paramètre est particulièrement important car il caractérise le comportement du brut expédié, un brut ayant une TVR élevée représente un danger, car il risque d'exploser en cas de température élevée. Selon les normes, la TVR ne doit pas dépasser : 738g/cm².

La mesure de TVR se fait dans un appareille de TVR semi-automatique et le brut utilisé est à la température 0 c°.



FigureIII.7. Analyse du brute (TVR)



FigureIII.8. Colonne de dégazage du brute

A.3. La BSW (*Basic Sediments and Water*)

C'est la mesure de l'eau et sédiments présents dans le brut, ça caractérise la formation (le gisement) et aussi la qualité du brut ; selon les normes, les pourcentages en eau et en sédiments ne doivent pas dépasser 0,5%. Pour cela on utilise l'appareille de centrifuge



FigureIII.9. L'appareil de centrifuge

A.4. La salinité

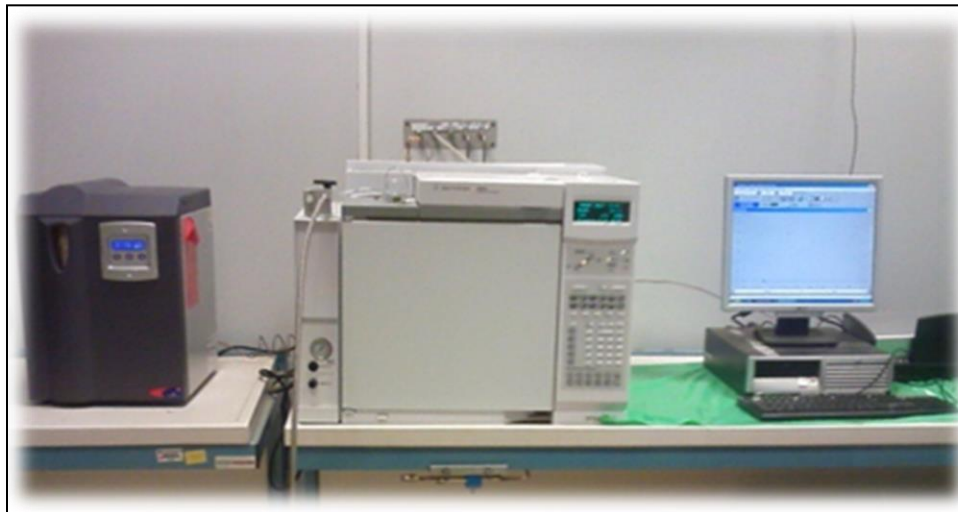
La salinité désigne la quantité des sels dissouts dans un liquide. Les sels dissouts dans le brut, essentiellement du Chlorure de Sodium(NaCl), sont en réalité dissouts dans l'eau contenue dans le brut, et pour mesurer la teneur en sel, il faut d'abord séparer l'eau dépariée inférieure (aqueuse). La méthode de mesure de la salinité est le dosage par une solution de AgNO_3 , d'abord le brut est mélangé avec l'eau et un solvant (avec agitation puis décantation) ce dernier permet de la rapidité de dosage .



FigureIII.10. Mesure de la salinité du brute

B. analyse de gaz

Cette analyse se fait une fois par moins par chromatographie qui permet de connaître la composition du gaz.



FigureIII.11. La chromatographie phase gazeuse (CPG)

C. Analyse de l'eau

C.1. L'huile dans l'eau (*Oil in water*)

C'est une analyse très importante vis-à-vis les impacts environnementaux, la quantité de l'huile dans l'eau ne doit pas dépasser un certain seuil, pour qu'elle puisse être réinjectée dans les puits. Cette analyse caractérise aussi la performance du cyclo-sep.

C.2. Matières en suspension (MES)

La MES est le paramètre qui mesure la quantité des matières non solubles en suspension, généralement avoir une MES élevée pour une eau, est un mauvais signe.

C.3. Analyses de glycol

Par la détermination de pH, la densité, la température et la concentration. ^[14]

III.5.2. Centre El Agreb

Il constitué de deux unité de traitement d'huile WEST Agreb et AR06 et une autre unité d'injection d'eau.

Agreb de les séparer, tel que l'huile est envoyée vers El Gassi et le gaz est acheminé vers Zotti. Il y a aussi une station de traitement des eaux huileuses.



Figure III.12. Centre AR6 champs d'El Gassi El Agreb

III.5.2.1. WEST Agreb

Le champ de West Agreb est conçu pour recevoir le pétrole brut provenant des puits de West.



Figure III.13. Séparateur triphasique au AR06 centre d'El Agreb

III.5.2.2. Unité AR 06

C'est une installation de production située à 36 kilomètres d'EL-GASSI. La production de 25 puits est transportée via des conduites de transport individuelles vers le manifold principal.

III.5.2.3 Unité AR02

C'est un centre d'injection d'eau qui fournit de l'eau d'injection, après traitement au centre AR6, le système a pour but de maintenir la pression de gisement et par conséquent de maintenir la production du pétrole au plus haut niveau possible.

Des produits chimiques sont ajoutés à l'eau injectée. La principale fonction de l'ensemble d'injection de produits chimiques consiste à injecter l'inhibiteur de corrosion et le bactéricide afin de protéger les conduites et le gisement ^[16]

III.5.3. Centre Zotti

Il y a deux centres Old Zotti et New Zotti



Figure III.14. Centre de compression et de reinjection de gaz Zotti champs GEA

III.5.3.1. Old Zotti

Cette unité est une unité de traitement de brut en premier étage à l'aide des séparateurs bi-phasiques qui récupèrent de :

- L'eau et l'huile qui seront envoyés au centre de traitement et expédition GS1 par un pipes de 10^{cc}.
- Gaz qui sera envoyé au centre de compression NEW ZOTTI.



Figure III.15. Centre Old Zotti (Brown Zotti)



Figure III.16. Les trois séparateurs du centre Old Zotti (Brown Zotti)

III.5.3.2. New Zotti

C'est un centre de compression et réinjection du gaz , ce dernier est récupéré à partir des séparateurs de différents centres de traitement du brut (WEST AGREB, AR06, OLD ZOTTI et GS1), ce centre contient huit compresseurs centrifuges entraînés par des moteurs électriques à vitesse variable , dont trois compresseurs de Booster (deux en service et un en stand by), trois compresseurs de gaz Lift (deux en service et un en stand by) et deux compresseurs de gaz Miscible (MF) (un en service et l'autre en stand by).^[16]



Figure III.17. Centre New Zotti (GCR)

Chapitre IV

Matériels et méthodes

IV.1. Introduction

Jusqu'à les années 80's du siècle précédent , les pays producteurs du pétrole ont mis l'accent sur la récupération des gaz associés en réalisant des ouvrages pour l'utilisation de ce dernier comme source d'énergie au niveau des champs pétrolifère .

Le champs de GEA a commencé la récupération des gaz associés en 1995 par la réalisation de la SRGA (station de récupération des gaz associés) par l'effort propre de SONATRACH . au niveau de Old Zotti en récupérant le gaz des champs d'El Agreb et de Zotti pour le liftage des puits de ces derniers.

Avec le développement de GEA en association avec le partenaire américain AMERADA HESS d'autres ouvrages , ont été réalisé dans le but de récupérer la totalité du gaz produit des trois champs de GEA (El Gassi , Zotti et El Agreb).

IV.2. Process de récupération du gaz associé et son utilisation à GEA

IV.2.1. La Séparation

La séparation du pétrole brute (huile, eau et gaz) au centre GS1 est réalisée par deux séparateurs tri phasiques HP, cinq séparateurs BP qui reçoivent la totalité de la production des trois champs.

IV.2.1.1 Séparation HP (*High pressure*)

C'est le 1^{er} étage de séparation, dans la séparation est tri-phasique (Huile, Gaz et eau) et pression constante de valeur environ **5 Bars** .

IV.2.1.2. Séparation LP (*Low Pressure*)

C'est le 2^{ème} étage de séparation, dans la séparation est tri-phasique (Huile, Gaz et eau) et pression constante de valeur environ **2 Bars** .^[17]

IV.2.2. Compression de gaz à GS1

IV.2.2.1 Unité VRU (*Vapor recuperation unite*)

L'unité (VRU) sert à récupérer le gaz à la pression atmosphérique à la sortie des dégazeurs collés aux bacs de stockage de **0,8 à 2 bars** qui sera mélangé avec le gaz de la batterie de séparation LP. ^[17]



Figure IV.1. L'unité VRU (Unité de récupération des vapeurs) centre GS1

IV.2.2.2. Compresseurs Booters (BC)

Le gaz se sépare des liquides en pression et passe dans un déshumidificateur au sommet de la cuve pour enlever les gouttelettes de liquide entraînées.

Le système de compression de gaz LP du Centre GS1 reçoit le gaz de la séparation LP et du refoulement de l'unité de récupération de vapeur VRU. Le système de compression de gaz LP comprime le gaz à la pression requise **2 bars**. ^[17]



Figure IV.2. La compression du gaz associé au centre GS1



Figure IV.3. Compresseur HP du gaz associé au centre GS1

Le gaz entre dans le compresseur HP $P = 4 \text{ bars}$. Il existe deux compresseurs de gaz HP sur les installations d'El Gassi, un en service et l'autre de rechange qui reçoit le gaz de séparateur HP et le gaz comprimé dans les compresseurs LP a 15 bars de pression. ^[17]



Figure IV.4. Les Ballon d'aspiration et de refoulement au centre GS1

Le système de compression de gaz LP du Centre GS1 reçoit le gaz de la séparation LP et du refoulement de l'unité de récupération de vapeur (VRU). Le système de compression de gaz LP comprime le gaz à la pression requise pour entrer dans le compresseur HP. Comme nous l'avons dit il existe deux compresseurs de gaz HP sur les installations d'El Gassi, un en service et l'autre en stand by qui reçoit le gaz de séparation HP et le gaz comprimé dans les compresseurs LP pour les transférer au centre Zotti avec **15 bars** de pression.^[17]

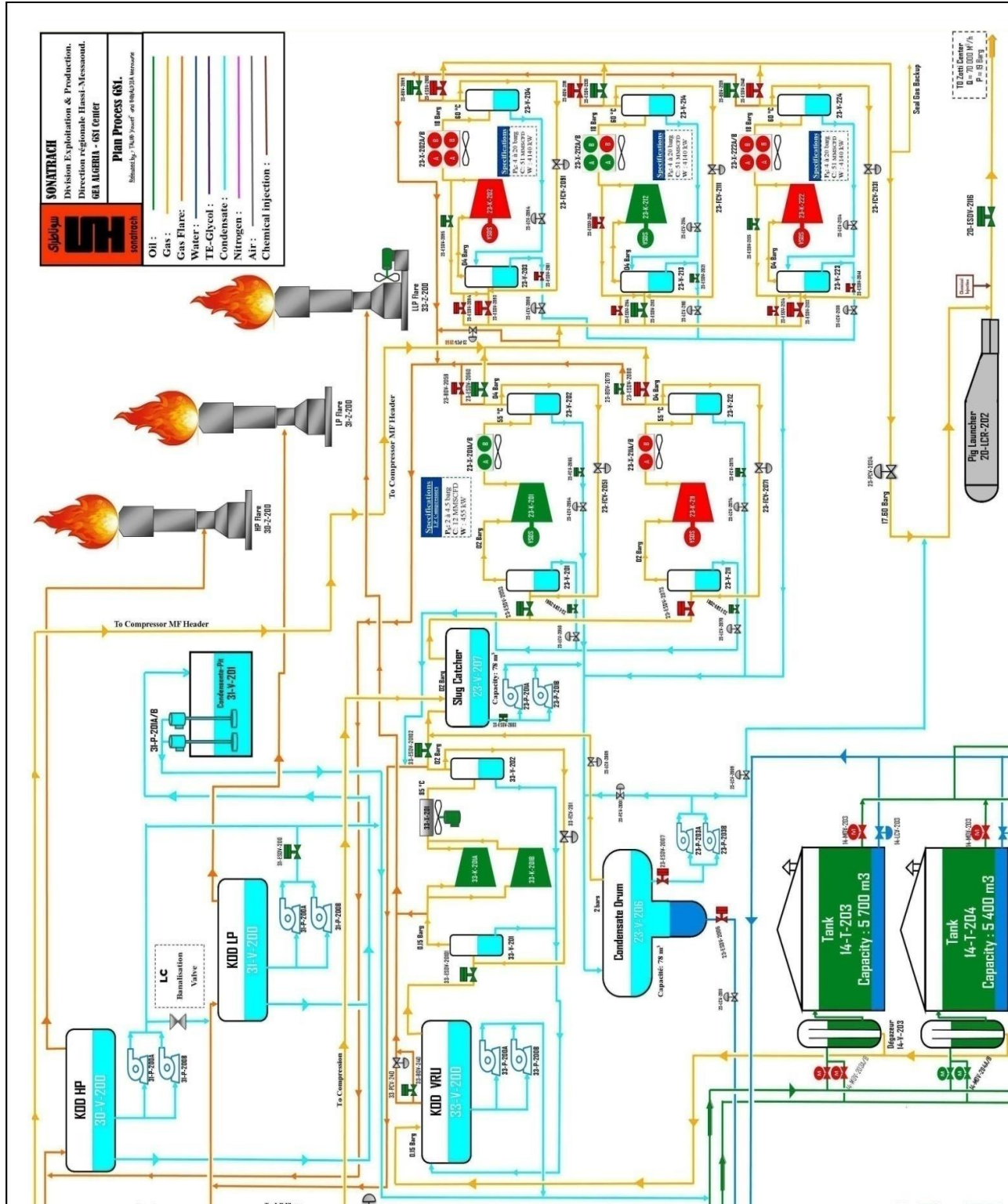


Figure IV.5. Procédé de compression du gaz au centre GS1 [18]

IV.2.3. Traitement du gaz à Zotti

Comme pour le pétrole brut, le gaz à la sortie du puits peut être accompagné de :

- De vapeur d'eau ou même d'eau liquide.
- Des constituants non hydrocarbonés : azote, gaz carbonique, hydrogène sulfuré.
- Des particules solides.

De plus, à la sortie du puits, certains hydrocarbures plus lourds à l'état gazeux dans la roche réservoir peuvent se condenser en formant des condensats liquides que l'on doit éliminer.

Les traitements du gaz consistent donc à :

- Eliminer les composés acides et soufrés (adoucisement).
- Le déshydrater.
- Eliminer le condensat.

Le rôle principal du centre Zotti est de compresser et réinjecter le gaz dans les puits. ^[17]

IV.2.3.1. Old Zotti

Le champ de Zotti a été conçu pour recevoir l'huile et le gaz provenant des puits de Zotti, la production actuelle d'huile des puits de Zotti a baissé, donc un seul séparateur de production est utilisé pour séparer le gaz, l'huile et l'eau.

Il existe deux séparateurs de production à haute pression (HP) : l'un est en service, et l'autre est en attente (de secours). Et après la séparation, le pétrole sera envoyé à la station GS1 d'El Gassi. ^[17]

IV.2.3.2. New Zotti

C'est un centre d'injection du gaz lift et le gaz miscible et constitué de :

- Unité gaz lift, pour comprimer le gaz et l'injecte dans les puits producteur.
- Unité gaz miscible pour l'injection du gaz dans les puits de réinjection
- Unité pour stabiliser le condensât.
- Centrale électrique.
- Unité de fuel gaz pour alimenter le four et les turbines de centrale électrique. ^[17]

IV.2.3.3. Le GCR (gas compression and reinjection a New Zotti)

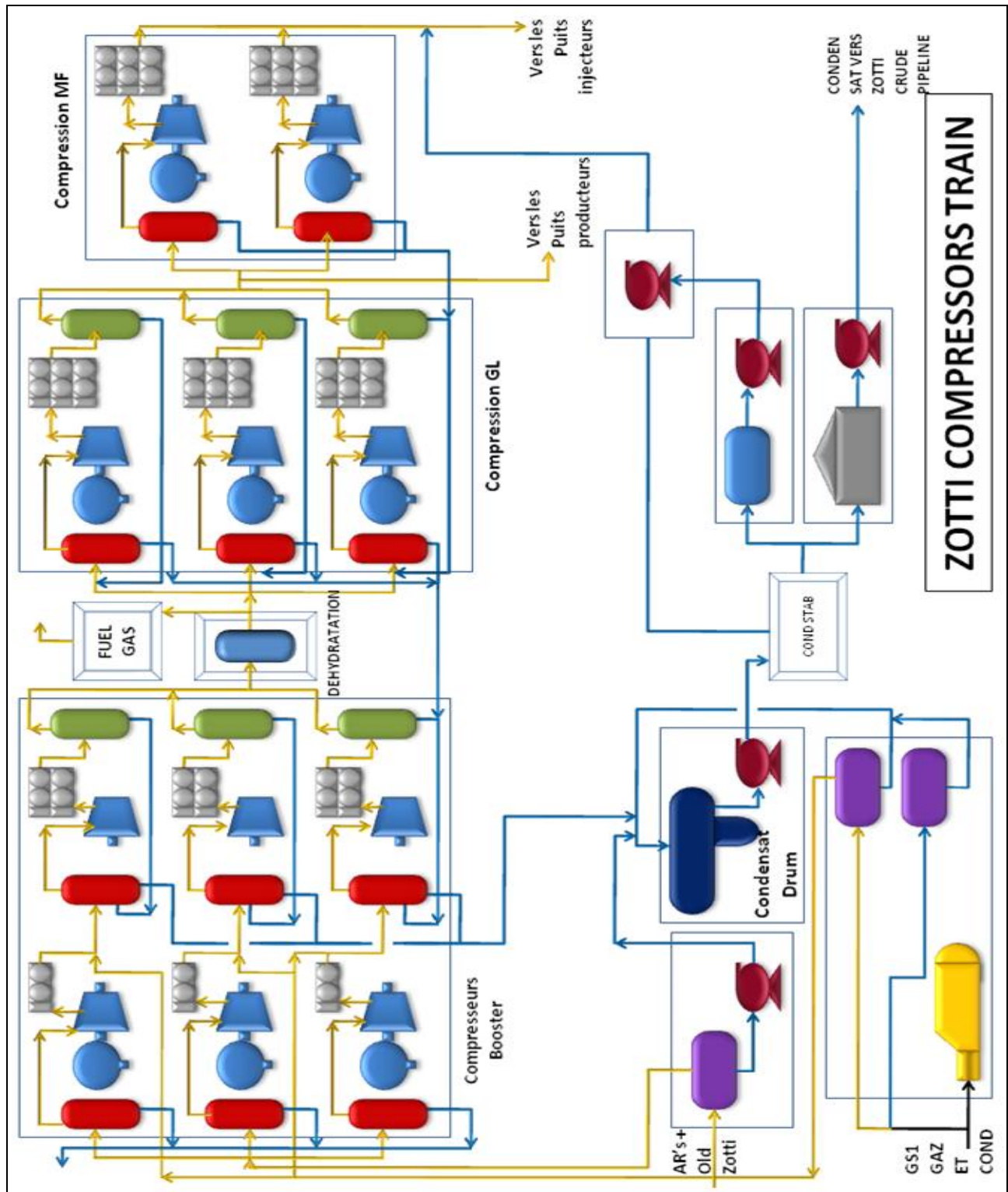


Figure IV.6. Process de New Zotti (GCR)

A. Compression du gaz

Une station composée de plusieurs compresseurs centrifuges entraînés par des moteurs électriques à vitesse variable (VFD), sont installés au niveau du New Zotti.

A.1. Compression Booster du gaz (BC) :

Le gaz venant d' El Agreb et de Old Zotti à une pression de **6 bars** traverse un *slug catcher* (ballon de récupération du liquide 23-V-106) il est envoyé vers les compresseurs Booster 1^{er} étage de compression, afin de le comprimer à une pression de sortie égal à **14 bars**. il est comprimé à une pression de **40 bars** au niveau du 2^{eme} étage de compression.

Le gaz venant du centre GS1 à une pression de **14 bars** est dirigé vers le 2^{ème} étage de compression en traversant par deux autres *slug catcher* 23-V-104 /107 afin de le comprimer à une pression de sortie égal à **40 bars**. qui sera associé avec le gaz d'El Agreb et Old Zotti. ^[17]

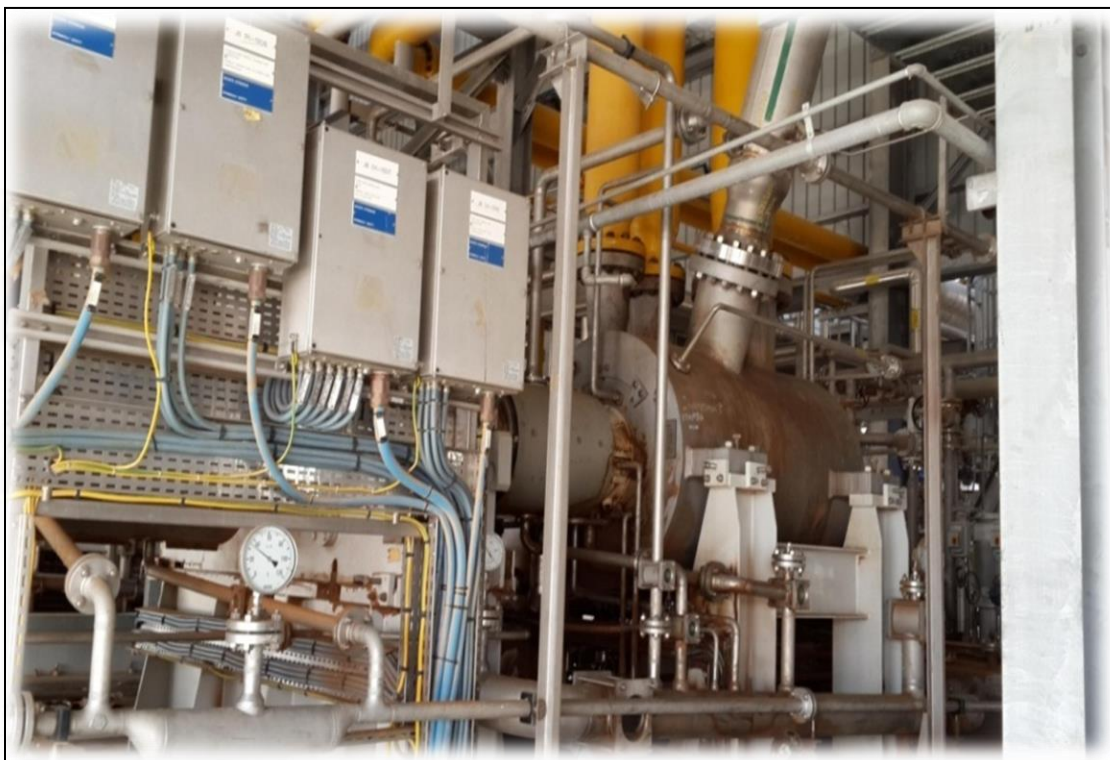


Figure IV.7. Compresseur Booster a New Zotti

Les condensats récupérés sont envoyés vers le ballon collecteur de condensat qui sera associé avec le pétrole brute envoyé vers le centre principale de traitement GS1.



Figure IV.8. le ballon collecteur et accumulateur de condensat (*Condensate Drum*) a New Zotti.

A l'entrée de chaque compresseur Booster, ils existent des ballons KNOCK OUT DRUM (séparateur vertical) qui protègent les compresseurs contre les entrainements des particules liquides entrainées par le gaz venant des *slug catcher*. [17]



Figure IV.9. les ballons d'aspiration et de refoulements (Séparateurs Verticaux) a New Zotti.

La température du gaz à la sortie des compresseurs Booster est environ 55°C . Après le refroidissement du gaz par les aéros réfrigérant a chaque étage, la totalité des gaz est envoyé vers l'unité de déshydratation afin d'éliminer les particules liquides avant de l'envoyer vers les compresseurs gaz lift GL. ^[17]



Figure IV.10. refroidissement du gaz par un aéro réfrigérant a New Zotti.

A.2. Unité de déshydratation :

Cette unité contient trois sécheurs aux tamis moléculaires. Le gaz sortant des compresseurs Booster sera séché dans cette unité à une teneur en eau de 55PPM. ^[17]



Figure IV.11. Les trois sécheurs de l'unité de déshydratation a New Zotti.



Figure IV.12. Position des billes adsorbants et le tamis moléculaire

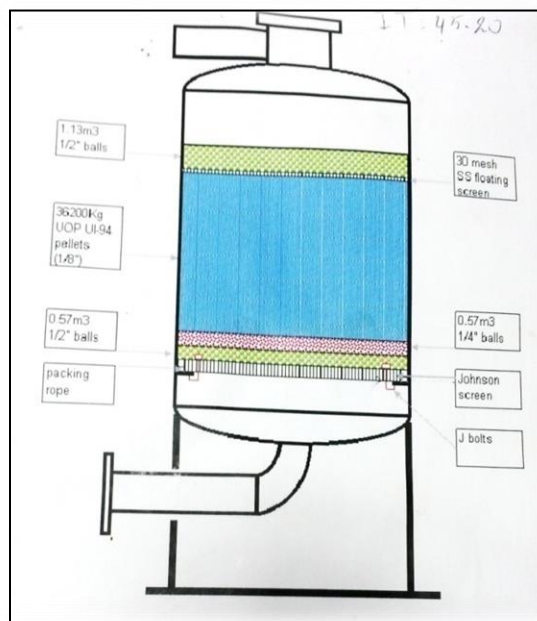


Figure IV.13. Le tamis moléculaire^[19]

Le séchage de gaz est nécessaire pour éviter la formation d'hydrates dans les compresseurs du gaz Lift et Miscible et la desserte. Ce procédé est assuré par l'utilisation des tamis moléculaires (UOP,CICA...etc).

A la sortie des sécheurs et avant l'utilisation (GL, MF, Fuel gaz) Le gaz comprimé traverse des filtres humides en amont et des filtres secs en aval.^[17]



Figure IV.14. Les Filtres (humide et sec) de l'unité de déshydratation a New Zotti

Durant l'opération du séchage le troisième sécheur subit une régénération en utilisant un gaz Chauffé par un four à une température de 280°C.^[17]



Figure IV.15. Le four de l'unité de déshydratation a New Zotti

A.3. Compression du gaz Lift

L'alimentation des compresseurs gaz Lift est assurée par :

- Le gaz associé sorti de l'unité de séchage,
- Le gaz provenant de GR1/GR2 avec un pipe de 18“.

A la sortie de l'unité de déshydratation ; le gaz sec est aspiré avec une pression de **40bars** à l'entrée des compresseurs gaz Lift qui sera comprimé à **150 bars**.

L'unité gaz Lift constituée de trois compresseurs centrifuges à un seul étage (2 en service et 1 en stand by) entraîné par des moteurs électrique à vitesse variable (VFD), d'une capacité de 2 millions Sm^3/j chacun. ^[17]



Figure IV.16. Compresseur de gaz lift a New Zotti

Le gaz sorti des compresseurs GL à pour mission :

- 1- Une partie est utilisée pour le liftage des puits du pétrole brut des gisements El-Gassi, Zotti et El Agreb à une pression de **150 bars**.
- 2- La deuxième partie est envoyée vers les compresseurs gaz Miscible afin de le comprimé à **330 bars**.

Le gaz provenant de **GR1/GR2** à une pression de **60 bars** est utilisé comme gaz d'appoint alimentant les compresseurs gaz Lift et comme Fuel gaz pour alimenter la centrale électrique.

A.4. Compression du gaz Miscible (MF) :

Cette unité (gaz Miscible) est constituée de deux compresseurs centrifuges à un seul étage (1en service et l'autre en stand by) entraînés par des moteurs électriques à vitesse variable (VFD), la pression de refoulement est de **330 bars**.

Le gaz refoulé des compresseurs gaz Miscible est injecté directement dans le gisement à travers des puits injecteur à fin de maintenir la pression dans le réservoir d'El Gassi. ^[17]



Figure IV.17. Compresseur de gaz miscible MF

B. Centrale électrique

L'alimentation en énergie électrique des installations de GEA est assurée par une centrale électrique située à New Zotti,

Elle est constituée de quatre turbo générateurs dont la puissance de chacun est de **22MegaWatt**.^[17]



Figure IV.18. La centrale électrique a New Zotti

Un partie du gaz sec (gaz associé, gaz de GR1/GR2) est utilisé comme Fuel gaz pour le fonctionnement des quatre turbines de marque , NEOVO PIGNIONE (FRAM5).

IV.3. L'injection des gaz associés au niveau des puits

IV.3.1. Puits producteurs en gaz lift

Le GL est le mode d'activation le plus répandu et le plus performant dans les gisements pétrolifères, son principe est basé sur l'allègement de la colonne hydrostatique en injectant un gaz sous le niveau statique du fluide à travers des vannes bien placées le long du tubing de production ou bien à travers un concentrique (tube de diamètre inférieur au diamètre du tubing).

[17]

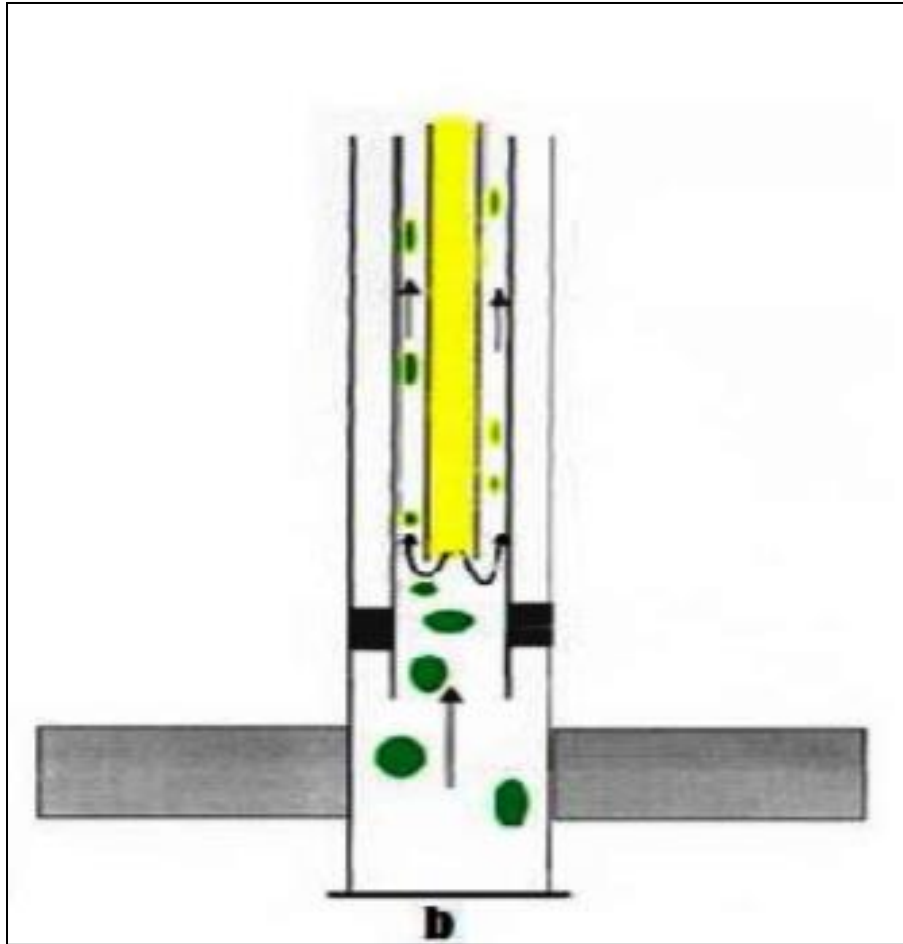


Figure IV.19. Principe de l'injection du GL ^[20]

Le principe est d'injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing (réduire la pression hydrostatique $P_{hy} = \rho gh$), ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient, et ce jusqu'au séparateur.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. ^[17]



Figure V.20. Puits producteur à gaz lift GL a GEA

IV.3.2. Puits injecteurs (MF)

L'injection de gaz miscible est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole. L'injection miscible est un terme général pour les procédés d'injection qui introduisent des gaz miscibles dans le réservoir. Le procédé de déplacement à base de gaz miscibles maintient la pression de gisement et améliore le taux de récupération du pétrole car la tension superficielle entre le pétrole et le gaz est réduite. Cela permet de supprimer les tensions à l'interface entre les deux fluides en interaction, permet d'augmenter l'efficacité du déplacement de l'ensemble qui s'appuie sur le comportement de la zone du mélange de ce gaz avec le pétrole brut, qui est fortement dépendante de la température du réservoir, de la pression et de la composition du pétrole brut. ^[17]

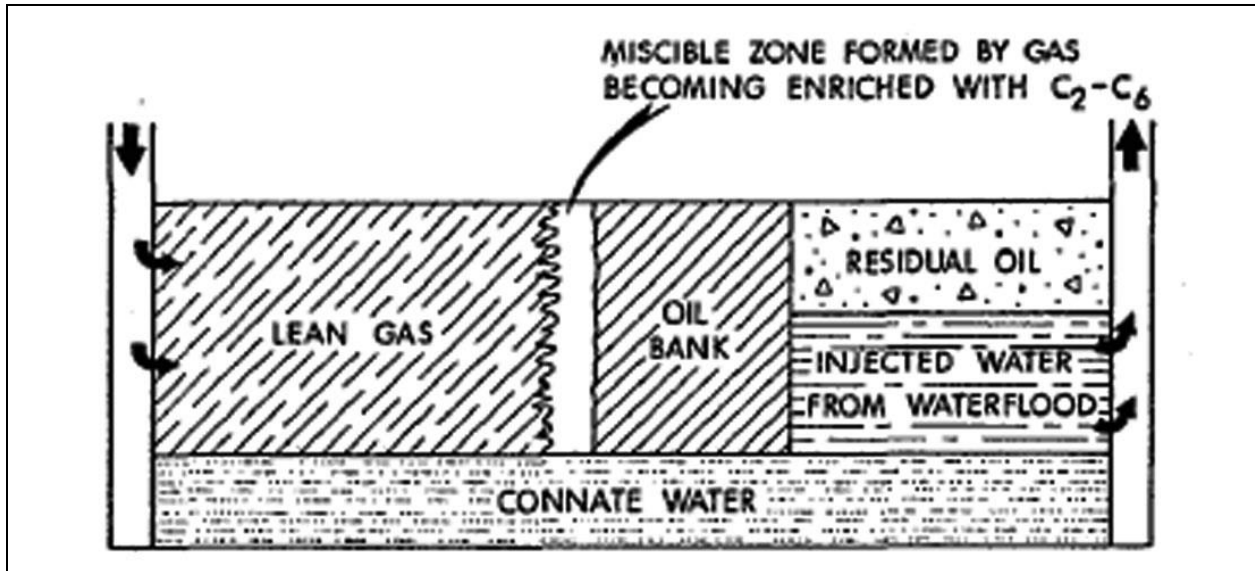


Figure IV.21. Principe d'injection du gaz miscible [21]

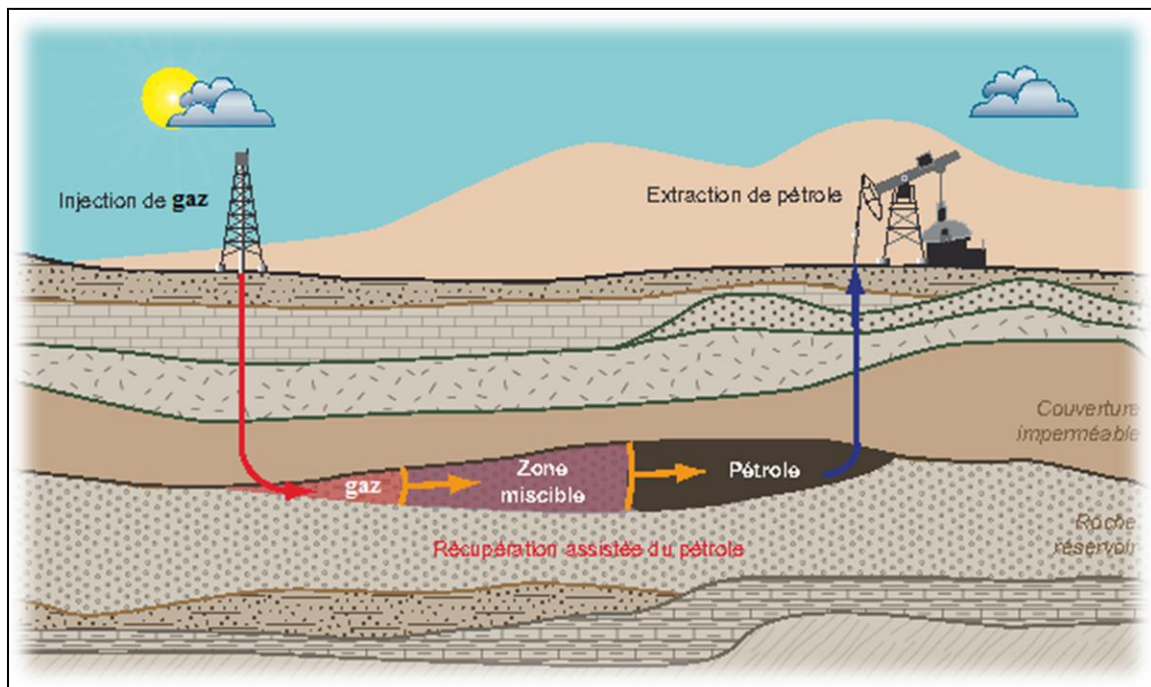


Figure IV.22. Principe d'injection du gaz miscible [22]



Figure IV.23. Puits injecteur de gaz miscible MF à GEA

Chapitre V

Résultats et discussion

V.1. Introduction

Depuis le démarrage du projet GCR (*gas compression and reinjection*), le torchage du gaz associé a été démuné ; c'est un grand accomplissement en comparant avec les autres champs. Mais l'objectif principal de ce projet est de parvenir à zéro torchage, ce qui n'est pas impossible.

V.2. Bilan de matière

La figure V.1 représente le bilan du gaz associés de l'entrée jusqu'à la sortie :

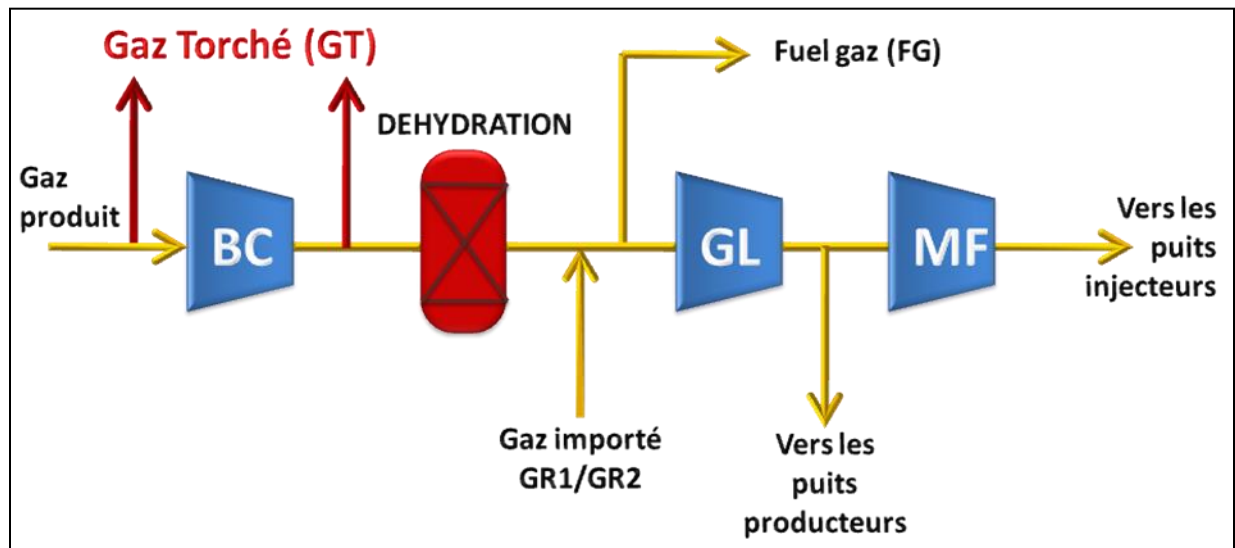


Figure V.1. circuit du gaz associé a GEA

Entrée:

- le gaz produit.
- le gaz importé.

Sortie:

- Fuel gaz
- le gaz lift qui sera injecter dans les puits producteurs
- le gaz miscible qui sera injecté dans les puits injecteurs sans oublier le gaz torché.

Le bilan du gaz associé :

$$GP + GR1/2 = FG + GL + MF + GT$$

avec :

GP : Le gaz produit

GR1/2 : Le gaz importé

FG : Le fuel gaz

GL : le gaz lift

MF : le gaz miscible

GT : le gaz torché

V.3. Bilan mensuel du gaz associé

V.3.1 Bilan du gaz associé (de Janvier au Avril 2017)

Le tableau V.1. représente les débits du gaz associé au niveau du champs d'El Gassi El agreb en Janvier , Février , Mars et Avril 2017. Le débit est exprimé en Sm³/jour :

Mois	Année	Gaz produit	Gaz Importé	Fuel Gaz	Gas Lift	Gaz Miscible	Gaz torché	Balance
Jan	2017	121,234,416	5,828,366	12,401,803	54,716,633	59,819,232	125,114	0
Fév	2017	108,631,075	3,072,565	10,020,402	49,337,421	52,155,282	190,535	0
Mar	2017	121405.0486	2249.28	11819.401	59718.8	50049.9156	2066.212	0
Avr	2017	115941.5568	386.375	11295.252	48255.809	53809.946	2966.9248	0

Tableau V.1. Bilan mensuel du gaz associé à GEA ^[23]

V.3.2. Avant le GCR

Le projet GCR a été démarré en Février 2009. La **figure V.2** représente l'évaluation de torchage du gaz associé de 2001 jusqu'à 2009 c'est à dire avant le démarrage du projet. Le débit est exprimé en Sm^3/jour :

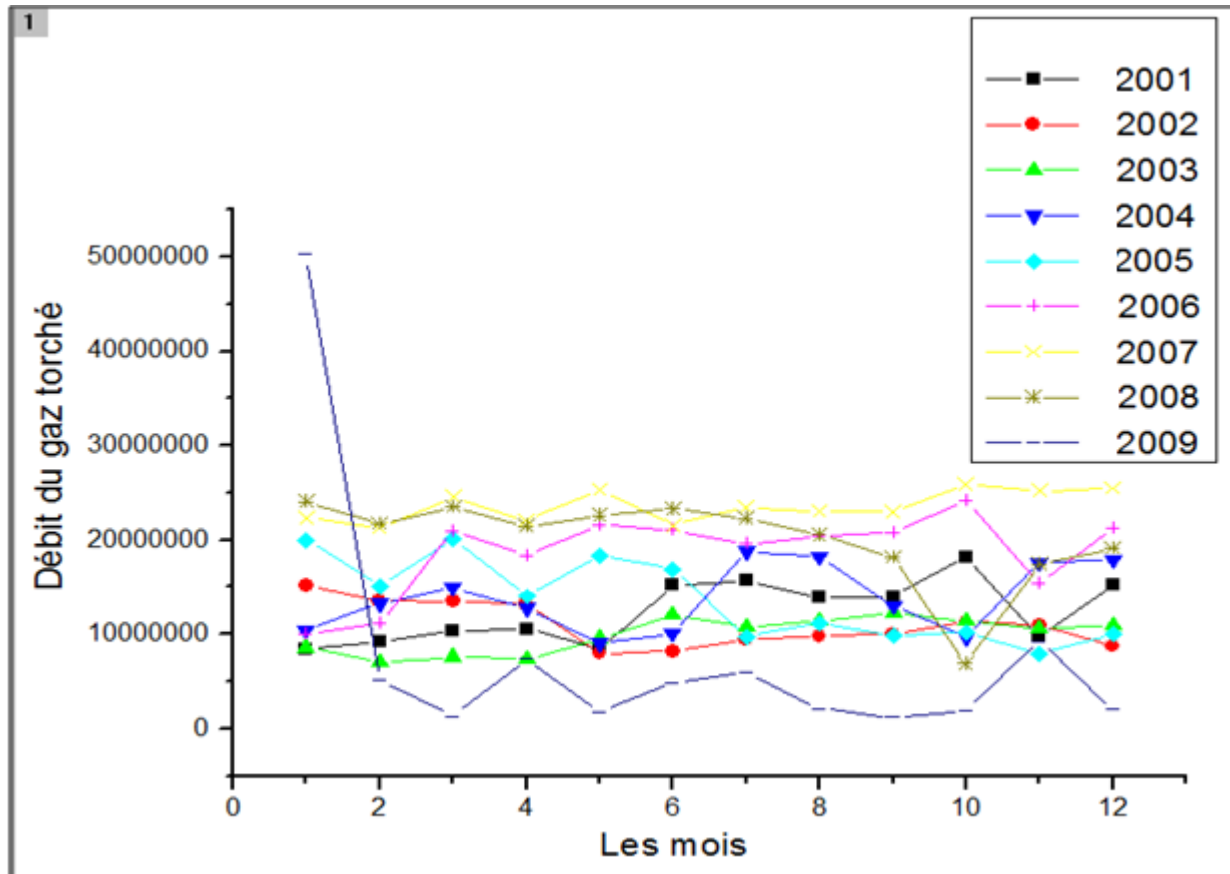


Figure.V.2. Débit du gaz torché de Janvier 2001 à décembre 2009.

On remarque généralement que le taux de torchage a décroît d'une façon alternative à partir de l'année 2001 jusqu'à 2009 . Peut être que cette variation est due essentiellement à la fraction du gaz associé au pétrole brut.

V.3.3. Après le démarrage du GCR

La **figure V.3** montre l'évaluation du débit de gaz associé torché de 2009 jusqu'à l'année 2016. Le débit est exprimé en Sm^3/jour :

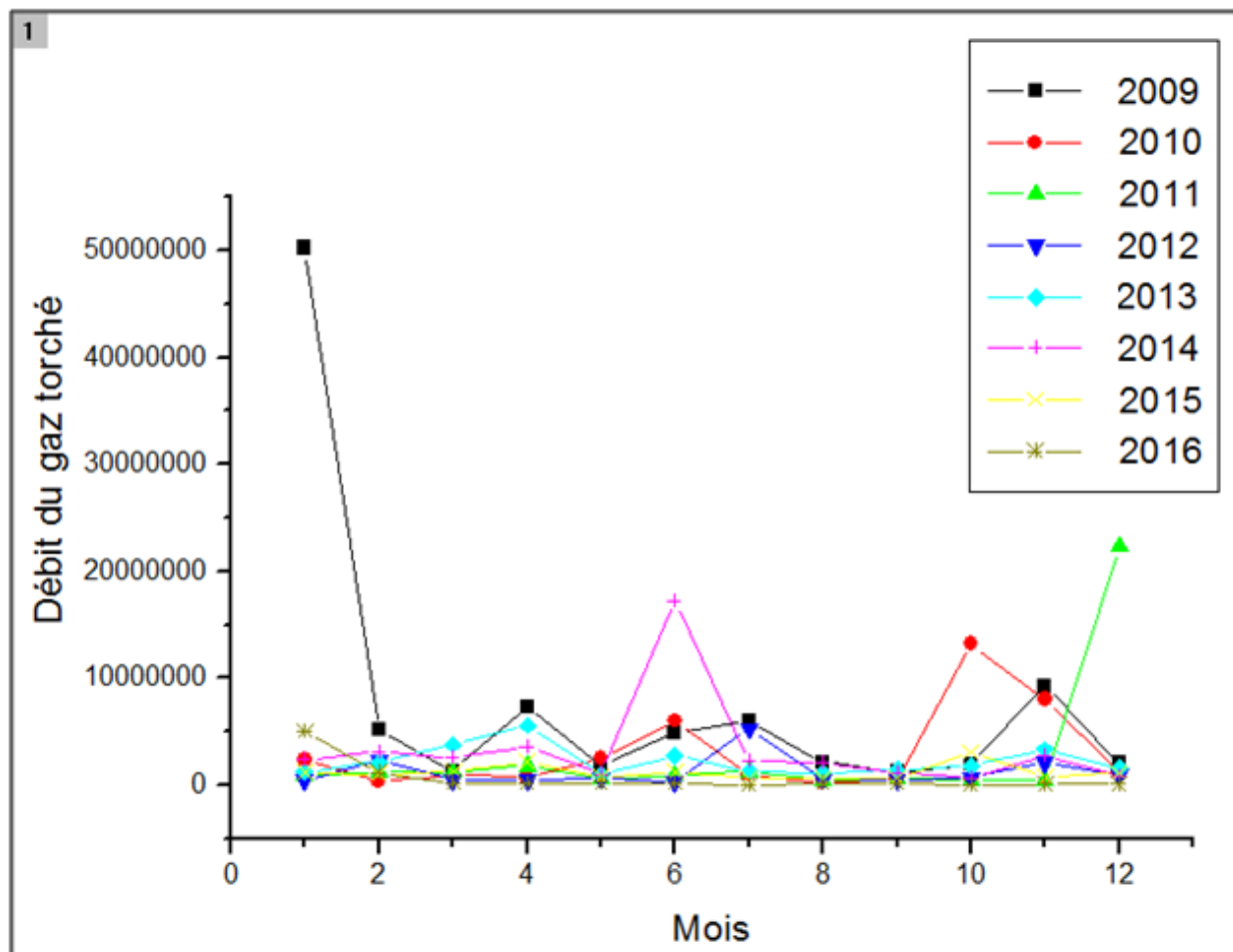


Figure.V.3. Débit du gaz torché de Janvier 2009 à décembre 2016.

Après l'application du GCR (*gas compression & reinjection*) on constate généralement une décroissance du gaz torché de 50 millions Sm^3/jour jusqu'à une valeur moyenne de 400 milles Sm^3/jour , ce qui signifie l'efficacité du procédé GCR. Il faut montrer que rarement quand le gaz associé est brûlé en cas d'urgence (brûlage du gaz produit lors des difficultés d'exploitation ou des coupures d'électricité).

V.3.4. Après la rupture du contrat avec AMERADA HESS

Après la rupture du contrat avec AMERANDA HESS en Janvier 2016 , SONATRACH DP (division production) a activé des puits injecteurs fermés. Le débit est exprimé en Sm^3/jour :

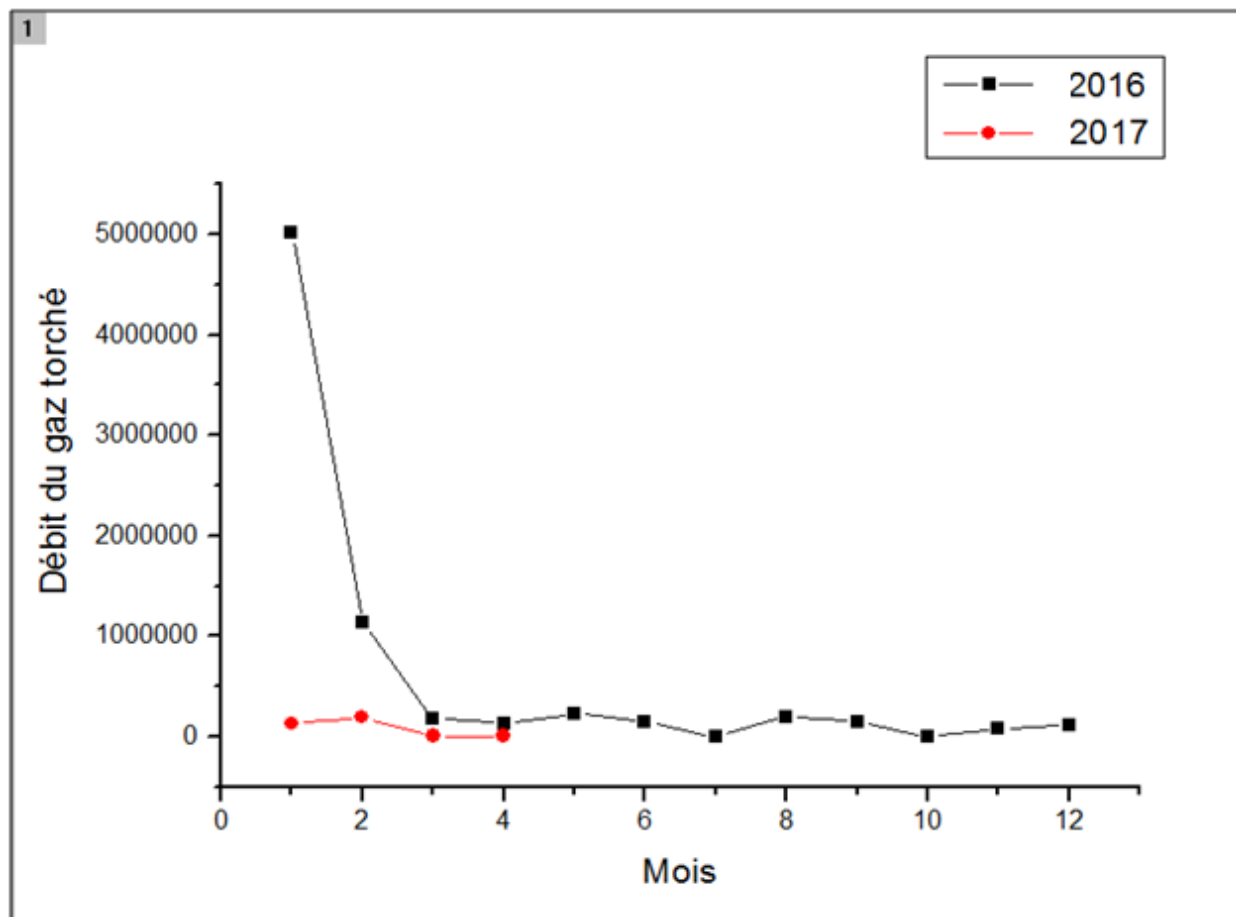


Figure.V.4. Evolution de la quantité du gaz torché de Janvier 2016 à Avril 2017.

La **figure V.4** illustre l'évaluation de la quantité du gaz torché pour l'année 2016 et le début de 2017. On constate une diminution du gaz torché durant les moins Janvier , Février , Mars et Avril par rapport à la même période en 2016 (de 5,014,258 Sm^3/jour jusqu'à 190,535 Sm^3/jour), cela est due à l'activation des autres puits injecteurs du gaz miscible MF dans le but d'améliorer et augmenter le taux de récupération du pétrole au niveau d'El-Gassi.

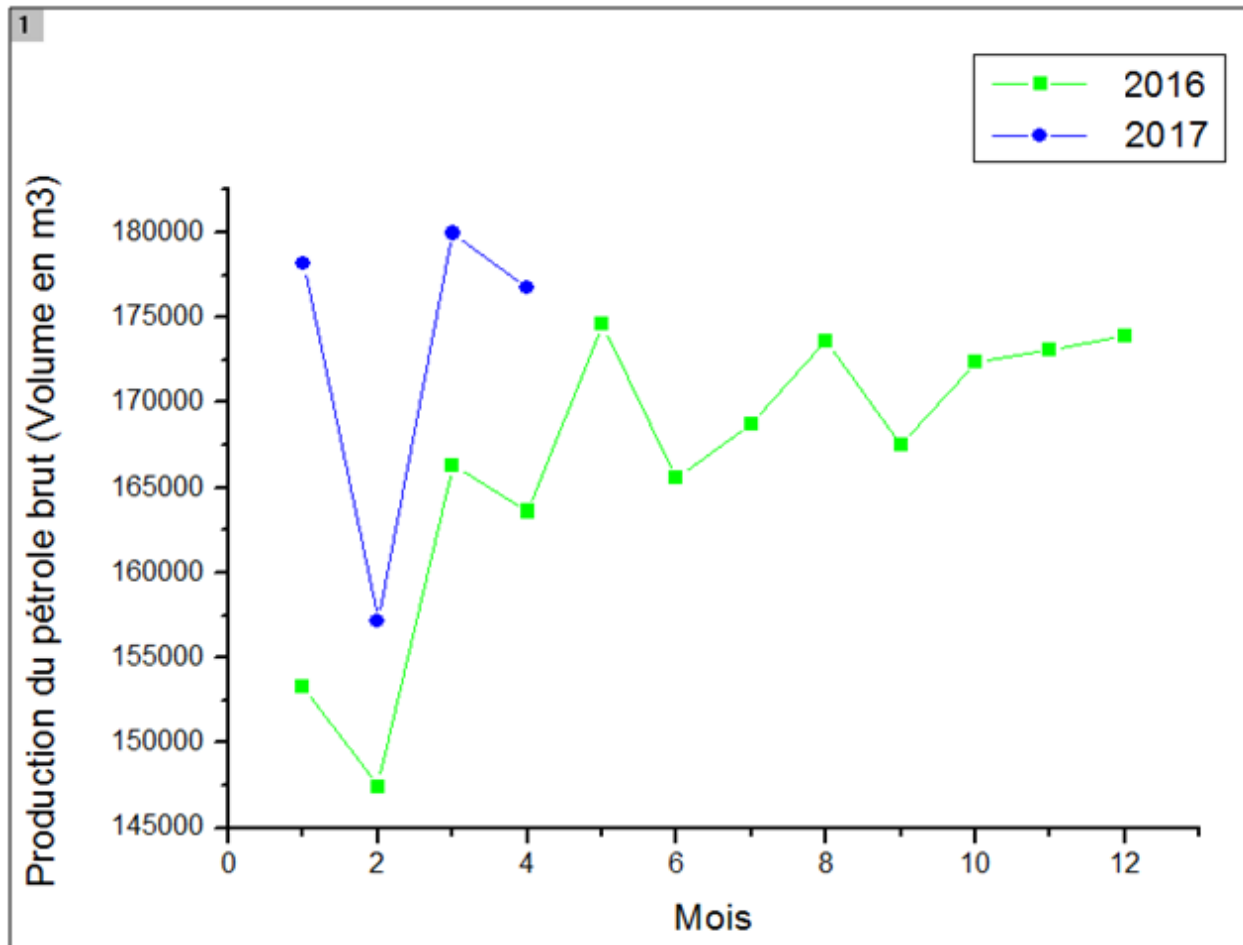


Figure.V.5. Evolution de la production du pétrole brute (la période gérée par le DP)

La **figure V.5** montre l'évaluation de la production du pétrole brute sous l'effet de l'augmentation de la quantité du gaz injecté dans les puits injecteurs , on remarque une amélioration de la production du pétrole par rapport à la période gérée par l'association SONAHES; (de 147,442 m³ jusqu'à 179,967m³).

V.4. Torchage du gaz associé à GEA et les solution proposées

Même après le démarrage du GCR en 2009 et l'augmentation de la quantité du gaz injecté en 2016 et 2017 , le champs de GEA a rarement atteint l'objectif principale qui consiste à réaliser (zéro torchage).

Lorsque on a examiné la raison principale, on a découvert qu'il s'agissait de la capacité des compresseurs booster qui ne peuvent pas comprimer toute la quantité du gaz produit.

Les tableaux suivants représente la capacité de chaque compresseur du gaz associé à GEA:

Type des compresseurs	La capacité
Compresseurs (VRU)	113 000 Sm ³ /jour
Compresseurs (BP)	680 000 Sm ³ / jour
Compresseurs (HP)	3 Millions Sm ³ / jour

Tableau V.2. Capacités des compresseurs du gaz associé du centre GS1 ^[14]

Type des compresseurs	La capacité
Compresseurs Booster (BC)	2Millions Sm ³ / jour
Compresseurs gaz lift (GL)	3Millions Sm ³ / jour
Compresseurs gaz miscible (MF)	3 Millions Sm ³ / jour

Tableau V.3. Capacités des compresseurs du gaz associé de GCR ^[14]

D'après ces données et celles du **tableau V.I** , on remarque que la capacité des compresseurs boosters est inférieure au débit du gaz produit comme il est indiqué sur le **tableau V.1** . pendant la période du stage on a réalisé un essai de mettre en marche tous les compresseurs , on a constaté une augmentation de la capacité du compression du gaz associé à une valeur suffisante pour récupérer toute la quantité du gaz produit , cela implique l'ajout d'un autre compresseur ce qui nous dirige vers une étude technico-économique.

- **Etude technico-économique**

Comme il est illustré dans les **tableaux V.2** et **V.3** , la capacité de la compression du gaz associé aura une valeur suffisante avec l'ajout d'un compresseur booster .

Les **tableaux II.1.** et **II.2.** dans l'annexe montrent le coût total et les détails de l'installation d'un compresseur booster qui coûte **952176,00 \$** c'est à dire **8658816,00 DA.**

Sachant que le champs d'El Gassi El Agreb contient deux unités de compression du gaz associé (la compression au niveau de GS1 et New Zotti) ; on est obligé de penser à l'ajout de deux compresseurs pour que le torchage soient nul , pour éviter le gaspillage de cette énergie et pour préserver l'environnement. Donc le coût final sera 1904352,00 \$ c'est à dire 17317632,00 DA.

Le torchage du gaz associé oblige SONATRACH à payer une taxe de 8592,00 DA pour 1000 Sm³/j , à cause de la pollution atmosphérique liée aux fumées dégagées.

On a :

$$\begin{array}{l}
 x_1 : 1000 \text{ Sm}^3/\text{j} \quad \longrightarrow \quad y_1 : 8592,00 \text{ DA.} \\
 x_2 : 6454961 \text{ Sm}^3/\text{j} \quad \longrightarrow \quad y_2 \quad .
 \end{array}$$

Donc :

$$y_2 = 55461024.91 \text{ DA}$$

Avec :

x_1 : 1000 Sm³/j débit de torchage.

x_2 : débit de torchage de quatre mois (de Janvier 2016 jusqu'à Avril 2016)

y_1 : le tarif appliqué à la taxe de 1000 Sm³/j de gaz torché

y_2 : le tarif appliqué à la taxe de débit du gaz torché en quatre mois.

On remarque que :

$55461024.91 \text{ DA} > 17317632,00 \text{ DA}$

C'est à dire que la perte sera récupérer à partir du cinquième mois de marche des compresseurs boosters. Donc on constate que l'ajout des compresseurs boosters peut être coûteux mais avec le temps la compagnie va récupérer la perte en arrêtant le tarif appliqué à la taxe de torchage.

- **Autres utilisations du gaz**

Le **tableau V.4.** montre une comparaison entre les analyses (CPG) du gaz associé et le gaz importé qu'on a fait au niveau du centre GS1 :

Points de prélèvement	Gaz de GEA	Gaz Importé GR1/2
Pression de prélèvement (Bar)	65.1	66
Température de prélèvement (°c)	18	21
Date de prélèvement	20/03/2017	22/03/2017
Heure de prélèvement	08h00	08h00
Date d'exécution de l'analyse	20/03/2017	23/03/2017
Constituants	% molaires	
Azote	3.06	1.44
Dioxyde de carbone	1.79	1.84
Méthane	85.09	83.74
Ethane	8.93	9.11
Propane	2.44	0.37
i-Butane	0.07	0.07
n-Butane	0.10	0.08
i-Pentane	0.02	0.04
n-Pentane	0.11	0.03
Hexane	0.00	0.00
Total	98.61	96.72
Propriétés physico-chimiques à 15 °c et 1 atm		
MM, Masse Molaire (g/mole)	18.775	17.701
Z, Facteur de compressibilité	0.9974	0.9977
PCS, Pouvoir calorifique sup. (Kcal/m ³)	9473.73	9158.98
PCI, Pouvoir calorifique inf. (Kcal/m ³)	8562.88	8270.18
Densité, (P/R air)	0.6496	0.6124
Masse volumique, (Kg/ m ³)	0.7961	0.7504
Indice de Wobbe supérieur, (Kcal/m ³)	11753.99	11704.29

Tableau V.4. Comparaison entre les composants du gaz produits et du gaz importé ^[24]

Les analyses du gaz produit et le gaz importé (GR1/2) illustre qu'il y a pas une grande différence concernant les composants des deux gaz. Le pourcentage du méthane dans le cas du gaz produit est supérieur à celui du gaz importé, donc on peut éliminé l'importation du gaz (GR1/2) s'il y aura une capacité suffisante de compression du gaz. Cela nécessite une autre étude qui consiste à analyser l'humidité du gaz produit pour garantir que le gaz ne va pas endommager l'installation de GCR.

- **Autres propositions:**

il y aura des possibilités de récupérer les volumes de gaz torché et de les utiliser des autres projets, par exemple pour pallier le manque de réseau gaz, il est possible d'explorer d'autres filières de valorisation du gaz pour contourner ces infrastructures très coûteuses.

- Le GNL (gaz naturel liquéfié), permet la liquéfaction du gaz (à très basse température). Toutefois, jusqu'au présent, la construction d'usines GNL supposait la disposition de très grandes quantités de gaz. ^[25]

- Le gaz peut également être transformé en d'autres produits eux-mêmes commercialisables : le carburant GTL (*Gas to Liquid*), le méthanol, les oléfines, le DME (*dimethylether*), l'ammoniac. D'une manière générale, la conversion du gaz en ces différents produits est coûteuse, mais ne nécessite pas l'existence d'une infrastructure de réseau gaz. Ces conversions peuvent en outre être envisagées pour des débits faibles de gaz. Une étude au cas par cas est nécessaire pour déterminer la viabilité de ces différentes conversions. ^[25]

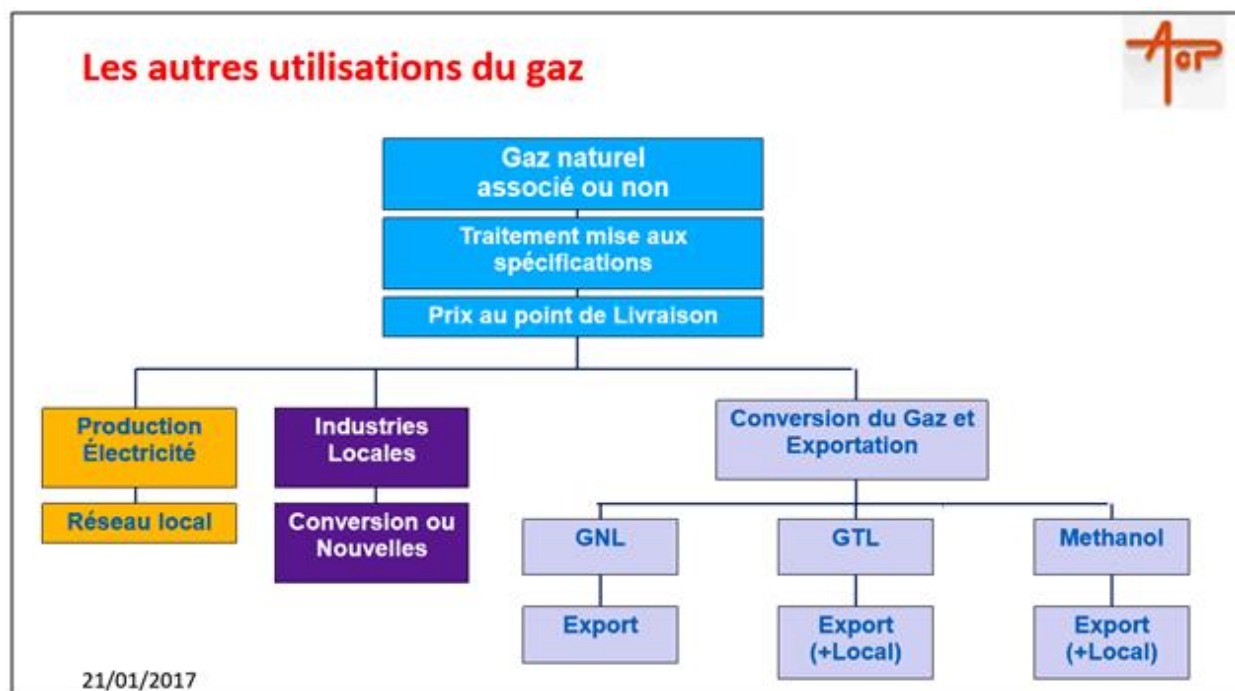


Figure V.6. Autres utilisations du gaz ^[25]

Conclusion

Conclusion

D'après ce qu'on a vu et étudié, nous pouvons dire que le champs du GEA a bien réalisé des infrastructures pour la récupération des gaz associés afin de réduire le tochage du gaz et la préservation de l'atmosphère. D'après les les résultats obtenus on peut conclure que le champs d'El Gassi El Agreb a une particularité d'augmenter la production du pétrole brut et la préservation de l'environnement.

La réalisation de l'étude technico-économique qu'on a fait au cours de notre présence sur site, nous a permis de suggérer le revamping des unités de compression de gaz existantes et l'installation du troisième compresseur au niveau du centre GS1 et le centre de New Zotti vue à l'augmentation de la production du gaz associé, qui devient un soucie majeur pour l'exploitation du champs dans des conditions favorables (récupération des gaz associés et l'optimisation de la production du pétrole brut à moindre coût) . Il est également possible d'explorer d'autres filières de valorisation du gaz associé.

Référence

Références

- [1] Connaissance des énergies : Pourquoi torche-t-on le gaz ; [online]. Disponible sur le site : <http://www.connaissancedesenergies.org/pourquoi-torche-t-du-gaz-150408> .Date de consultation: 10/04/2017.
- [2] Feyzin ; La réduction de la fumosité des torches - Raffinerie ; [online]. Disponible sur le site :<http://www.ville-feyzin.fr/risques/data/050b.htm> . Date de consultation: 10/04/2017.
- [3] Connaissance des énergies : Protocole de Kyoto ; [online]. Disponible sur le site : <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/protocole-de-kyoto> .Date de consultation: 10/04/2017.
- [4] Economie et fourniture : petite encyclopédie gazière ; [online]. Disponible sur le site : http://www.afgaz.fr/sites/default/files/u3/differentes_sortes_de_gaz_combustibles.pdf . Date de consultation: 17/03/2017.
- [5] Benlagha, A., & Setti, A. optimisation des paramètres opératoires relatifs a la section de stabilisation en vue de récupérer le maximum de produits finis (gpl, condensat) . Université de Biskra , pomotion 2014. (Thème Master).
- [6] Chebli, L., & Abbassi, Y. Calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (unité (38); traitement de gpl)" module iii à Hassi R'mel" . Université de Biskra , pomotion 2014. (Thème Master).
- [7] Les différents types de source géologique du gaz naturel ; [online]. Disponible sur le site: https://fr.wikipedia.org/wiki/Gaz_naturel#/media/File:GasDepositDiagram2-fr.svg . Date de consultation: 03/04/2017.
- [8] Gaz de France Cegibat : L'information Conseil de gaz de France (pour les professionnels de bâtiment Janvier 2007) ; [online]. Disponible sur le site : <https://cegibat.grdf.fr/> . Date de consultation: 14/04/2017.

- [9] China oil hbp groupe : Séparateur de chauffage ; [online]. Disponible le site : <http://www.china-hbp.com/html/fr/gsyw/cpjpg/products/jiareyitifenlijishu/index.html> . Date de consultation: 15/04/2017.
- [10] Documentation interne SONATRACH : Efforts de SONATRACH dans la réduction des gaz à effet de serre le 29 octobre 2015.
- [11] Fluenta : Flaring regulation series - Russia ; [online]. Disponible sur le site : <http://www.fluenta.com/news/flaring-regulations-series-russia/> .Date de consultation: 17/04/2017.
- [12] Jeune Afrique : Réduire le torchage pour préserver la planète ; [online]. Disponible le site: <http://www.jeuneafrique.com/206675/societe/r-duire-le-torchage-pour-pr-server-la-plan-te/>
Date de consultation: 02/05/2017.
- [13] Documentation interne SONATRACH ; Utilités de torchages.
- [14] Documentation interne SONATRACH ; présentation du champs d'El Gassi El Agreb 2016
- [15] Documentation interne SONATRACH ; Rapport de mise en situation professionnelle ; SONAHESS . M^{elle} ZERGUI Wafaa 03/11/2015 .
- [16] Documentation interne SONATRACH ; environnement SONAHESS ; gisement d'El Gassi, Zotti et El Agreb 2016.
- [17] M. Hamdaoui ,directeur de la direction d'El Gassi El Agreb ; communication privé.
- [18] Documentation interne SONATRACH ; GEA Algeria - GS1Centre ; Plan explicatif du process GS1 by Taleb Youcef & Benaldjia Merouane.
- [19] Documentation interne SONATRACH ; Service New Zotti SONAHESS , système de déshydratation.
- [20] Documentation interne SONATRACH ; Service New Zotti SONAHESS , système de compression des gaz associés.
- [21] Recorder Official publication of the Canadian Society of Exploration Geophysicists ; Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection ; [Online]. Disponible sur le site : <http://csegrecorder.com/articles/view/enhanced-oil-recovery-techniques-and-nitrogen-injection> .La date : 11/05/2017.
- [22] VIP Blog de énergies fossiles ; L'extraction du pétrole ; [Online]. Disponible sur le site : <http://energies-fossiles.vip-blog.com/vip/article/5284042,L'extraction-du-p%C3%A9trole.html> .La date : 11/05/2017.

[23] Documentation interne SONATRACH ; Bilan mensuel des gaz 2017.

[24] Documentation interne SONATRACH ; Bulletin d'analyse de gaz 2017.

[25] Récupération du gaz torché en Iran , Didier Legros 21 Février 2017 ; [Online]. Disponible sur le site : <http://www.acp-france.org/wp-content/uploads/2017/02/9-Presentation-ACP-Reduction-Torchage-Iran-2017.pdf>. Date de consultation: 09/05/2017.

Annexe

I. Process de champs d'El Gassi El Agreb

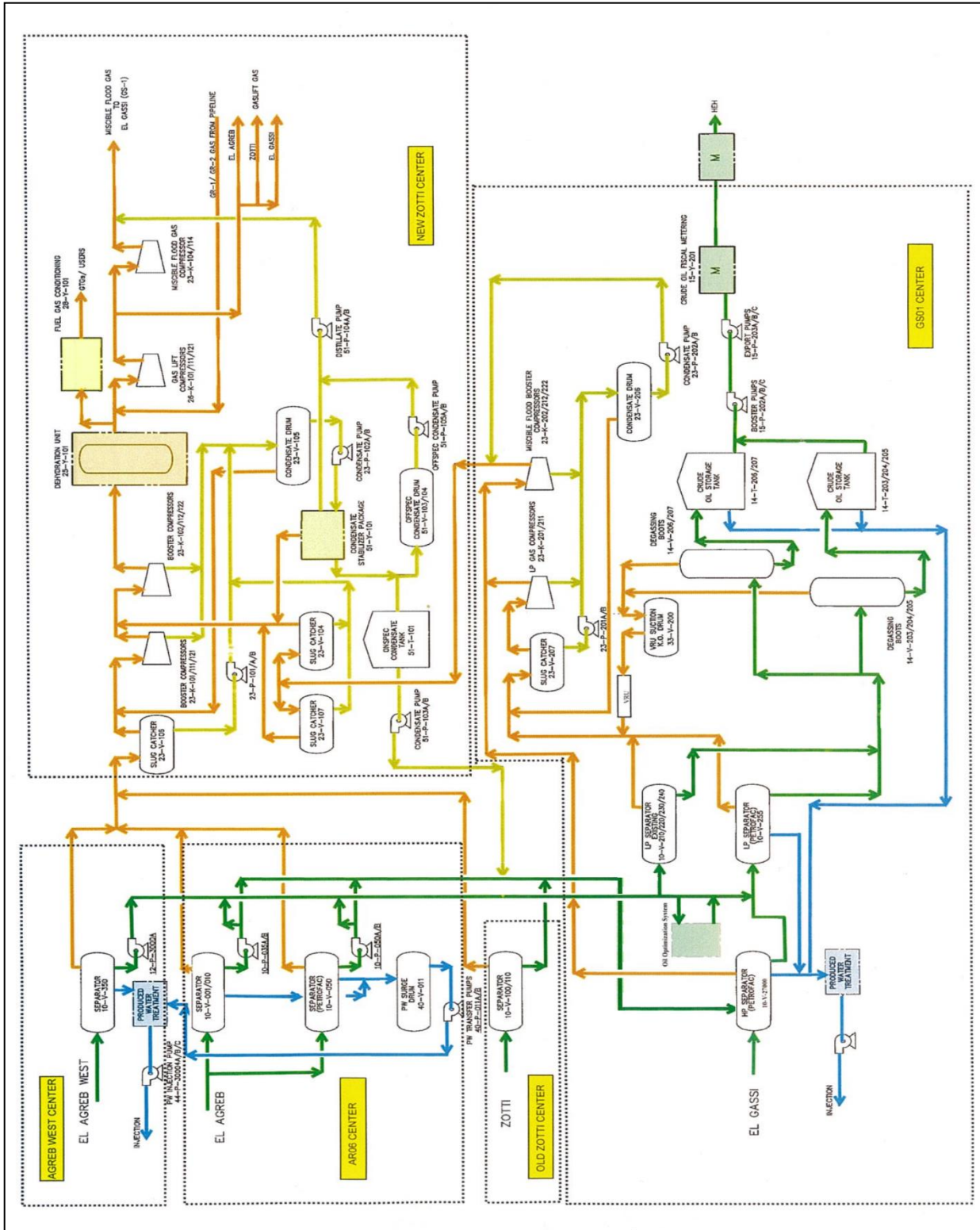


Figure I.1 Plan process de GEA

I.1 Process de centre GR1

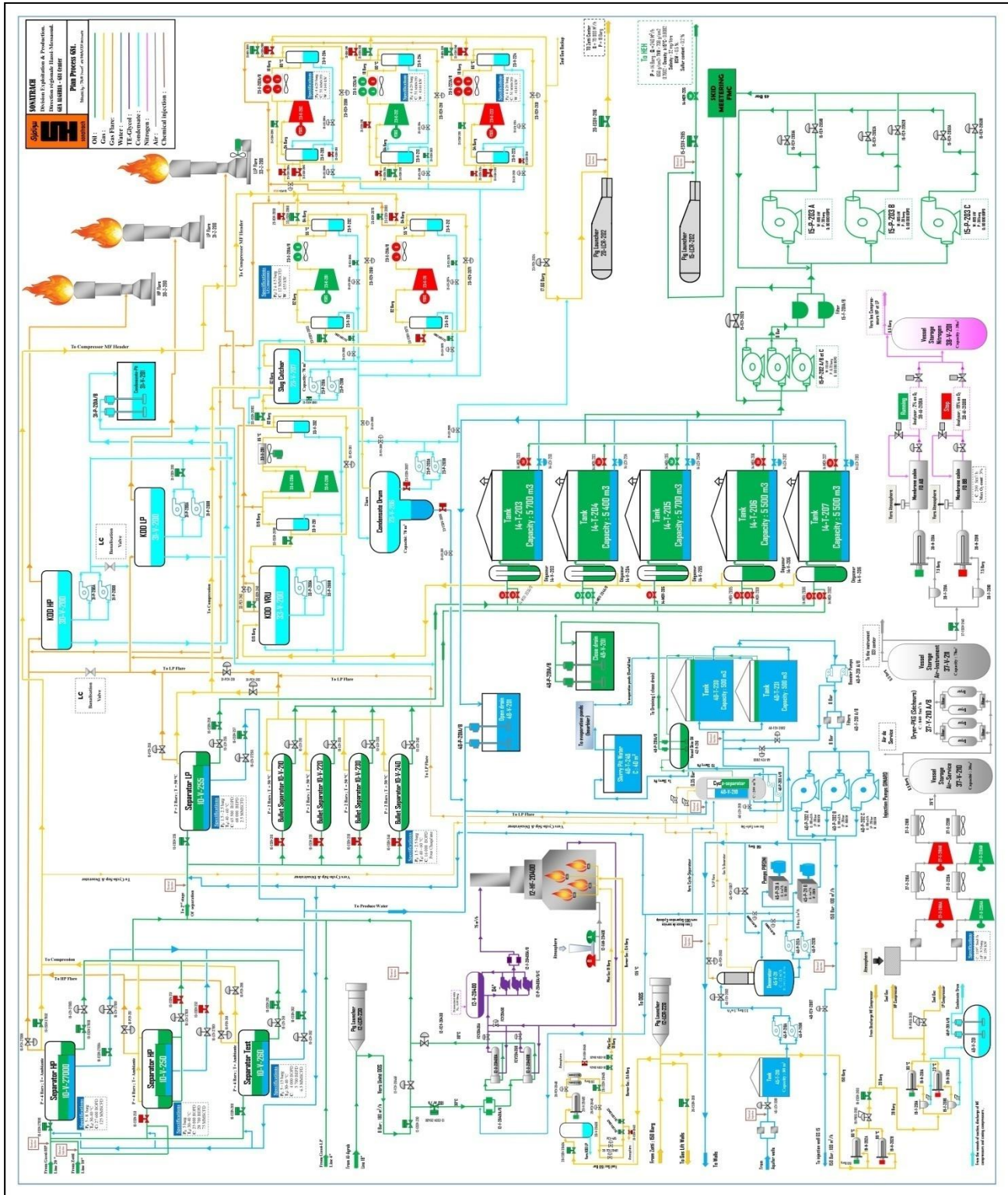


Figure I.2. Plan process de centre GR1

I.1.1 Unité de récupération de vapeur (VRU)

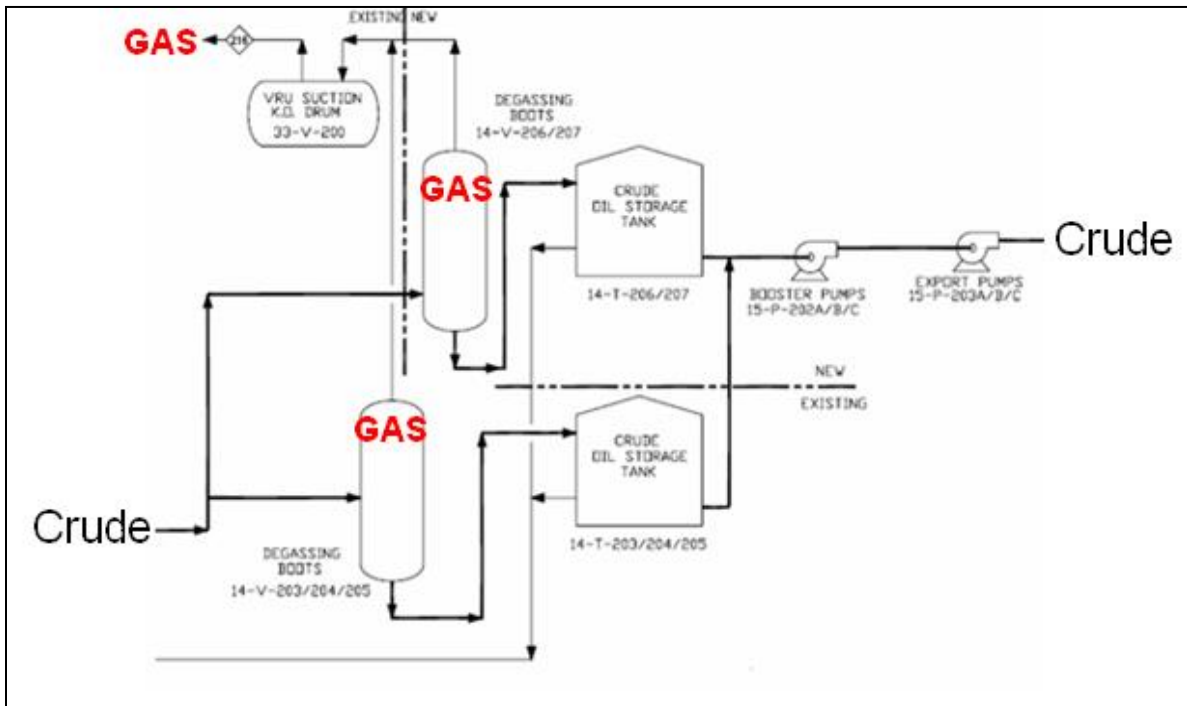


Figure I.3. Récupération de vapeur

I.1 Process de New Zotti

I.1.1. Système de compression

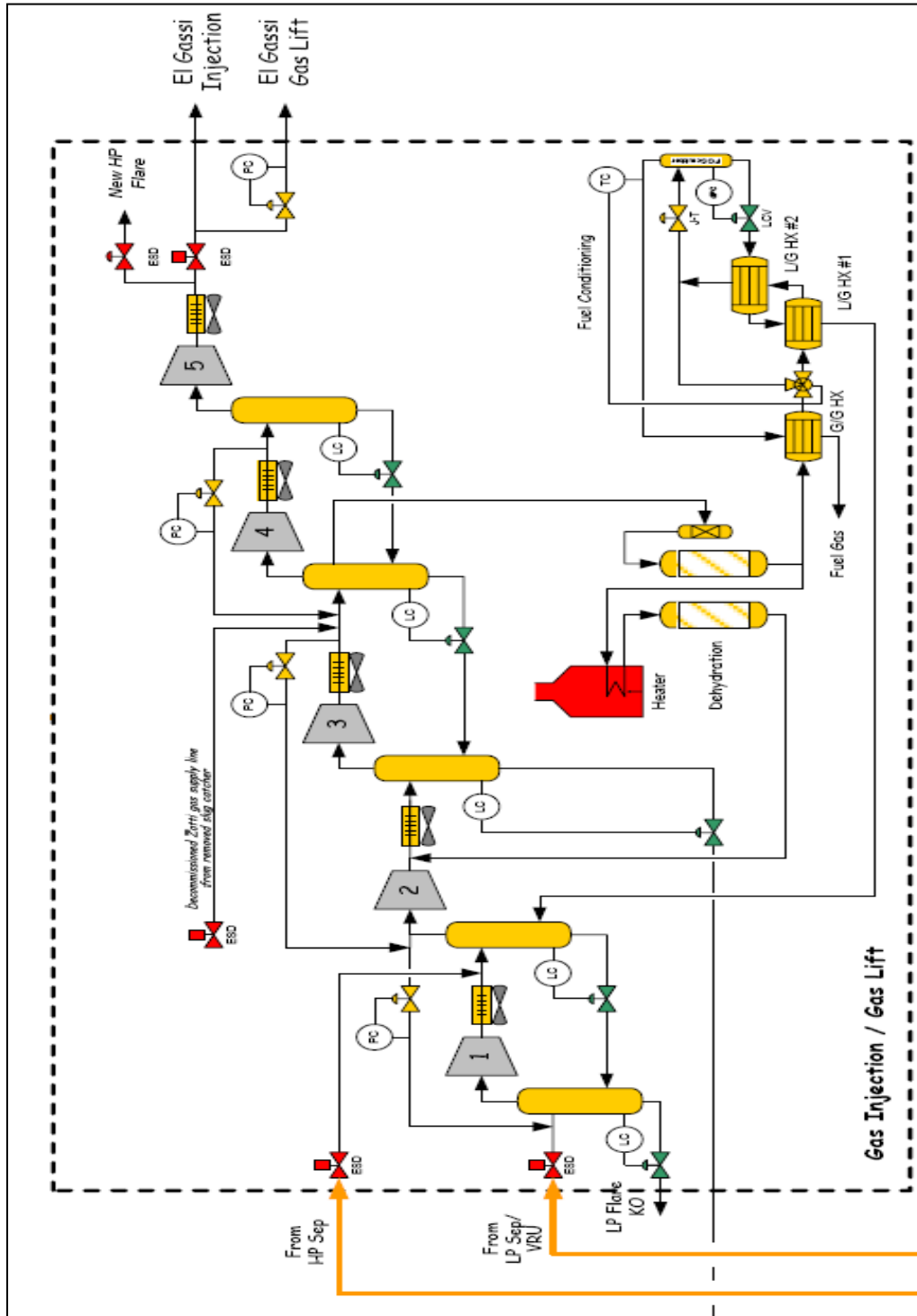


Figure I.4. Adjonctions GCR au système de gaz

I.1.1. Système de déshydratation

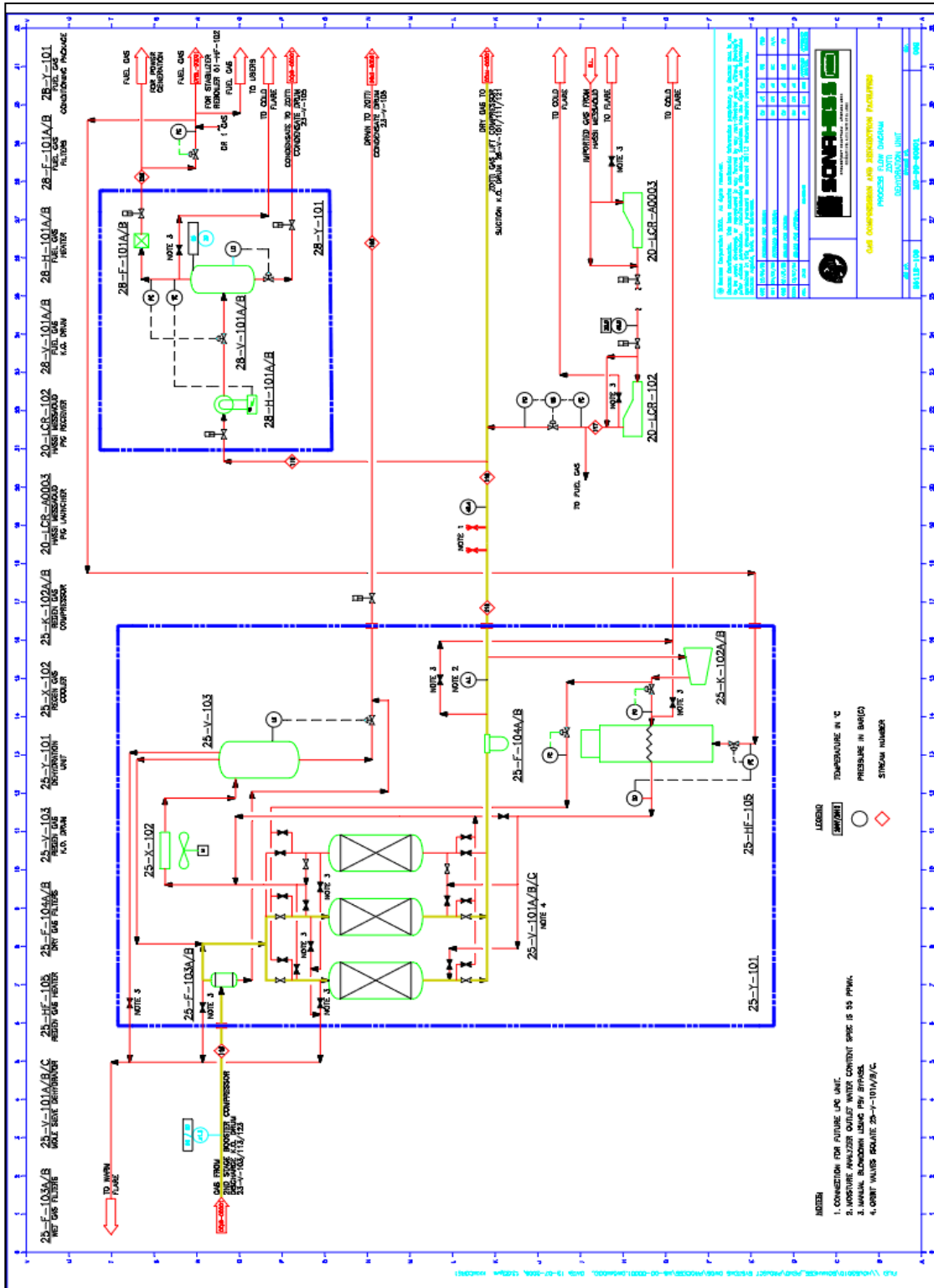


Figure I.5. Plan d'unité de déshydratation.

Annexe

II. Bilan mensuel des gaz associés au pétrole brut

			BILAN MENSUEL DE GAZ						
Moi	Année		Produit	Gaz Importé	Fuel Gaz	Gas Lift	Gaz Miscible	Torché	Balance
Mois	10	2000	8,839,343	0	434,478	5,253,509	0	3,151,356	0
Mois	11	2000	23,147,924	0	1,527,607	13,398,390	0	8,221,927	0
Mois	12	2000	24,185,551	0	1,999,105	13,677,117	0	8,509,329	0
Mois	1	2001	21,558,246	0	1,849,230	11,242,357	0	8,466,659	0
Mois	2	2001	21,891,132	0	1,814,659	10,904,579	0	9,171,894	0
Mois	3	2001	22,228,703	0	1,747,897	10,086,616	0	10,394,190	0
Mois	4	2001	22,729,649	0	1,185,706	10,982,426	0	10,561,517	0
Mois	5	2001	28,559,789	0	1,279,897	18,833,912	0	8,445,981	0
Mois	6	2001	25,304,104	0	2,136,373	7,968,743	0	15,198,987	0
Mois	7	2001	26,660,273	0	1,593,230	9,369,789	0	15,697,254	0
Mois	8	2001	25,438,097	0	1,225,230	10,305,120	0	13,907,747	0
Mois	9	2001	28,116,425	0	1,185,706	12,957,116	0	13,973,602	0
Mois	10	2001	31,325,626	0	1,225,230	11,990,367	0	18,110,029	0
Mois	11	2001	16,208,792	0	1,185,706	5,252,623	0	9,770,463	0
Mois	12	2001	25,093,460	0	1,225,230	8,628,475	0	15,239,755	0
Mois	1	2002	19,482,965	0	1,225,230	3,045,547	0	15,212,189	0
Mois	2	2002	21,176,463	0	1,106,659	6,492,826	0	13,576,978	0
Mois	3	2002	23,330,479	0	2,150,563	7,687,863	0	13,492,052	0
Mois	4	2002	20,492,999	0	2,113,706	5,204,835	0	13,174,458	0
Mois	5	2002	21,360,904	0	2,173,230	11,240,104	0	7,947,569	0
Mois	6	2002	21,600,834	0	2,116,373	11,263,518	0	8,220,942	0
Mois	7	2002	23,964,512	0	2,081,230	12,404,231	0	9,479,051	0
Mois	8	2002	25,170,098	0	2,165,897	13,164,267	0	9,839,934	0
Mois	9	2002	25,345,082	0	2,129,373	13,189,238	0	10,026,471	0
Mois	10	2002	29,580,173	0	2,089,230	16,134,442	0	11,356,501	0
Mois	11	2002	28,184,487	0	1,185,706	16,096,340	0	10,902,441	0
Mois	12	2002	32,691,172	0	1,225,230	22,733,410	0	8,732,532	0
Mois	1	2003	32,894,006	0	1,225,230	23,068,210	0	8,600,566	0
Mois	2	2003	24,511,859	0	1,106,659	16,367,886	0	7,037,313	0
Mois	3	2003	25,808,086	0	1,225,230	16,989,244	0	7,593,612	0
Mois	4	2003	25,033,429	0	1,200,373	16,474,263	0	7,358,793	0
Mois	5	2003	25,256,836	0	1,611,897	14,101,949	0	9,542,991	0
Mois	6	2003	31,582,594	0	2,109,040	17,437,892	0	12,035,662	0
Mois	7	2003	32,426,042	0	1,557,230	20,098,085	0	10,770,727	0
Mois	8	2003	31,787,754	0	2,202,563	18,165,348	0	11,419,843	0
Mois	9	2003	32,475,923	0	2,073,706	18,045,330	0	12,356,887	0
Mois	10	2003	33,822,186	0	2,134,430	20,284,481	0	11,403,275	0

Annexe

Mois	11	2003	29,895,164	0	1,423,706	17,846,751	0	10,624,707	0
Mois	12	2003	27,950,116	0	1,393,230	15,623,636	0	10,933,250	0
Mois	1	2004	31,678,681	0	2,147,230	19,108,994	0	10,422,457	0
Mois	2	2004	30,589,543	0	1,866,183	15,457,928	0	13,265,432	0
Mois	3	2004	35,797,417	0	2,124,563	18,708,910	0	14,963,943	0
Mois	4	2004	36,798,994	0	1,945,040	19,929,820	2,105,562	12,818,572	0
Mois	5	2004	36,930,630	0	2,175,897	22,050,514	3,706,688	8,997,532	0
Mois	6	2004	40,743,070	0	2,614,776	24,865,790	3,151,372	10,111,132	0
Mois	7	2004	42,933,014	0	2,655,822	18,172,736	3,362,203	18,742,253	0
Mois	8	2004	44,384,038	0	2,558,018	20,292,145	3,320,036	18,213,839	0
Mois	9	2004	40,126,926	0	2,594,228	19,305,156	5,227,234	13,000,309	0
Mois	10	2004	38,522,043	0	2,601,525	18,865,663	7,317,991	9,736,865	0
Mois	11	2004	44,521,296	0	2,555,163	20,982,688	3,408,960	17,574,485	0
Mois	12	2004	48,192,294	0	2,492,207	24,057,313	3,734,641	17,908,133	0
Mois	1	2005	49,347,567	0	2,579,623	24,207,948	2,545,889	20,014,107	0
Mois	2	2005	41,630,272	0	2,648,550	20,347,442	3,531,666	15,102,614	0
Mois	3	2005	49,643,105	0	2,809,278	24,070,347	2,722,136	20,041,344	0
Mois	4	2005	46,620,903	0	2,630,184	23,338,256	6,639,238	14,013,224	0
Mois	5	2005	46,367,400	0	3,095,178	22,211,488	2,728,758	18,331,975	0
Mois	6	2005	43,489,382	0	2,900,893	20,414,669	3,264,576	16,909,244	0
Mois	7	2005	45,751,342	0	3,099,556	23,722,823	9,143,124	9,785,839	0
Mois	8	2005	45,626,204	0	3,067,272	23,549,378	7,837,577	11,171,977	0
Mois	9	2005	43,371,888	0	2,911,251	22,071,869	8,547,643	9,841,125	0
Mois	10	2005	40,092,493	0	2,970,636	20,054,188	6,896,650	10,171,019	0
Mois	11	2005	40,351,889	0	2,952,403	20,636,906	8,767,004	7,995,576	0
Mois	12	2005	42,084,349	0	3,080,910	22,303,263	6,729,650	9,970,526	0
Mois	1	2006	40,855,306	0	2,837,707	22,313,047	5,741,675	9,962,876	0
Mois	2	2006	38,574,999	0	2,718,849	18,661,195	5,992,883	11,202,071	0
Mois	3	2006	43,628,665	0	2,625,387	14,219,767	5,824,495	20,959,016	0
Mois	4	2006	44,526,861	0	2,475,524	15,934,021	7,747,712	18,369,604	0
Mois	5	2006	49,155,166	0	2,169,418	19,820,566	5,575,589	21,589,594	0
Mois	6	2006	45,715,106	0	1,979,666	16,818,866	5,871,062	21,045,512	0
Mois	7	2006	47,219,279	0	2,207,675	17,476,109	7,986,126	19,549,370	0
Mois	8	2006	45,172,000	0	2,093,500	16,653,443	5,960,672	20,464,385	0
Mois	9	2006	43,516,396	0	1,798,987	16,438,388	4,482,712	20,796,309	0
Mois	10	2006	43,988,724	0	1,558,693	17,511,747	708,003	24,210,282	0
Mois	11	2006	27,728,794	0	1,429,209	10,633,484	267,947	15,398,154	0
Mois	12	2006	38,915,601	0	2,484,100	14,845,682	263,441	21,322,379	0
Mois	1	2007	40,440,846	0	2,217,230	15,873,320	0	22,350,296	0
Mois	2	2007	38,928,695	0	1,942,993	15,756,198	0	21,229,505	0
Mois	3	2007	45,294,124	0	1,878,897	18,901,265	0	24,513,963	0

Annexe

Mois	4	2007	42,352,191	0	1,948,706	18,348,100	0	22,055,385	0
Mois	5	2007	46,894,529	0	1,957,897	19,648,366	0	25,288,266	0
Mois	6	2007	42,205,074	0	2,089,706	18,577,151	0	21,538,217	0
Mois	7	2007	45,621,135	0	2,052,230	20,141,003	0	23,427,902	0
Mois	8	2007	42,574,683	0	1,947,230	17,594,372	0	23,033,081	0
Mois	9	2007	42,567,486	0	1,842,373	17,712,237	0	23,012,876	0
Mois	10	2007	46,542,864	0	1,225,230	19,462,096	0	25,855,538	0
Mois	11	2007	45,664,314	0	1,185,706	19,314,781	0	25,163,827	0
Mois	12	2007	45,606,318	7,224,000	5,341,781	18,932,172	3,069,064	25,487,300	0
Mois	1	2008	40,763,763	13,907,005	5,166,448	21,347,175	4,078,037	24,079,108	0
Mois	2	2008	39,767,308	15,012,973	4,230,306	28,832,447	0	21,717,528	0
Mois	3	2008	44,814,894	20,960,972	4,965,111	37,289,858	0	23,520,898	0
Mois	4	2008	44,645,596	22,561,678	4,935,715	40,809,935	0	21,461,624	0
Mois	5	2008	44,548,801	25,326,560	5,605,819	41,682,431	0	22,587,110	0
Mois	6	2008	45,003,898	20,838,471	5,861,768	36,680,763	0	23,299,839	0
Mois	7	2008	42,451,723	29,263,798	6,083,309	42,345,333	993,634	22,293,245	0
Mois	8	2008	42,544,846	33,596,261	7,548,902	43,511,330	4,520,576	20,560,299	0
Mois	9	2008	43,512,494	46,932,878	8,676,471	35,246,885	28,361,882	18,160,134	0
Mois	10	2008	47,911,727	67,941,121	10,176,001	37,482,968	61,271,560	6,922,319	0
Mois	11	2008	44,535,700	59,335,735	8,201,422	35,981,267	42,273,020	17,415,726	0
Mois	12	2008	44,329,399	50,836,765	8,123,161	32,629,176	35,283,567	19,130,261	0
Mois	1	2009	45,347,714	27,868,481	6,132,246	16,815,918	0	50,268,031	0
Mois	2	2009	33,621,930	18,679,261	7,862,571	5,935,654	33,394,741	5,108,225	0
Mois	3	2009	47,355,957	33,343,224	9,774,360	13,021,716	56,560,368	1,342,737	0
Mois	4	2009	48,544,382	12,061,674	8,772,567	10,771,206	33,705,144	7,357,139	0
Mois	5	2009	48,801,752	28,403,442	10,099,441	4,004,858	61,310,381	1,790,514	0
Mois	6	2009	45,756,431	37,786,828	9,662,400	3,315,487	65,688,125	4,877,248	0
Mois	7	2009	49,522,388	44,728,545	10,657,244	2,391,854	75,241,386	5,960,449	0
Mois	8	2009	49,560,873	47,430,712	10,042,472	2,330,840	82,482,532	2,135,741	0
Mois	9	2009	49,368,909	39,359,691	9,542,118	2,200,968	75,789,555	1,195,960	0
Mois	10	2009	49,479,792	41,352,973	9,953,527	2,317,245	76,647,544	1,914,449	0
Mois	11	2009	47,483,721	48,508,844	9,319,352	2,589,235	74,799,146	9,284,832	0
Mois	12	2009	49,267,695	40,830,279	9,771,424	3,208,659	75,106,890	2,011,002	0
Mois	1	2010	50,755,681	32,498,036	9,809,830	2,217,170	68,888,034	2,338,683	0
Mois	2	2010	40,051,939	28,826,669	8,296,067	2,038,481	58,238,680	305,380	0
Mois	3	2010	45,080,923	29,892,912	9,466,806	2,224,540	62,323,071	959,418	0
Mois	4	2010	44,030,656	37,067,281	9,515,426	2,219,613	68,659,229	703,669	0
Mois	5	2010	46,719,481	34,343,320	9,670,973	4,778,042	64,101,097	2,512,689	0
Mois	6	2010	44,500,520	24,674,473	9,381,785	3,358,514	50,430,775	6,003,918	0
Mois	7	2010	48,055,958	34,532,377	10,110,407	2,266,138	69,285,301	926,488	0
Mois	8	2010	45,846,256	29,387,554	9,804,534	2,239,556	62,963,316	226,404	0

Annexe

Mois	9	2010	42,597,179	33,502,349	9,536,047	2,146,107	63,966,843	450,531	0
Mois	10	2010	35,178,682	17,053,793	6,819,935	1,532,412	30,721,197	13,158,931	0
Mois	11	2010	43,279,611	21,344,578	8,460,352	2,661,797	45,522,635	7,979,405	0
Mois	12	2010	43,683,310	33,719,215	9,393,228	2,245,215	64,561,486	1,202,596	0
Mois	1	2011	103,884,371	35,639,792	9,606,597	42,298,894	86,628,335	990,337	0
Mois	2	2011	102,235,652	32,715,692	9,205,178	42,448,411	82,077,631	1,220,124	0
Mois	3	2011	117,185,533	32,972,689	10,504,312	51,424,924	87,054,527	1,174,459	0
Mois	4	2011	109,517,363	29,143,127	9,684,687	48,578,347	78,630,631	1,766,825	0
Mois	5	2011	121,392,703	33,159,520	10,009,017	56,521,353	87,404,923	616,930	0
Mois	6	2011	111,195,084	20,808,565	9,160,193	53,014,783	68,944,928	883,745	0
Mois	7	2011	115,842,540	8,269,050	9,036,665	58,998,060	54,817,813	1,259,052	0
Mois	8	2011	111,241,383	13,158,455	9,248,399	56,474,970	58,184,953	491,516	0
Mois	9	2011	110,519,702	9,100,017	9,034,226	54,405,373	55,599,484	580,636	0
Mois	10	2011	115,542,957	10,143,418	9,599,471	59,795,530	55,849,709	441,665	0
Mois	11	2011	105,140,208	12,563,688	9,098,147	52,461,390	55,748,313	396,046	0
Mois	12	2011	107,303,630	22,301,622	8,468,878	56,868,445	41,976,933	22,290,996	0
Mois	1	2012	110,563,292	9,704,243	9,217,663	57,415,187	53,243,710	390,975	0
Mois	2	2012	99,970,074	8,444,788	7,697,926	51,836,933	46,584,315	2,295,688	0
Mois	3	2012	106,869,863	16,724,181	9,821,111	56,507,833	56,817,519	447,581	0
Mois	4	2012	108,381,926	15,514,833	9,457,798	55,716,141	58,272,261	450,559	0
Mois	5	2012	103,554,805	15,984,826	10,140,113	49,063,831	59,734,873	600,814	0
Mois	6	2012	97,861,076	25,871,707	10,145,550	46,307,607	66,959,355	320,271	0
Mois	7	2012	101,792,947	32,372,070	10,328,991	51,258,129	67,351,993	5,225,904	0
Mois	8	2012	98,010,535	22,926,609	10,265,518	51,183,582	58,946,717	541,327	0
Mois	9	2012	97,811,763	22,120,337	10,019,051	52,466,275	56,962,517	484,257	0
Mois	10	2012	108,159,373	19,441,707	10,257,717	57,073,396	59,601,290	668,677	0
Mois	11	2012	101,759,245	20,501,814	10,239,838	51,817,563	58,093,545	2,110,113	0
Mois	12	2012	103,800,093	21,037,960	11,693,199	52,333,959	59,847,276	963,619	0
Mois	1	2013	106,168,134	22,679,909	11,753,404	56,720,240	59,172,461	1,201,938	0
Mois	2	2013	96,684,600	20,625,420	10,483,387	51,754,972	52,932,984	2,138,677	0
Mois	3	2013	109,586,929	22,313,416	11,544,640	59,831,904	56,730,289	3,793,512	0
Mois	4	2013	106,047,243	20,453,607	11,042,207	57,294,925	52,589,828	5,573,890	0
Mois	5	2013	106,179,568	19,569,493	11,636,887	53,523,534	59,589,649	998,991	0
Mois	6	2013	103,975,699	20,750,610	11,628,485	56,233,157	54,127,154	2,737,513	0
Mois	7	2013	102,678,308	16,649,875	11,765,500	53,795,709	52,496,267	1,270,707	0
Mois	8	2013	102,007,446	19,326,513	10,977,935	57,936,124	51,329,578	1,090,322	0
Mois	9	2013	102,974,925	15,525,695	10,004,133	57,042,148	50,036,117	1,418,222	0
Mois	10	2013	80,768,093	12,575,761	9,158,240	45,822,224	36,533,285	1,830,105	0
Mois	11	2013	95,696,114	14,086,000	9,907,279	48,799,307	47,764,004	3,311,524	0
Mois	12	2013	96,426,208	14,807,906	10,895,112	48,534,149	50,220,088	1,584,765	0
Mois	1	2014	104,942,297	12,917,785	10,978,787	53,157,652	51,361,564	2,362,079	0

Annexe

Mois	2	2014	94,144,409	13,104,105	9,745,200	47,231,042	47,184,524	3,087,748	0
Mois	3	2014	99,368,640	15,251,721	10,843,476	49,987,916	51,230,662	2,558,307	0
Mois	4	2014	96,256,908	13,874,879	10,595,912	46,866,198	49,118,978	3,550,699	0
Mois	5	2014	100,593,386	15,252,358	10,746,888	46,974,807	57,100,085	1,023,964	0
Mois	6	2014	33,084,764	7,698,799	5,958,056	9,241,256	8,314,118	17,270,133	0
Mois	7	2014	95,457,113	16,878,753	11,132,927	43,114,625	55,902,455	2,185,859	0
Mois	8	2014	90,505,689	13,922,722	11,051,451	39,809,105	51,455,126	2,112,729	0
Mois	9	2014	86,895,774	10,924,268	9,464,337	39,095,731	48,125,027	1,134,947	0
Mois	10	2014	84,874,056	8,252,454	8,788,959	36,038,544	47,630,558	668,449	0
Mois	11	2014	79,115,714	7,866,961	8,967,031	29,723,483	45,543,814	2,748,347	0
Mois	12	2014	82,565,158	5,100,668	9,435,144	32,170,165	45,310,120	750,397	0
Mois	1	2015	79,931,373	7,738,103	9,220,847	36,009,877	41,248,792	1,189,960	0
Mois	2	2015	76,397,978	9,188,619	8,452,077	38,457,773	37,685,600	991,147	0
Mois	3	2015	95,885,930	4,545,889	9,350,104	42,668,696	47,162,895	1,250,124	0
Mois	4	2015	94,736,813	4,507,505	9,215,639	42,701,461	45,200,273	2,126,945	0
Mois	5	2015	90,345,914	5,628,233	9,346,509	38,555,389	47,277,675	794,574	0
Mois	6	2015	89,583,481	4,813,152	8,964,935	40,569,080	43,628,400	1,234,218	0
Mois	7	2015	89,655,155	7,737,069	9,388,744	41,702,899	45,684,010	616,571	0
Mois	8	2015	84,042,876	3,660,928	9,648,492	39,070,829	38,381,344	603,139	0
Mois	9	2015	81,258,296	3,851,118	9,097,526	36,601,877	38,787,171	622,840	0
Mois	10	2015	76,150,152	5,272,908	9,129,731	32,651,496	36,571,403	3,070,430	0
Mois	11	2015	88,726,870	4,097,273	8,925,867	38,185,454	45,002,188	710,634	0
Mois	12	2015	94,145,497	3,479,356	9,442,676	39,906,679	47,153,646	1,121,852	0
Mois	1	2016	88025294	8,255,901	9,460,868	39,619,795	42,186,274	5,014,258	0
Mois	2	2016	86492640	6,405,074	9,158,091	38,625,253	43,978,269	1,136,101	0
Mois	3	2016	98398843	3,164,067	9,712,048	42,125,480	49,550,142	175,240	0
Mois	4	2016	101054260	7,648,891	10,234,440	43,984,682	54,354,667	129,362	0
Mois	5	2016	110347762	8,406,162	11,129,133	46,311,263	61,084,053	229,475	0
Mois	6	2016	105556088	7,176,383	10,377,558	46,960,742	55,243,783	150,388	0
Mois	7	2016	108656384	6,977,524	10,428,521	47,845,478	57,359,909	0	0
Mois	8	2016	110179339	5,175,090	10,967,448	48,261,974	55,926,669	198,338	0
Mois	9	2016	110455815	4,169,882	11,092,101	49,098,977	54,290,491	144,128	0
Mois	10	2016	115330601	4,971,954	11,211,648	50,624,561	58,466,346	0	0
Mois	11	2016	114645997	4,067,799	11,128,778	52,263,941	55,245,473	75,604	0
Mois	12	2016	123398814	4,063,841	11,653,054	57,313,443	58,387,066	109,092	0

Tableau II.1 Bilan mensuel des gaz associés à partir d'Octobre 2000 jusqu'au Décembre 2016

III. Le coût complet d'une installation d'un compresseur booster

PROJECT TREND BACKUP CALCULATION SHEET														
Item No./Reference No.	Description	Qty	Unit Rate (USD)		Installation Manhours		TOTAL COST Related to USD		TOTAL COST Related to DZD		Subcontract	Material	Labor	Total
			Material	Labor	Unit Rate (USD)	Unit Rate (DZD)	Material	Labor	Material	Labor				
Major Equipment														
	Delete Major Equipment													
15-P-202A	Crude Oil Booster Pump - Add back 175Kw Pump	1	EA	45,000		100	8.63	590.39	45,000	863			59,939	59,939
15-P-202B	Crude Oil Booster Pump - Add back 175Kw Pump	1	EA	45,000		100	8.63	590.39	45,000	863			59,939	59,939
15-P-202C	Crude Oil Booster Pump - Add Spare unit	1	EA	45,000		100	8.63	590.39	45,000	863			59,939	59,939
15-P-202A	Crude Oil Export Pump - Add back 700 Kw Pump	1	EA	564,218		273	8.63	590.39	564,218	2,354			163,459	163,459
15-P-202B	Crude Oil Export Pump - Add back 700 Kw Pump	1	EA	564,218		273	8.63	590.39	564,218	2,354			163,459	163,459
15-P-202C	Crude Oil Export Pump - Add back 700 Kw Pump	1	EA	564,218		273	8.63	590.39	564,218	2,354			163,459	163,459
Question H	Increased Capacity	2	EA	15,250		175	8.63	590.39	30,500	3,022			209,789	209,789
Question #13	Add Trickey for the ends of three pipelines - 4 sites 18", 2 sites 20"	6	EA	18,150		150	8.63	590.39	108,900	7,770			539,455	539,455
Question #13	Add Jib Cranes for the 6 sites - 4 sites 18" pipeline, 2 sites 20" pipeline	6	EA	12,320		126	8.63	590.39	73,800	6,475			449,548	449,548
SubTOTAL MAJOR EQUIPMENT														
Delete All Piping Material and Labor														
The following piping increased in size due to the Upgrading														
	16" line that replaced the 12" line	201	M	263.02	1,273.34	59,423	Inc	Inc	50,020	256,260			11,998,879	11,998,879
	14" line that replaced the 12" line	60	M	146.66	45,071	Inc	Inc	8,710	57,686			2,692,017	2,692,017	
	12" line that replaced the 10" line	81	M	129.35	791.02	36,914	Inc	Inc	19,413	63,677			2,971,577	2,971,577
	16" Elbow that replaced the 12"	3	EA	1,719.00	662.03	38,063	Inc	Inc	5,157	1,946			108,189	108,189
	16" Tee that replaced the 12"	5	EA	2,020.00	992.55	54,967	Inc	Inc	12,600	4,963			270,337	270,337
	16" Flanges that replaced the 12"	3	EA	2,467.00	330.65	18,022	Inc	Inc	7,371	900			54,067	54,067
	12" Elbow that replaced the 10"	14	EA	967.03	527.56	28,730	Inc	Inc	13,818	7,386			402,328	402,328
	12" Tee that replaced the 10"	11	EA	964.00	790.94	43,066	Inc	Inc	10,494	6,700			473,005	473,005
	12" Flanges that replaced the 10"	22	EA	1,626.00	263.65	14,362	Inc	Inc	40,392	5,800			315,957	315,957
	14" Elbow that replaced the 12"	6	EA	1,267.00	579.28	31,553	Inc	Inc	19,296	6,634			252,441	252,441
	14" Flanges that replaced the 12"	10	EA	2,400.00	289.49	15,770	Inc	Inc	24,000	2,895			157,887	157,887
Subtotal Piping this Page														
TOTALS														
											(170,169)			4,898,271

APPROVED: _____
 PRN DATE: _____
 TRNO REF: _____

Engineering
 RCM

TAGOFF: _____
 PRICED: _____
 CHECKED: _____

JOB NO. & TITLE : 25112 - SONAHSS GAS COMPRESSION & REINJECTION FACILITIES PROJECT
 CLIENT: SONAHSS
 JOB LOCATION: ZOTTI, ALGERIA

DESCRIPTION: Upgrading of the new EI Glass Crude Booster and Export Pumps
 CRUDE OIL - BACKUP

Tableau III.1. Les prix en Dollar et en DA

PROJECT TREND BACKUP CALCULATION SHEET															
JOB NO. & TITLE : 25112 - SONAHESH GAS COMPRESSION & RE-INJECTION FACILITIES PROJECT															
CLIENT : SONAHESH															
JOB LOCATION: ZOTTI, ALGERIA															
DESCRIPTION: Upgrading of the new El Gassi Crude Booster and Export Pumps															
CRUDE OIL - BACKUP															
Engineering															
P/CM															
APPROVED: _____															
PRN DATE: March 18 - 05															
TRND REF: _____															
Page 3 of 5															
Item No./ Reference No.	Qty / New	Description	Dy	Units	Unit Rate (USD)		Unit Rate (DZD)		Quantity	Installation Materials		TOTAL COST Related to USD		TOTAL COST Related to DZD	
					Material	Labor	Material	Labor		Material	Labor	Material	Labor	Material	Labor
The following piping is new for the added pump															
M6-DC-20002	1	8" Flanges	EA	1	432	177.63			1	9,687		432	178	9,687	9,687
M6-DC-20002	6	10" Pipe	M	6	60.07	598.09			6	27,911		403	2,960	139,555	139,555
M6-DC-20002	2	10" Elbows	EA	2	720	444.80			2	24,230		1,440	890	48,460	48,460
M6-DC-20002	4	10" Flanges	EA	4	540	222.29			4	12,109		2,160	869	48,435	48,435
M6-DC-20002	1	10" Reducer	EA	1	810	222.29			1	12,109		810	222	1,032	12,109
M6-DC-20002	1	12" Flanges	EA	1	1,836	263.85			1	14,362		1,836	264	14,362	14,362
M6-DC-20002	10	14" Pipe	M	10	145.66	964.65			10	45,017		1,457	9,647	460,170	460,170
M6-DC-20002	3	14" Elbows	EA	3	2,877	579.26			3	31,555		3,881	1,738	94,665	94,665
M6-DC-20002	2	14" Flanges	EA	2	2,400	289.49			2	15,770		4,800	579	31,539	31,539
M6-DC-20002	1	14" Reducer	EA	1	1,001	579.26			1	31,555		1,331	579	31,555	31,555
M6-DC-20002	10	16" Pipe	M	10	250.02	1,273.34			10	68,423		2,330	12,733	864,230	864,230
M6-DC-20002	2	16" Elbows	EA	2	1,719	682.03			2	36,063		3,438	1,324	72,126	72,126
M6-DC-20002	2	16" Tees	EA	2	2,520	892.55			2	54,067		5,040	1,865	108,135	108,135
M6-DC-20002	2	16" Flanges	EA	2	2,457	330.85			2	18,022		4,314	662	36,045	36,045
New and Valve Modifications															
M6-DC-20002	2	16" Valve - MOV - Class 150# 1/2" price material - no labor		2	15,402							30,803	0	30,803	0
M6-DC-20002	2	16" Valve - MOV - Class 150# 1/2" price material - no labor		2	17,925							35,850	0	35,850	0
M6-DC-20002	4	12" valve - Class 150#		4	11,000	730.37			4	34,094		44,000	2,821	46,915	136,336
M6-DC-20002	3	18" Check Valve - 150#		3	17,888	948.04			3	44,149		53,683	2,838	56,501	132,446
M6-DC-20002	2	18" Valve - Class 150#		2	23,850	1,291.39			2	58,865		47,700	2,523	50,223	117,730
M6-DC-20002	2	10" Check Valve - 150#		2	7,820	538.07			2	25,110		15,940	1,078	16,716	50,220
M6-DC-20002	2	10" Valve - Class 150#		2	5,865	597.82			2	50,865		11,730	1,116	12,846	52,072
M6-DC-20002	1	10" Valve - Class 150#		1	23,850	1,251.39			1	25,110		23,850	1,261	25,111	58,865
M6-DC-20002	1	10" Valve - Class 150#		1	7,820	538.07			1	26,036		7,820	538	25,110	25,110
M6-DC-20002	1	10" Check Valve - 150#		1	5,865	597.82			1	26,036		5,865	588	26,036	26,036
M6-DC-20002	6	3/4" Valve - Class 150#		6	259	60.50			6	2,827		1,354	363	10,959	10,959
M6-DC-20002	2	10" Valve - MOV - Class 150# 1/2" price material - no labor		2	7,660							15,320	0	15,320	0
M6-DC-20002	10	10" valve - Class 150#		10	11,000	730.37			10	34,094		110,000	7,304	117,394	340,840
M6-DC-20002	3	10" Check Valve - 150#		3	5,865	597.82			3	26,036		17,595	1,674	19,269	78,108
M6-DC-20002	16	12" Valve - Class 600#		16	11,063	922.87			16	43,058		199,134	16,608	215,742	775,044
M6-DC-20002	6	8" Valve - Class 600#		6	3,910	488.68			6	22,855		23,400	2,932	26,392	136,800
M6-DC-20002	50	3/4" Valve - Class 600#		50	427	104.00			50	4,658		21,350	5,200	26,550	242,875
Subtotal Piping this Page															
TOTALS															
3,850,545															

Tableau III.2. Les prix en Dollar et en DA

Annexe

IV. Puits de GEA

II. Champs	Puits en service				Puits fermés				Total
	PPH	PIE	PIG	PPE	PAI		PAT	PAP	
					Moins de 2 ans	Plus de 2 ans			
EL-Gassi	20	1	11	0	2	17	1	3	55
Zotti	8	0	0	0	0	15	0	0	23
El-Agreb	29	7	0	7	5	18	2	0	68
Total	57	8	11	7	7	50	3	3	146

Tableau II.1. Total des puits de GEA

Avec:

PPH: Puits producteur d'huile.

PPE: Puits producteur d'eau.

PAT: Puits en abandon temporaire.

PIE: Puits injecteur d'eau.

PIG: Puits injecteur de gaz.

PAI: Puits attente d'intervention.

PAP: Puits en abandon permanent.

Résumé

Le torchage des gaz associés au pétrole brut, dont le volume mondial est estimé à plus de 10^9 m³/an, qui a fait l'objet d'une attention particulière compte tenu des orientations de la communauté internationale à la conservation de l'énergie et au réchauffement climatique .

Face à ces problèmes, le Partenariat public pour la réduction globale de torchage du gaz (GGFR) a été fondé afin de sensibiliser les pays producteurs du pétrole à réduire le brûlage du gaz. Il existe deux solutions principales pour réduire le torchage du gaz :

1- le gaz peut être réinjecté à haute pression dans le gisement de pétrole pour le maintien de la pression et l'augmentation de récupération par l'activation des puits en gaz lift.

2- le gaz peut être utilisé comme fuel gaz pour alimenter les turbines à gaz .

Mots clés : torchage , gaz associés , réchauffement climatique , brûlage , récupération , réinjecté, gaz lift.

Abstract

The flaring of oil-associated gases, estimated to have a global volume of more than 10^9 m³/ year , and it became a particular attention in light of the international community's energy conservation and global warming's phenomenon.

In order to face these problems, the Public Partnership for Global Gas Flaring Reduction (GGFR) was established to sensitize oil-producing countries to decrease gas burning. There are two main solutions to reduce gas flaring :

1- the gas can be re-injected with high pressure into the oil reservoir for maintaining the pressure and to increase oil recovery by activating the wells using gas lift.

2- the gas can be used as fuel gas to feed gas turbines.

Key words: flaring, associated gases, global warming, burning, recovery, re-injected, gas lift.

ملخص

يقدّر الحجم العالمي لحرق الغاز المصاحب للبترول الخام، بأكثر من 10^9 م³ / سنة، الشيء الذي جعل منه موضوع اهتمام خاص لإشراف المجتمع الدولي في الحفاظ على الطاقة و الاهتمام بظاهرة الاحتباس الحراري.

وفي مواجهة هذه المشاكل، تم تأسيس الشراكة العالمية للحد من حرق الغاز العام (GGFR) لتوعية الدول المنتجة للبترول و وضع حد لحرق الغاز. هناك طريقتان رئيسيتان لاسترجاع الغاز المصاحب للبترول الخام :

1- يمكن للغاز أن يعاد ضخه إلى آبار البترول للحفاظ على الضغط وزيادة الانتاج من خلال تنشيط الآبار باستعمال الغاز الرافع.

2- يمكن استخدام الغاز كوقود لتشغيل توربينات التي تشتغل بالغاز.

الكلمات المفتاحية: حرق، الغاز المصاحب، الإحتباس الحراري، الاسترجاع، اعادة الضخ، الغاز الرافع.