République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur

Et de la Recherche Scientifique

Université EchahidHamma Lakhdar. El Oued

Faculté de la Technologie

Mémoire de Fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie des Procédés&Industries pétrochimiques

Spécialité : Génie Pétrochimie

Présenté par :

DOU Youssef - MIDA Abdelkader - GUERGUEB Nabil

Thème

Etude pour la réalisation d'une station de récupération des gaz torchés à Tiguentourine contraintes et solutions techniques

Devant le Jury :

Mr : **FODIL Hanane**	Président	Université d'El Oued.
Mr : **LAMI Nassima**	Examinateur	Université d'El Oued.
Mr : **Ferhat Med Fouad**	Rapporteur	Université d'El Oued.

2020/2021

Remerciements

Nous exprimons toute notre reconnaissance et gratitude à l'administration et à l'ensemble du corps enseignant de l'Université

UNIVERSITÉ HAMMA LAKHDARE LOUED pour leurs efforts à nous garantir la continuité et l'aboutissement de ce programme de Master. Nous tenons à remercier aussi l'encadreur

Dr. Med Fouad Ferhat. Nous tenons à remercier aussi vivement les membres du jury ayant accepté d'évaluer ce travail de recherche

Nous remercions enfin tous ceux qui d'une manière ou d'une autre, ont contribué à la réussite de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A mes parents qui m'ont toujours encouragé ;

A ma femme « SEBAA .S » qui m'a vraiment aidé et toute sa famille ;

Mes chers enfants : Mouadh, Abdelmouiz, Radjeh et Sanad ;

N.GUERGUEB

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A tous mes frères et sœurs et mes amis.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

DOU Youssef

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout

Pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes Études.

A tous mes frères et sœurs.

A tous ceux que j'aime et je respecte.

MIDA Abdelkader

Résumé

Chaque année, 140 milliards m^3 de gaz naturel sont brulés à travers le monde ce qui représente 750 milliards kWh, une énergie suffisante à toute l'Afrique et surtout 300 millions tonnes par an d'émission de CO_2 (source World Bank).
Notre travail consiste à réaliser une étude sur l'importance d'installer une unité de récupération des gaz torchés à Tiguentourine basée sur la détection des quantités de gaz par satellites, car la Banque Mondiale a investi dans des satellites pour déterminer les taux de torchage et ainsi calculer les taxes.
Le fluide (pétrole, gaz et eau) provenant des centres de séparation CS1, CS2, CS3, CS4 et RCL sera regroupé vers un manifold aspiré par une pompe multiphasique et envoyé vers un centre de séparation le gaz est à 35 bars

A travers les résultats élaborés au cours de cette étude nous jaugeons que ce scénario est techniquement le plus favorable.

MOT-CLÉS : Gaz torché ; récupération ; satellite ; réinjection et énergie électrique.

Abstract

Every year, 140 billion m^3 of natural gas are burned across the world, which represents 750 billion kWh, sufficient energy for all of Africa and above all 300 million tonnes per year of CO_2 emissions (source World Bank).

Our work consists of carrying out a study on the importance of installing a flaring gas recovery unit in Tiguentourine based on the detection of gas quantities by satellites, because the World Bank has invested in satellites to determine the flaring rates and thus calculate taxes.

The fluid (oil, gas and water) coming from the CS1, CS2, CS3, CS4 and RCL separation centers will be grouped into a manifold sucked by a multiphase pump and sent to a separation center with the gas at 35 bars.

Through the results developed during this study, we can see that this scenario is technically the most favorable.

KEYWORDS : gas flaring ; recovery ; satellite ; re-injection and electrical energy.

الملخص

في كل عام، يتم حرق 140 مليار متر مكعب من الغاز الطبيعي في جميع أنحاء العالم، وهو ما يمثل 750 مليار كيلوواط / ساعة، طاقة كافية لكل إفريقيا وأكثر من 300 مليون طن سنويًا من انبعاثات ثاني أكسيد الكربون (مصدر البنك الدولي).
يتمثل عملنا في إجراء دراسة حول أهمية تركيب وحدة استرجاع غاز الاحتراق في تيغونتورين بناءً على الكشف عن كميات الغاز بواسطة الأقمار الصناعية، لأن البنك الدولي استثمر في الأقمار الصناعية لتحديد معدلات الاحتراق وبالتالي حساب الضرائب.
يتم تجميع السائل (الزيت والغاز والماء) القادم من مراكز الفصل CS1وCS2وCS3وCS4وRCL في مشعب ممتص بواسطة مضخة متعددة الأطوار وإرساله إلى مركز فصل مع الغاز عند 35 بار.
من خلال النتائج التي تم تطويرها خلال هذه الدراسة، يمكننا أن نرى أن هذا السيناريو هو الأكثر ملاءمة من الناحية الفنية.
الكلمات المفتاحية: غاز مشتعل؛ استرجاع؛ قمر صناعي؛ إعادة الحقن والطاقة الكهربائية.

Liste des tableaux

Tableau IV- 1 : Débit du gaz torché CS1[13] 21
Tableau IV-2 : Débit du gaz torché CS2 [13] 21
Tableau IV- 3: Débit du gaz torché CS3 22
Tableau IV-4: Débit du gaz torché CS4[13] 22
Tableau IV-5: Débit du gaz torché RCL[13] 22
Tableau IV- 6 : Les pressions de séparation et Altitude des centres 23
Tableau IV-7 : Composition de gaz torchés au niveau du CS1 par séparateur [13] 24
Tableau IV- 8 : Composition de gaz torchés au niveau du CS2 et CS3 par séparateur [13] 24
Tableau IV-9 : Composition de gaz torchés au niveau du CS4 et RCL par séparateur [13] 25
Tableau IV-10 : Calcul du tarif de torchage 26
Tableau IV-11 : Energie gaspillée en MW 27

Liste des Figures

FigureI-1: Différents Champs de la région d'In Amenas [1] 2
FigureII-1 : Le cycle de Brayton [5] 7
FigureII-2 : Turbine Capstone [6] 8
FigureII-3 : GTL Procès [7] 9
FigureII-4: principaux pays du torchage de gaz [9] 10
Figure III-1 : Satellite VIIRS [10] 14
Figure III-2 :Vue de la Terre, de nuit, mettant en évidence les Hot-spots de pollution lumineuse (imagée par VIIRS) 15
FigureIII-3: image par satellite DMSP et VIIRS 16
FigureIII-4: La courbe de Planck [11] 17
Figure III-5 : La courbe de Planck d'une torche [11] 19
FigureIV-1 : Schéma des torches à Tiguentourine par le satellite VIIRS [15] 26
FigureIV-2: FRP Fire radiative power en megawatts [15] 27
Figure IV-3 : la route nationale N3 (In amenas RCL et TG vers Illizi)[16] 28
Figure IV-4 : centre de RCL par FlareIntel[16] 28
FigureIV-5 : centre TG CS1 [16] 29
FigureIV-6 : Centre Tg CS 2[16] 29
Figure IV-7 : Centre Tg CS3[16] 30
Figure IV-8 :organigramme Aspen Hysys 31
Figure IV-9 : remplacement de la nouvelle satation de compression 32
Figure IV-10: Schéma de simulation de gaz HP 33
Figure IV-11: Schéma de simulation de gaz BP 33
Figure IV-12: Schéma de simulation de gaz Bp avec un compresseur à deux étages 34
Figure IV-13: Simulation du Scénario 2 35
FigureIV-14: Simulation du scénario N°3 36
FigureIV-15: Simulation du scénario 4 37

Liste des abréviations

ARH : Autorité de Régulation des Hydrocarbures

BP : Basse pression

BT : Basse tension

CEDIGAZ: Is an international association dedicated to natural gas information

COVID19 : CoronaVirus **D**isease 20**19**

CREPS : Compagnie de recherche et d'exploration du pétrole au Sahara

CS : Centre de séparation

FRP: Fire radiative power

G G F R: Global Gas Flaring Reduction

GOR : Gasoil ration

GPL : Gaz de pétrole liquéfié

GTL: Gas-to-Liquids

HP: Haute Pression

HT : Haute tension

MT : Moyenne tension

NOAA: National Oceanic and Atmospheric Administration

NPP: National Polar-orbiting Partnership

RCL: La reculée

TG: Tiguentourine

TRT: OuenTaradet

BTU: British Thermal Unit

UPS : Uninterruptible power supply

VIIRS : Visible Infrared Imaging Radiometer Suite

Sommaire

Résumé 5

الملخص 5

Liste des tableaux 1

Liste des Figures 2

Liste des abréviations 3

Introduction générale 1

I-1 Présentation de la Région d'in-Amenas 2

I-1-1Situation Géographique De La Région D'in Amenas : 2

I-1-2Historique d'exploration et d'exploitation 2

I-1-2-1Intérêt Pétrolier : 2

I-1-2-2 Roches réservoirs : 2

I-1-3 Présentation du champ Tiguentourine (TG) : 3

II-1 Récupération des gaz torchés 4

II-2 Vue environnemental 4

II-2-1Stratégie environnementale du groupe SONATRACH : 4

II-3 Définition du Gaz torché 4

II-4 Composition chimique de gaz torché : 5

II-5 Sources du Gaz torché 5

II-6 Le torchage en Algérie 5

II-7 Impact des gaz torchés 5

II-7-1 Impacts locaux sur l'environnement et la santé : 5

II-7-2 Impacts environnementaux mondiaux : 6

II-7-3 Sur l'économie : 7

II-8 Mode de récupération des gaz torchés 7

II-8-1 Production d'électricité : 7

II-8-2 Technologie GTL : 8

II-8-3 Récupération du GPL : 9

II-9 Partenariat mondial pour la réduction du torchage du gaz (G G F R) [8] 10

II-10 Réponse du Groupe de la Banque mondiale au COVID-19 10

II-10.1 Les gouvernements : 11

II-10-2 Les sociétés pétrolières : 11

II-10-3 Les institutions de développement : 11

II-10-4 Les gouvernements et les compagnies pétrolières : 12

II-11 L'objectif principal d'utilisation du gaz torché 12

III-1 Estimation du torchage par satellites 14

III-2 Méthodologie d'interprétation 14

III-2-1 Détecter les torches de gaz : 14

III-2-2 Estimation des volumes de torches de gaz à partir des données du satellite VIIRS : ... 16

III-2-3 Estimation de la chaleur rayonnante des torches à partir des données du satellite VIIRS [11] : 17

III-2-4 Relations utilisées pour estimer les volumes de torchère à partir des données VIIRS : 18

IV-Calcul et Simulation 20

IV-1 Débits de gaz torchés sur les périmètres TG et RCL 20

IV-2 Descriptif technique du projet 20

IV-3 Conditions météorologiques du site 20

IV-4 Attitude des centres de traitement d'huile [12] 21

IV-5 Débit des gaz torchés des centres [13] 21

IV-6 Les pressions de service des séparateurs 23

IV-7 Composition de gaz torchés sur les périmètres TG et RCL 23

IV-7.1 Composition du gaz TG CS : 24

IV-8 Pénalités de torchage [14] 25

IV-9 Les donnés du satellite VIIRS 26

IV-10 Capterio développe des solutions pour capturer et utiliser le gaz de torche 27

IV-11 Simulation par HYSYS 30

IV-11-1 Logiciel de la simulation : 30

IV-11-2 Les scénarios possibles : 32

Conclusion 38

Recommandations 39

Références bibliographiques……...

ANNEXE 5

Introduction générale

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 1970. En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

Le torchage de gaz a un impact sur le changement climatique à l'échelle mondiale, du fait qu'il représente un volume supplémentaire d'émissions de CO_2 d'environ 390 millions de tonnes par an, un chiffre supérieur au volume potentiel des réductions annuelles d'émissions associées aux projets actuellement proposés au titre des mécanismes de Kyoto.

La réduction des gaz torchés revêt une grande importance pour réduire les émissions carboniques et utiliser rationnellement le gaz naturel.

Le Groupe pétro-gazier national, Sonatrach, a annoncé à rejoindre l'initiative "Zero Routine Flaring by 2030 ». Le plan de Transformation SH 2030 et avec sa politique HSE, qui consacre la protection de l'environnement, la lutte contre le changement climatique et l'exploitation rationnelle des ressources naturelles, comme des composantes essentielles de sa stratégie de développement.Le procédé de récupération des gaz torchés permet à notre complexe d'atteindre trois objectifs principaux :

- Technique : réinjection dans le gisement (elle permet de maintenir une pression dufond plus élevée)
- Economique : une source financière très importante.
- Environnemental : protection de l'environnement et de la santé par la diminution de la pollution atmosphérique.

L'objectif de notre travail consiste à réaliser une étude pour installer une unité de récupération des gaz torchés à Tiguentourine afin de récupérer le gaz des quatre centres de TG et du centre RCL et choisir le meilleur scénario du procès.

Nous présenterons dans un premier lieu une présentation de la Région d'In-Amenas et le champ de Tiguentourine, par la suite dans une seconde partie une généralité sur le gaz torché, estimation du torchage par satellites. Dans le 4ème chapitre, nous détaillerons, notre travail en appliquant une simulation avec Hysys, dans lequel nous déterminerons les résultats des différents scénarios de récupération des gaz torchés. Les résultats obtenus seront, par la suite, discutés. Nous terminerons ce présent travail par une conclusion générale et des recommandations.

CHAPITRE I :

PRESENTATION DE LA REGION D'IN-AMENAS

I-1 Présentation de la Région d'in-Amenas

I-1-1Situation Géographique De La Région D'in Amenas :

La Direction Régionale In Amenas se situe dans le chef-lieu de Daïra (In Amenas) dans la partie centrale du bassin d'Illizi à 1600 km au SSE d'Alger, à 820 km au sud-est de Ouargla sur le plateau de Tinhert et à 200 km au nord-est d'Illizi (Chef-lieu de Wilaya), dont elle relève administrativement. L'altitude moyenne est plus ou moins 560 m par rapport au niveau de la mer. La superficie des champs producteurs de la région est de l'ordre de 30 000 km^2.

I-1-2Historique d'exploration et d'exploitation

I-1-2-1Intérêt Pétrolier :

Le bassin d'Illizi est une riche province pétrolière où le premier gisement du pétrole futdécouvert à Edjeleh en 1956 par la CREPS. Après cette découverte, durant les années 1960 et 1970, tous les travaux et les études de prospection et d'exploration de détail (sismique, forage, missions de terrain …) ont été concentrés sur ce bassin et avaient permis la détection et la localisation de nombreux autres gisements du pétrole et du gaz.

I-1-2-2 Roches réservoirs :

Les réservoirs à hydrocarbures du bassin d'Illizi sont de type gréseux ou sableux tels que :

- Les grès et grès quartzitiques de l'Ordovicien.
- Les grès du réservoir Devono-Gothlandien (F6).
- Les réservoirs gréseux du Dévonien (F5, F4 et F2).
- Les niveaux gréseux du Carbonifère (D6, D4, D2, B4) mais leurs réserves sont moins importantes que celles des réservoirs Dévoniens.

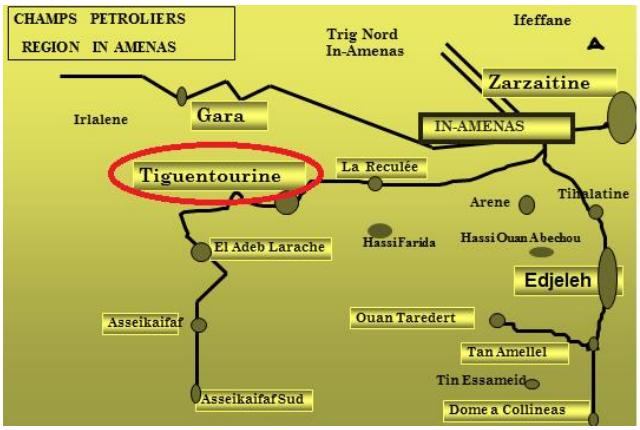

FIGURE (I-1) : Différents champs de la région d'in Amenas [1]

Les plus grandes accumulations d'huile avec parfois des chapeaux de gaz se rencontrent dans le Dévonien (F6, F4 et F2) et de gaz humide avec quelquefois de minces anneaux d'huile dans le Cambro-Ordovicien (ex : gisement de TRT).

Le champ de Zarzaitine, avec son réservoir Dévonien ''F4'', producteur d'huile, constitue legisement le plus important dans la région d'In-Aménas.

Cette région se divise en trois (3) secteurs :

- Secteur Nord : ZARZAITINE dépendant de l'association SH&SINOPEC
- Secteur EST : EDJELEH
- Secteur OUEST : TIGUENTOURINE, EL-ADEB LARACH et ASSEKAIFAF

I-1-3 Présentation du champ Tiguentourine (TG) :

Le champ de Tiguentourine est situé à 50 Km à l'ouest d'In Amenas sur la route nationale N°3menant à Illizi.

Ce champ est en production depuis 1962 les installations de ce champ sont constituées dequatre (04) centres de séparation, d'un centre de stockage et d'une unité d'expédition d'huile.

La production totale du champ est expédiée vers le parc de la Direction Transport de Sonatrach à In Amenas.

Le champ Tiguentourine est doté de 04 centres de séparation (CS1, CS2, CS3, CS4) qui sontreliés à 26 puits, qui produisent environs 350m3/J de brut.

L'huile provenant des puits producteurs passe par deux niveaux de séparation dans les 04centres d'où le pétrole est destiné sous l'effet de différence de pression vers le centre destockage.

L'eau issue de la séparation est reliée aux différents bourbiers en périphérie de chaque centre,quant au gaz associé il est brulé au niveau des torches raccordées à la sortie gaz de chaqueséparateur.

Chacun des centres précédemment cités sont muni d'une batterie de séparateur test oùs'opèrent le long de l'année des tests de production pour chaque puits.

Le centre de stockage reçoit le brut venant des quatre centres sur manifold de récolte le stockeau niveau des bacs après une dernière phase de séparations au moyen de deux séparateurshorizontaux qui travaillent en permutation.

Enfin, le brut est expédié par le biais de pompes à grande capacité vers In Amenas, à traversun pipeline d'un diamètre de 12 pouces et une longueur de 57km [2]

CHAPITRE N° II

RECUPERATION DES GAZ TORCHE

II-1 Récupération des gaz torchés

Ces sont les gaz brûlés au niveau des torchères avant d'être envoyés vers l'atmosphère. Ces gaz proviennent de séparateur au niveau des centres de séparation. Le torchage est considéré comme une façon sûre et efficace de se débarrasser du gaz naturel associé à la production pétrolifère, mais il n'est plus à cause de contraintes environnementales, la protection de l'environnement naturel est devenue une des principales préoccupations de la population dans la plus part des pays industrialisés et même dans les pays en voie de développement, et constitue aujourd'hui une composante essentielle dans la stratégie des entreprises .

II-2 Vue environnemental

Le problème de l'environnement est la pointe du combat pour les prochaines années, il en découle de ces enjeux industriels de première importance favorisant le développement. Le respect de l'écosystème sera désormais une dimension de la macro comme la micro-économie, le réchauffement observé au 20ème siècle (0,3ºC à 0,6ºC) et surtout depuis 1955 (0,2 ºC à 0,3 ºC), une période qui a connu les décennies les plus chaudes depuis un millénaire ne peut s'expliquer uniquement par les variations naturelles du climat ("sortie du petit âge glaciaire"). La main de l'homme y est pour quelque chose.

II-2-1Stratégie environnementale du groupe SONATRACH :

Suite à la dégradation sensible de l'environnement due essentiellement aux différentes industries des hydrocarbures, le groupe a opté pour une nouvelle politique de protection de l'environnement, ayant comme atouts majeurs :

Adopter les meilleures pratiques industrielles et mettre en œuvre les mesures adéquates pour une utilisation efficace et optimale des ressources naturelles la prévention et la réduction de la pollution et réduire le carbone émise à l'atmosphère

II-3 Définition du Gaz torché

La production de pétrole brut nécessite une des installations de surface pour procéder à la séparation des fluides (pétrole eau et gaz). Le gaz associé est envoyé vers le réseau torche ; opération qui se manifeste par une flamme sortant d'une torchère.

II-4 Composition chimique de gaz torché :

Les gaz naturels provenant des puits de pétrole sont généralement appelés « gaz associés ». Ces gaz coexistent dans la formation avec le pétrole en tant que gaz libres (gaz de couverture) ou peuvent être dissous dans le pétrole brut.

Indépendamment de la source des gaz naturels et une fois séparés du pétrole brut, ils existent couramment sous formes des mélanges composés principalement de méthane avec d'autres gaz tels que l'éthane, le propane, le butane et les pentanes.

En outre, les gaz naturels non traités contiennent de l'eau, du sulfure d'hydrogène (H_2S), du dioxyde de carbone (CO_2), de l'azote (N_2) ainsi que d'autres composants. Les gaz associés qui contiennent de telles impuretés ne peuvent pas être facilement transportés et ne peuvent pas non plus être utilisés sans traitement car ils sont récupérés au cours du procédé de production de pétrole

II-5 Sources du Gaz torché

Les sources d'émission des gaz dans l'atmosphère sont :

- Gaz associés au pétrole brut dans les champs pétroliers ;
- Gaz des unités de traitement de gaz ;
- Gaz des unités de GNL et des raffineries.
- Gaz produits lors de la mise en service d'un puits de pétrole ou de gaz naturel ;
- Gaz produit lors des difficultés d'exploitation ou des coupures d'électricité

II-6 Le torchage en Algérie

Un organisme administré par la Banque Mondiale, ont révélé que l'Algérie est le cinquième pays au monde sur les 30 pays classés, en matière de gaz brûlé pour la production du pétrole.

En effet, les nouvelles données publiées par la Banque mondiale le 21 Avril, ont fait état de 9.32 milliards de mètres cubes torchés par l'Algérie en 2020, en baisse de 0.21% par rapport à 2019, année où l'Algérie a brûlé quelques 9.34 milliardsm^3.[4]

II-7 Impact des gaz torchés

II-7-1 Impacts locaux sur l'environnement et la santé :Le torchage des gaz est associé au rejet d'un grand nombre de polluants. Une mauvaise combustion, comme l'indique la fumée

de la torchère, contribue à augmenter lesproduits chimiques dangereux rejetés dans l'environnement, y compris les composés organiques volatils. Les substances comprennent :

- Plus de 250 toxines identifiées, y compris des cancérogènes tels que le benzopyrène, le benzène, le sulfure de carbone (CS_2), le sulfure de carbonyle (COS) et le toluène
- Métaux tels que le mercure, l'arsenic et le chrome •
- Oxydes d'azote
- Gaz acide avec H_2S et SO_2

La plupart de la réduction du torchage de gaz consiste essentiellement à changer le but de la combustion dans le champ pétrolifère de l'élimination du gaz (torchage) à l'utilisation du gaz (par exemple, la production d'énergie), ou à éloigner la combustion du champ - normalement en un centre de charge où il sera brûlé à des fins industrielles ou de production d'électricité.

Les effets environnementaux locaux du torchage dépendent donc de l'efficacité et de l'emplacement du processus de combustion et du type de combustible remplacé par l'utilisation de gaz. En conclusion, les effets locaux sont spécifiques au projet et doivent être analysés au cas par cas.

II-7-2 Impacts environnementaux mondiaux :

En plus de constituer un gaspillage de ressources économiquement précieuses, le torchage et la ventilation contribuent également de manière significative au réchauffement climatique. La réduction du torchage implique une réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO_2), dont la quantité dépend du fait que le gaz est réinjecté ou remplace d'autres combustibles fossiles tels que le diesel ou le charbon. Cette réduction de CO_2 profite non seulement au pays qui réalise les réductions d'émissions, mais constitue une contribution aux efforts mondiaux pour limiter les émissions de CO_2 dans le but de prévenir le changement climatique. Les réductions des émissions de CO_2 constituent un service à la communauté mondiale en réduisant le risque de dommages à la santé humaine, aux systèmes hydrauliques, à l'agriculture et à la pêche résultant du changement climatique. Dans le même temps, l'échange de droits d'émission, la mise en œuvre conjointe et le mécanisme pour un développement propre au titre du Protocole de Kyoto représentent des opportunités pour les pays qui restreignent le torchage de gaz de saisir une partie des avantages publics mondiaux des réductions d'émissions.

II-7-3 Sur l'économie : Les gaz torchés représentent une perte économique énorme vu que ces gaz sont brulés dans l'atmosphère sans que l'on puisse les traiter et les revendre par la suite afin de générer des profits.

II-8 Mode de récupération des gaz torchés

À défaut de pouvoir commercialiser le gaz associé, il existe plusieurs types de récupération :

II-8-1 Production d'électricité :

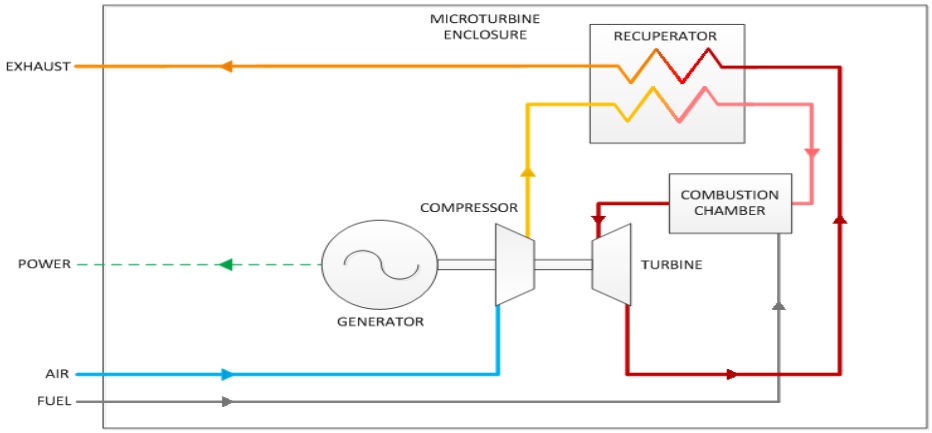

FIGURE (II-1) : Le cycle de Brayton[5]

La micro turbine Capstone est une technologie récente mais éprouvée avec plus de 9000 unités en fonctionnement, la plupart dans des applications pétrolières et gazières. CapstoneMicro turbine offre la différenciation suivante :

- Une seule pièce mobile
- Technologie de roulement à air brevetée Capstone : pas d'huile lubrifiante, pas de graisse, pas de liquide de refroidissement
- Grande flexibilité du carburant : liquide (diesel, kérosène, etc. ...), et gaz (gaz naturel, gaz associé à haut BTU, biogaz, GPL, propane). Cabriolet biénergie
- Haute tolérance au gaz acide (jusqu'à 7% de H_2S, pour certains modèles)
- Entretien simple et faible - MTBO 40000 heures - Adapté aux zones sans personnel
- Packs modulaires plug-and-Play de 30 kW à 1 MW évolutifs à plusieurs MW
- Livraison rapide et connexion au site] Émissions ultra-faibles] Dans le pays Technicien certifié et formé par Capston

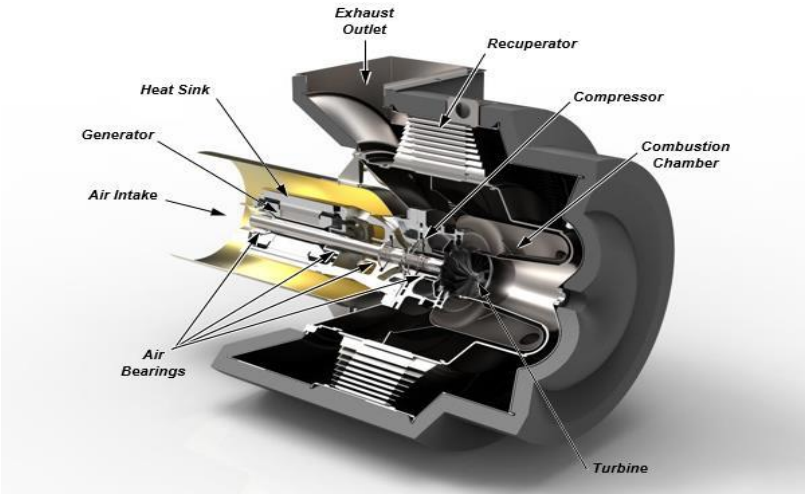

FIGURE (II-2) : Turbine Capston[6]

II-8-2 Technologie GTL :

La technologie Gas-to-Liquides offre une solution pour les gaz torchés Pourquoi ne pas transformer le gaz naturel en produits liquides plus faciles et moins coûteux à transporter ? Il existe une poignée d'usines de transformation de gaz en liquides dans le monde qui font exactement cela. Mais l'économie des projets GTL à grande échelle ne fonctionne que dans une poignée d'endroits. Qu'en est-il des ressources gazières plus petites ?

Le GTL à plus petite échelle est la réponse. Il permet aux producteurs de tirer le meilleur parti de leurs ressources disponibles en convertissant le schiste, le gaz échoué ou associé en produits haut de gamme allant du diesel ou du carburéacteur aux produits spécialisés tels que les huiles de base, les cires ou les solvants. Cela donne aux producteurs de gaz l'accès à des marchés de plus grande valeur, ce qui leur permet de se diversifier partiellement vers la tarification du pétrole et d'augmenter potentiellement leurs revenus. De plus, avoir une usine GTL dans leur portefeuille permet aux producteurs d'utiliser n'importe quel composant du gaz disponible, et pas seulement le méthane, ce qui leur donne la flexibilité d'envoyer les molécules les moins précieuses à l'usine GTL, laissant les composants les plus valorisés accéder au marché grâce à une infrastructure pipelinière plus conventionnelle (souvent à capacité limitée).

Les procédés chimiques de conversion du gaz naturel en produits liquides utiles existent depuis longtemps. Les deux principaux processus chimiques établis qui font cela sont GTL et MTG, ou méthanol-essence. Les deux procédés commencent par le reformage du gaz naturel en gaz de synthèse (un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone), mais c'est le procédé GTL qui a

été plus largement pratiqué. Royal Dutch Shell, par exemple, a une opération de 140 000 barils par jour au Qatar.

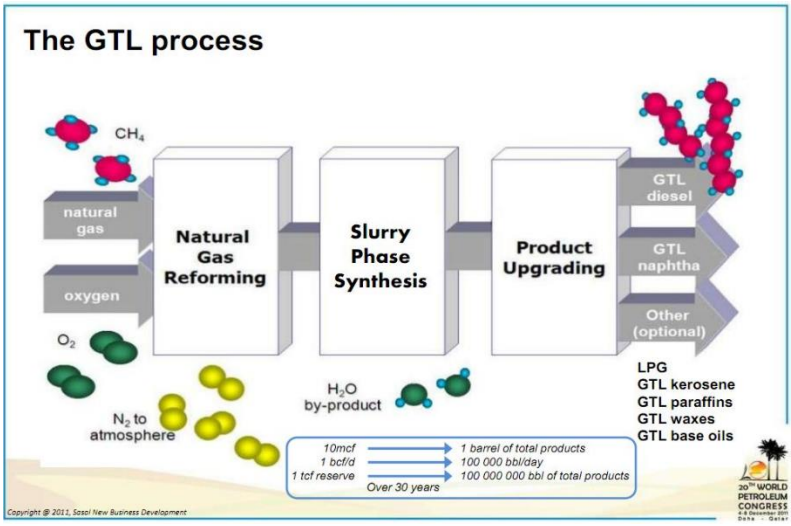

FIGURE (II-3) : GTL procès [7]

II-8-3 Récupération du GPL :

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est un moyen très attractif d'utiliser le gaz associé au profit des ménages et des autres utilisateurs ayant une demande d'énergie limitée. Le GPL est un mélange d'hydrocarbures contenant 3 à 4 atomes de carbone (C_2 et C_4), par exemple le propane, le butane et l'isobutane. Afin de récupérer le GPL à partir du gaz associé. Au départ, le gaz associé doit être comprimé. Si le gaz est acide, il doit en plus être adouci, et enfin, il est déshydraté et refroidi. Le GPL est produit à partir de la partie liquide du gaz associé qui se condense pendant le refroidissement du gaz. Après refroidissement du gaz, les liquides sont séparés du gaz dans une cuve de séparation puis pompés vers une colonne de distillation. Dans la colonne de distillation, le GPL est séparé des autres fractions dans les liquides, puis transféré dans des réservoirs tampons sous pression à partir desquels il peut être mis en bouteille et distribué. Les quantités de C_3 et C_4 présentes dans le gaz associé varient considérablement d'un gisement de pétrole à l'autre, mais on a supposé qu'en moyenne 20 pour cent en poids du gaz associé peuvent être utilisés pour la production de GPL. Le coût de la production de GPL dépend principalement de la quantité de GPL produite. Les coûts comprennent les dépenses totales de l'usine, y compris les travaux de génie civil, les bâtiments et les structures nécessaires, mais les coûts peuvent varier d'une usine à l'autre en fonction des installations externes nécessaires et du local.[7]

II-9 Partenariat mondial pour la réduction du torchage du gaz (G G F R) [8]

Le torchage mondial du gaz atteint les niveaux observés pour la dernière fois en 2009 des estimations à partir de données, Satellitaires montrent que le torchage mondial de gaz a augmenté à des niveaux jamais vus depuis plus d'une décennie, à 150 milliards de m^3, soit l'équivalent de la consommation annuelle totale de gaz de l'Afrique subsaharienne.[8]

La hausse de 3%, de 145 milliards dem^3 en 2018 à 150 milliardsm^3 en 2019 et 2020 il l'a baissé à 142mm^3, est principalement due à des hausses dans trois pays : les États-Unis (+ 23%), le Venezuela (+ 16%) et la Russie (en hausse de 9%). Le torchage du gaz dans les pays fragiles ou touchés par un conflit a augmenté de 2018 à 2019 avec une baisse à 2020 : en Syrie de 35% et au Venezuela de 16%, malgré un aplatissement de la production de pétrole en Syrie et une baisse de 40% au Venezuela.

Les quatre principaux pays torchage de gaz (Russie, Irak, États-Unis et Iran) continuent de représenter près de la moitié (45%) de toutes les torchères mondiales, pendant trois ans consécutifs (2017-2019). Si l'on considère tous les pays producteurs de pétrole, à l'exclusion des quatre premiers, le torchage du gaz a diminué de 9 milliards de mètres cubes (ou 10%) de 2012 à 2019. Au premier trimestre 2020, le torchage mondial du gaz a chuté de 10%, avec des baisses dans la plupart des pays. Les 30 principaux pays de torchage de gaz.[9]

Global Gas Flaring Tracker Report April 2021

Gas flaring volumes 2016-20 (billion cubic meters)

	2016	2017	2018	2019	2020	Change 2020-2019
Russia	22.37	19.92	21.28	23.21	24.88	1.66
Iraq	17.73	17.84	17.82	17.91	17.37	-0.54
Iran	16.41	17.67	17.28	13.78	13.26	-0.52
United States	8.86	9.48	14.07	17.29	11.81	-5.49
Algeria	9.10	8.80	9.01	9.34	9.32	-0.02
Venezuela	9.35	7.00	8.22	9.54	8.59	-0.95
Nigeria	7.31	7.65	7.44	7.83	7.20	-0.63

FIGURE (II-4) : Principaux pays du torchage de gaz [9]

II-10 Réponse du Groupe de la Banque mondiale au COVID-19

Le Groupe de la Banque mondiale, l'une des plus importantes sources de financement et de connaissances pour les pays en développement, prend des mesures larges et rapides pour aider les pays en développement à renforcer leur riposte à la pandémie.

Cette initiative « Zéro Routine Flaring by 2030 » (l'Initiative), lancée par la Banque mondiale, rassemble les gouvernements, les compagnies pétrolières et les institutions de développement qui reconnaissent que la situation de torchage décrite ci-dessus n'est pas durable du point de vue de la gestion des ressources et de l'environnement, et qui sont d'accord de coopérer pour éliminer le torchage de routine au plus tard en 2030.

L'initiative porte sur le torchage de routine et non sur le torchage pour des raisons de sécurité ou le torchage inhabituel, qui doit néanmoins être minimisé. Le torchage de routine du gaz est le torchage pendant les opérations normales de production de pétrole en l'absence d'installations suffisantes ou de géologie propice pour réinjecter le gaz produit, l'utiliser sur place ou l'envoyer sur un marché.

II-10.1 Les gouvernements :

Qui approuvent l'Initiative fourniront un environnement juridique, réglementaire, d'investissement et d'exploitation propice aux investissements en amont et au développement de marchés viables pour l'utilisation du gaz et de l'infrastructure nécessaire pour livrer le gaz à ces marchés. Cela donnera aux entreprises la confiance et la motivation nécessaires pour investir dans des solutions d'élimination des torches. Les gouvernements exigeront, et stipuleront dans leurs nouvelles offres de perspective, que les plans de développement de champ pour les nouveaux champs pétroliers intègrent l'utilisation durable ou la conservation du gaz associé au champ sans torchage de routine. En outre, les gouvernements mettront tout en œuvre pour que le torchage de routine des champs pétrolifères existants se termine le plus tôt possible et au plus tard en 2030.

II-10-2 Les sociétés pétrolières :

Qui approuvent l'Initiative développeront de nouveaux champs pétroliers qu'elles exploitent selon des plans qui intègrent l'utilisation durable ou la conservation du gaz associé au champ sans torchage de routine. Les compagnies pétrolières qui brûlent régulièrement les champs pétrolifères qu'elles exploitent chercheront à mettre en œuvre des solutions économiquement viables pour éliminer ce torchage hérité dès que possible, et au plus tard en 2030.

II-10-3 Les institutions de développement :

Qui approuvent l'Initiative faciliteront la coopération et la mise en œuvre et envisageront l'utilisation d'instruments financiers et d'autres mesures, en particulierdans leurs paysclients.

Ils s'efforceront de le faire également dans les pays clients qui n'ont pas approuvé l'Initiative.

II-10-4 Les gouvernements et les compagnies pétrolières :

Qui approuvent l'Initiative rendront compte publiquement de leur torchage et des progrès accomplis vers l'Initiative sur une base annuelle. Ils acceptent également que la Banque mondiale agrège et rende compte de la même chose.

Les parties qui approuvent l'Initiative reconnaissent que son succès exige que toutes les parties concernées-gouvernements et compagnies pétrolières, avec le soutien des institutions de développement - coopèrent pleinement et prennent les mesures décrites ici pour éliminer le torchage de routine au plus tard en 2030.

Une grande partie de ce gaz est utilisée ou conservée parce que les gouvernements et les compagnies pétrolières ont fait des investissements substantiels pour le capturer ; néanmoins, une partie est brûlée en raison de contraintes techniques, réglementaires ou économiques. En conséquence, des milliers de torches de gaz sur des sites de production de pétrole à travers le monde brûlent environ 140 milliards m^3 de gaz naturel par an, provoquant l'émission de plus de 300 millions de tonnes de CO_2 dans l'atmosphère.

L'initiative porte sur le torchage de routine et non sur le torchage pour des raisons de sécurité ou le torchage inhabituel, qui doit néanmoins être minimisé. Le torchage de routine du gaz est le torchage pendant les opérations normales de production de pétrole en l'absence d'installations suffisantes ou de géologie propice pour réinjecter le gaz produit, l'utiliser sur place ou l'envoyer sur un marché. La ventilation n'est pas un substitut acceptable au torchage.

Les gouvernements exigeront, et stipuleront dans leurs nouvelles offres de perspective, que les plans de développement de champ pour les nouveaux champs pétroliers intègrent l'utilisation durable ou la conservation du gaz associé au champ sans torchage de routine. Pour les utilisations à petite échelle du gaz.

II-11 L'objectif principal d'utilisation du gaz torché

Est d'évaluer la faisabilité technique et la viabilité économique de l'utilisation du gaz torché dans diverses applications allant de l'électrification rurale à l'utilisation commerciale et industrielle.

Les options suivantes ont été identifiées et envisagées pour l'utilisation du gaz associé :

1. Production d'électricité dans le champ pétrolifère pour transmission au réseau électrique existant (à moyenne échelle) ;
2. Production d'électricité sur le champ pétrolifère pour l'électrification de la zone rurale non électrifiée (à petite échelle);
3. Fourniture de gaz canalisé aux gros consommateurs, comme les centrales thermiques et électriques, et les industries (moyenne échelle)
4. Production de gaz de pétrole liquéfié (GPL), seule ou en combinaison avec d'autres moyens d'utilisation (à petite échelle). L'étude a identifié un certain nombre d'options réalistes pour l'utilisation à petite échelle du gaz de torche, évaluées sur la base des études de cas et des leçons apprises.

CHAPITRE N°III :

ESTIMATION DU TORCHAGE PAR SATELLITE

III-1 Estimation du torchage par satellites

Le (GGFR) de la Banque mondiale, en partenariat avec le US ; National Oceanic and Atmosphérique Administration (NOAA) et la Colorado School of Mines ont développé des capteursdes estimations de torchage basées sur les observations d'un satellite lancé en 2012. Les capteurs avancés de ces satellites détectent la chaleur émise par les torches de gaz sous forme d'émissions infrarouges dans les installations pétrolières et gazières mondiales en amont.

L'école des mines du Colorado et GGFR quantifient ces émissions infrarouges et les étalonnent à l'aide du niveau national données collectées par un fournisseur de données tiers, Cedi gaz, pour produire des estimations robustes des volumes mondiaux de torchage de gaz.

III-2 Méthodologie d'interprétation

III-2-1 Détecter les torches de gaz :

Présentation du Satellite VIIRS : Visible Infrared Imaging Radiomètre Suite

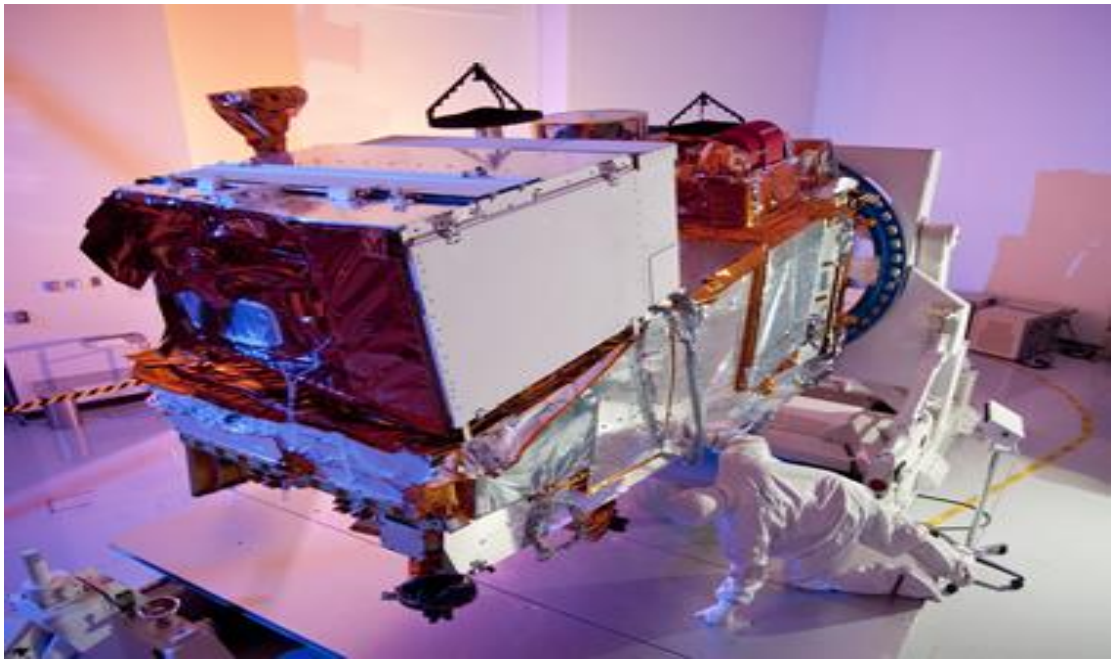

FIGURE (III-1) : SatelliteVIIRS[10]

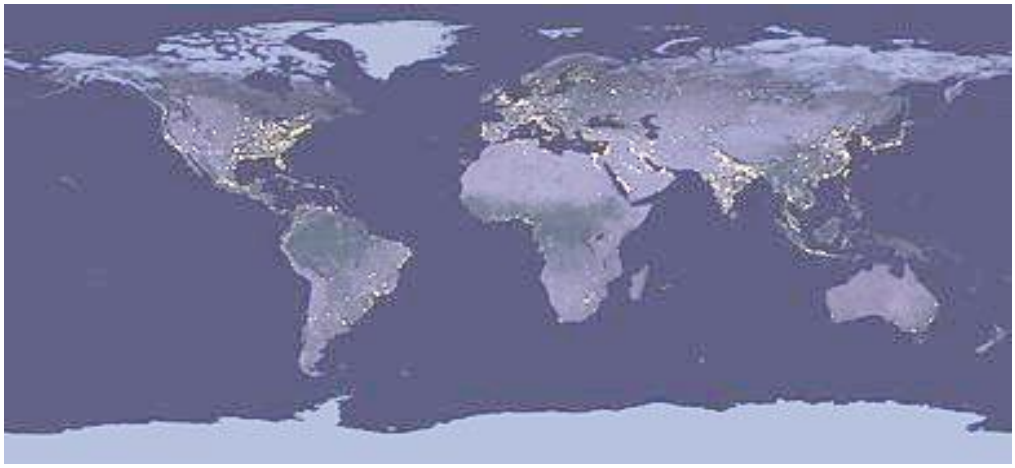

FIGURE (III-2) : Vue de la terre, de nuit, mettant en évidence les hotspots de pollution lumineuse (imagée par VIIRS)

La **« suite de radiomètres pour imageurs dans l'infrarouge et le visible »** (en anglais : **Visible Infrared Imaging Radiometer Suite**, ***VIIRS***) est un système de capteur conçu et fabriqué par la société Raytheon. Elle est embarquée à bord des satellites météorologiquesSuomi NPP et NOAA-20. VIIRS est l'un des cinq instruments clés emportés à bord du satellite Suomi NPP, lancé le 28 octobre 2011. VIIRS est radiomètre à balayage qui collecte des images et des mesures radiométriques de la terre, de l'atmosphère, de la cryosphère et de l'océan mondial dans toutes les bandes du visible et de l'infrarouge du spectre électromagnétique. C'est l'un des outils les plus utilisés pour cartographier à grande échelle la pollution lumineuse.Les données satellitaires pour estimer les volumes de gaz de torchère sont collectées par les satellites de la NOAA, visuels et infrarouges.Le satellite VIIRS dispose de plusieurs détecteurs haute résolution qui :

- Ne réagissent qu'aux émissions de chaleur et ne sont donc pas affectés par la lumière du soleil, le clair de lune ou d'autres sources lumineuses ;
- Répondre aux longueurs d'onde où les émissions des torches sont au maximum ;
- Ont une excellente résolution surfacique.

Les images ci-dessous, couvrant une zone au-dessus du Koweït, de l'Irak et de l'Iran, montrent les différences de résolution entre lesSatellites VIIRS actuels et ceux utilisés avant 2012. [11]

- L'image de gauche montre à la fois les fusées éclairantes et les lumières des villes. Cette image est tirée de la NOAA Satellites DMSP, utilisés avant 2012.

- L'image de droite montre l'excellente résolution des détecteurs VIIRS et leurcapacité à répondre exclusivement pour chauffer à partir des torches et non à la lumière visible environnante.

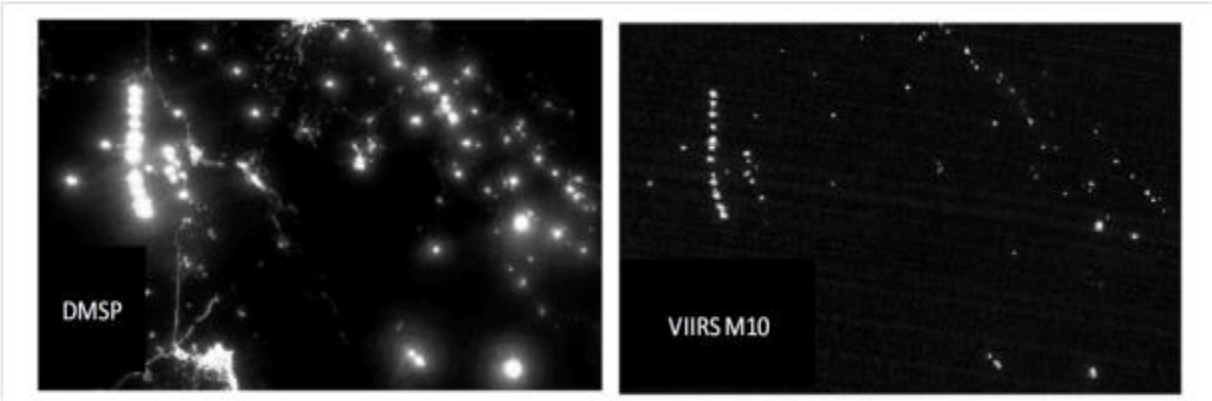

FIGURE (III-3) : Image par satellite DMSPet VIIRS

La capacité de VIIRS à détecter uniquement les sources chaudes, telles que les torches à gaz, permet de détecter automatiquement les torches avec une intervention manuelle minimale. Les émissions provenant de sources chaudes autres que les torches (par exemple, la combustion de la biomasse) peuvent être facilement supprimées des données en sélectionnant uniquement les émissions à des températures supérieures à 1100 ° C ; Au cours des sept dernières années de fonctionnement, VIIRS a détecté automatiquement environ 10000 torches éclairantes par an dans le monde entier.[11]

III-2-2 Estimation des volumes de torches de gaz à partir des données du satellite VIIRS :

Les volumes de torches sont estimés à l'aide de la chaleur générée par le gaz brûlant dans la torchère. La quantité de chaleur générée est presque proportionnelle au volume de gaz brûlé. La chaleur (sous forme d'émissions infrarouges reçues d'une torchère par le satellite) génère un signal avec une température et une amplitude unique qui, une fois combinées, sont utilisées pour estimer la chaleur radiante émise par la torchère (en watts) [11].

Les émissions infrarouges reçues par les détecteurs VIIRS d'une torchère sont affectées par un certain nombre de facteurs lorsqu'elles se déplacent de la torchère, à travers l'atmosphère, aux détecteurs de satellite. Alors que l'effet de l'atmosphère est essentiellement constant sur l'ensemble du globe, la conversion de la chaleur radiante en volume de torchère nécessite l'utilisation de mesures sur site du volume de torchère pour « calibrer » la chaleur radiante en termes de volume de torche. Les données satellitaires sont étalonnées avec des mesures sur site collectées annuellement par Cedi gaz, une organisation qui fournit des services de conseil à

l'industrie pétrolière et gazière. Le processus ci-dessus aboutit à des estimations du volume de torchères pour chacune des ~ 10 000 torches détectées annuellement par le satellite.[11]

III-2-3 Estimation de la chaleur rayonnante des torches à partir des données du satellite VIIRS [11] :

En réponse aux émissions à différentes longueurs d'onde, les multiples détecteurs VIIRS permettent d'adapter les courbes de Planck aux réponses des détecteurs. Une courbe de Planck est un spectre unique d'émissions d'une source d'une température donnée ; les sources plus chaudes émettent à des longueurs d'onde plus courtes. Les torches ont des émissions maximales aux plus courtes longueurs d'onde détectées par VIIRS. En ajustant deux courbes de Planck aux réponses du détecteur VIIRS (les étoiles rouge et verte), une pour une source chaude (la torche) et une pour une source plus froide (l'arrière-plan), le spectre d'émission de la torche peut être défini.

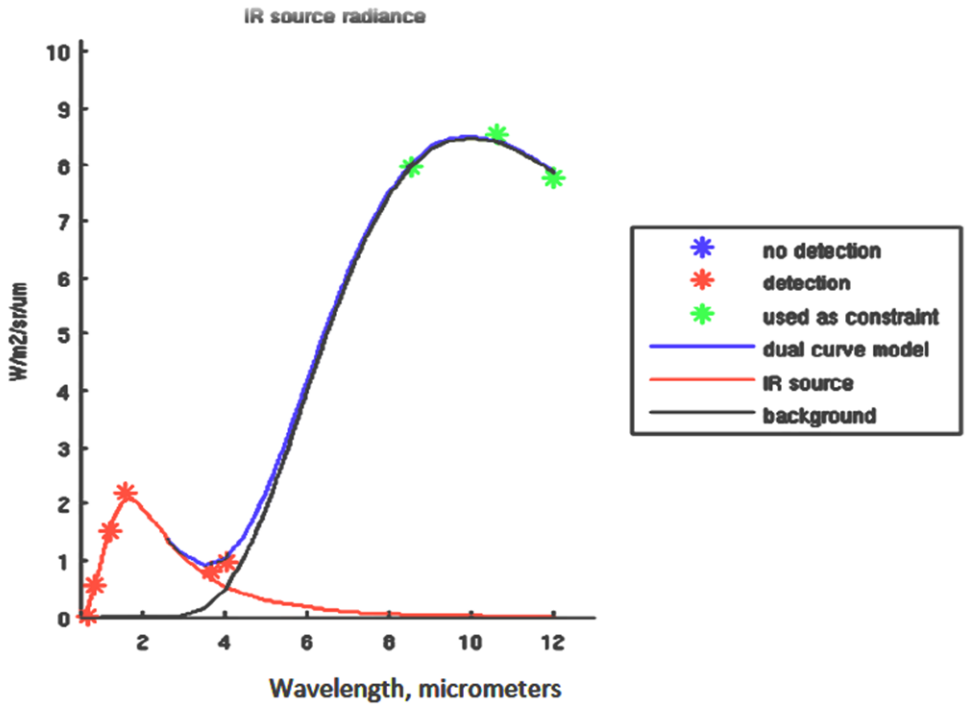

FIGURE (III-4) : Lacourbe de Planck]11]

La courbe de Planck « chaude » de la torchère de gaz (la courbe rouge dans l'exemple ci-dessus) définit de manière unique la température de la torchère, dans ce cas 1740 ° K ; la courbe noire définit la température beaucoup plus basse du fond. En utilisant la loi de Stefan, qui relie le flux

infrarouge par unité de surface (watts /m^2) à la température de la torchère, cette température peut être utilisée pour estimer le flux infrarouge par unité de surface reçu de la torche. Pour estimer les émissions infrarouges totales (watts) de la torchère, il faut également une estimation de sa zone de torche émettrice effective. Cette surface (m^2) est proportionnelle à la hauteur de la courbe de Planck de l'évasement observé ; le rapport de cette hauteur à la hauteur de la courbe de Planck pour une torche théorique dont la taille remplit complètement la zone (connue) du détecteur fournit l'estimation de la zone d'émission de la torchère. L'émission infrarouge totale (la chaleur radiante en watts) reçue aux détecteurs VIIRS de la torchère est ensuite estimée comme le produit du flux infrarouge par unité de surface (watts / m^2) et de la zone d'émission de la torche (m^2). Ces estimations de la chaleur radiante sont faites automatiquement pour chacune des ~ 16 000 torches détectées annuellement par VIIRS.

Estimation des volumes de torchère à partir des estimations de chaleur radiante par satellite Les émissions infrarouges reçues par les détecteurs VIIRS d'une torchère ont été affectées par un certain nombre de facteurs lorsqu'ils se déplacent de la torchère, à travers l'atmosphère, aux détecteurs de satellite. Alors qu'aux longueurs d'onde d'intérêt, l'effet de l'atmosphère est faible et effectivement constant sur l'ensemble Globalement, la combinaison de facteurs affectant les émissions reçues est trop complexe pour une correction théorique. Les estimations infrarouges doivent donc être étalonnées à l'aide des données rapportées. Les mesures de volume de torche rapportées sont limitées et disponibles sur place dans le domaine public. Cependant, Cedi gaz, une organisation qui fournit des conseils à l'industrie pétrolière et gazière, collecte uniquement des données sur le volume des torches de la majorité des pays et a mis ces données à disposition pour l'étalonnage des données satellitaires. Il est à noter que les données collectées par Cedi gaz proviennent de sources variées de fiabilité variable, allant des données « officielles » rapportées par les gouvernements à des estimations faites par des individus « informés ». Cedi gaz ne garantit donc pas l'exactitude des données qu'il fournit. Pour effectuer l'étalonnage actuel, les estimations VIIRS totales des émissions infrarouges des torches dans chaque pays ont été corrélées avec les données nationales collectées par Cedi gaz pour 2013-2017, en supposant une relation linéaire entre les estimations des émissions VIIRS et le volume des torches.

III-2-4 Relations utilisées pour estimer les volumes de torchère à partir des données VIIRS :

1. La température de la torche est calculée en utilisant la loi de déplacement de Wien :

$$T = b/\lambda_{max}$$

Où T est la température T (deg K), λ_{max} la longueur d'onde, et b est la constante de déplacement de Wien.

2. La chaleur rayonnante de la torche par unité de surface est calculée à partir de l'estimation de la température à l'aide de l'équation de Stephan-Boltzmann :**$J = \sigma\varepsilon T^4$**

Où J est la chaleur radiante par unité de surface (watts/m^2), ε est l'émissivité de la torche et σ est la constante de Stefan-Boltzmann.

3. La surface de la torche (m^2) est estimée à partir du rapport entre la hauteur (h) de la courbe de Planck de la torche observée et la haute a courbe qui résulterait d'une torche qui remplit toute la zone de l'empreinte du détecteur, multipliée par la surface du détecteur.

Empreinte : Surface de la torche = ho / hd x zone d'empreinte du détecteur

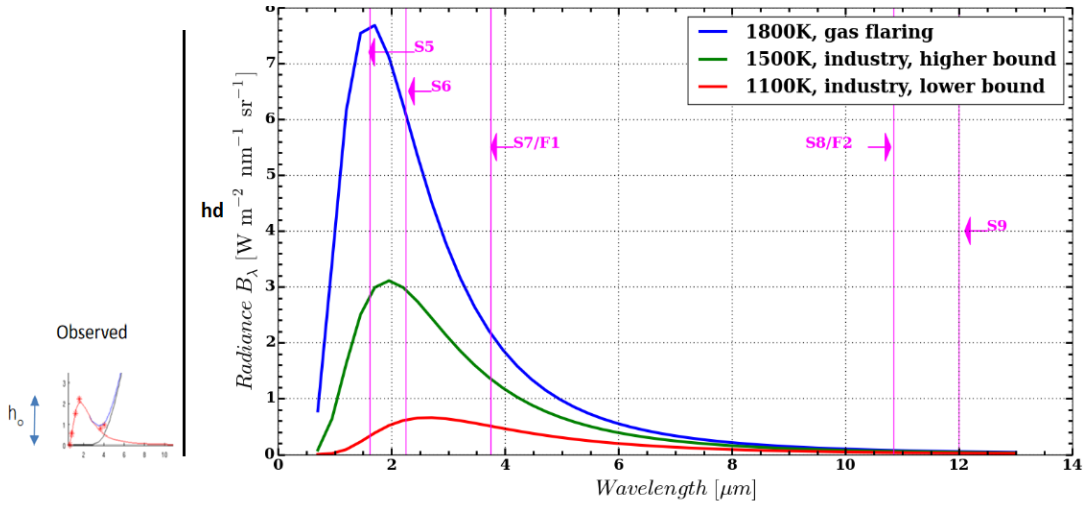

FIGURE (III-5) : La courbe de Planck d'une torche [11]

4. La chaleur radiante totale (watts) est alors :

RH = J x surfaces luminescentes [11]

5. Les volumes de torche sont ensuite estimés à partir de la chaleur radiante en utilisant l'étalonnage obtenu à partir de la corrélation entre la chaleur rayonnante et les volumes de torche rapportés obtenus à partir de Cedi gaz :

Estimation du volume du gaz torché par satellite = 0,0281 x HR.[11]

CHAPITRE IV :

LA PARTIE CALCULET SIMULATION

IV-Calcul et Simulation

IV-1 Débits de gaz torchés sur les périmètres TG et RCL

Les débits de gaz torché au niveau des quatre centres de TG et du centre RCL varient d'un centre à un autre et d'un séparateur à un autre en fonction des GOR caractérisant chaque puits.

Même si la plus haute pression de séparation est 8 bars, les étages de séparation d'un même centre seront appelés à titre distinctif respectivement séparateur HP et séparateur BP, pour pouvoir estimer le gaz associé qui est produit au niveau de chaque séparateur.

Le cumul des débits de gaz torchés obtenus par centre et par séparateur a constitué le point de départ de cette étude et unedonnée déterminante durant chacune de ses phases au même titre que les différentes pressions de séparation et des distances séparant les divers centres intervenant dans le projet.

Les résultats intrinsèques à chaque puits, chaque centre et chaque séparateur se présentent comme suit :

IV-2 Descriptif technique du projet

Les coordonnées de la future station de compression sont :
X= 9°10' 07'' ; Y= 27° 43' 49''
Les coordonnées des centres sont :
CS1 : X =9° 11' 23'' ; Y = 27° 45' 09''
CS 2 : X= 9° 09' 36'' ; Y = 27° 44' 50''
CS 3 : X= 9° 10' 57'' ; Y = 27° 44' 02''
CS 4 : X= 9° 10' 26'' ; Y = 27° 42' 05''
LA RECULEE : X= 9° 15' 09'' ; Y = 27° 55' 22''
La station de compression est à 1000 mètres du centre de stockage de Tiguentourine

IV-3 Conditions météorologiques du site

C'est une région saharienne, ces caractérisée par les conditions environnantes suivantes :
Climat : type saharien (chaud et sec) ;
Température ambiante : -5°C en hiver (la nuit) et +55 (à l'ambre) en été ;
Vent de sable : violent et fréquent (Février, Mars) ;
Vent dominant : d'Est en Ouest, vitesse max : 11 m/s ;
Humidité : minimum environ 20% ;

Précipitations : négligeable, à noter quelques averses rares qui peuvent atteindre parfois 35 mm/jour ;

IV-4 Attitude des centres de traitement d'huile [12]

Centres	Attitude
La reculée RCL	625 m
Tiguentourine Cs 1	440 m
Tiguentourine Cs 2	444 m
Tiguentourine Cs 3	444 m
Tiguentourine Cs 4	473 m
UnitéenprojetStockage	446 m

Distances entre les centres de séparations et le lieu de la future station de traitement & compression des gaz récupérés.

La distance : CS1 Station en projet = 2.5 Km
La distance : CS2 Station en projet = 3.2 Km
La distance : CS3 Station en projet = 4.0 Km
La distance : CS4 Station en projet = 4.5 Km
La distance : la Reculée Station en projet = 24 Km

IV-5 Débit des gaz torchés des centres [13]

Les débits des gaz torchés pour chaque centre sont regroupés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau (IV-1) : Débit du gaz torché CS1[13]

Centre	Puits	HP	BP	Total (Nm^3/J)
	TG 37B		6027	6027
	TG39		9080	9080
	TG40	11530	150	11680
CS1	TG47	5880	30	5910
	TG50		7990	7990
	TG53		2121	2121
	TG121		4220	4220
	TOTAL	17410	29618	44907,00

Tableau (IV-2) : Débit du gaz torché CS2 [13]

Centre	Puits	HP	BP	Total (Nm^3/J)
	TG 33	59480	3380	62860
	TG55	55770	400	56170
	TG48	0	6540	6540
CS2	TG49	0	4830	4830
	TG115	0	16680	16680
	TOTAL	115250	31830	147080,00

Tableau (IV-3) : Débit du gaz torché CS3

Centre	Puits	HP	BP	Total (Nm^3/J)
	TG 12	37880	130	38010
	TG14		5360	5360
	TG16	50610	890	51500
	TG18	37710	110	37820
	TG21	0	9250	9250
CS3	TG28		6490	6490
	TG34	36250	260	36510
	TG43	55100	160	55260
	TG51		2350	2350
	TG127	0	2630	2630
	TOTAL	217550	27630	245180,00

Tableau (IV-4): Débitdu gaz torché CS4[13]

Centre	Puits	HP	BP	Total (Nm^3/J)
	TG 19	0	0	38010
	TG31h	2620	0	5360
	TG32H	2080	0	51500
	TG36	0	5300	37820
	TG44	4150	0	9250
CS	TG54	31290	0	6490
	TG56	8730	0	36510
	TG57	5690	0	55260
	TOTAL	54560	5300	59860,00

Tableau (IV-5) : Débit du gaz torché RCL [13]

Centre	Puits	HP	BP	Total (Nm^3/J)
	RCL1	5989	0	5989
	RCL6	21289,5	0	21289,5
	RCL11	5648	0	5648
	RCL14BIS	4321,6	0	4321,6

	RCL15BIS	27882	0	27882
RCL	RCL18	28015,5	0	28015,5
	RCL13	68732,3	0	68732,3
	RCL19	4456	0	4456
	TOTAL	166333,9	0	166333,90

IV-6 Les pressions de service des séparateurs

Tableau (IV-6) : Les pressions de séparation et Altitude des centres

Centre	P service (bar)		Altitude en m
CS1	Sép- HP	*3,5*	440
	Sép- BP	1,5	
CS2	Sép- HP	*8*	444
	Sép- BP	*1,5*	
CS3	Sép- HP	*8*	444
	Sép- BP	*2,5*	
CS4	Sép- BP	*1,5*	473
RCL	Sép- HP	*2.5*	625

IV-7 Composition de gaz torchés sur les périmètres TG et RCL

Pareillement aux débits de gaz torché, la composition du gaz est définie par chaque centre et par niveau de séparation, nous distinguons donc des compositions relatives à chaque séparateur et en conséquence à chaque pression de séparation. Pour déterminer la teneur en eau à la saturation de différentes compositions nous avons employé le **'SolverSaturator'** du logiciel Aspen Hysys.

Vous trouverez comme exemple ci-après, la composition de gaz torché du centre CS1 ainsi que son enveloppe de phase où il sera spécifié le domaine de formation des hydrates.

Par ailleurs la composition et les enveloppes relatives aux effluents torchés au niveau des autres centres feront partie de l'annexe de ce document.

IV-7.1 Composition du gaz TG CS :

Tableau (IV-7) : Composition de gaz torchés au niveau du CS1 par séparateur [13]

Composition (15°C 1 atm)	CS1 HP	CS1 BP
Azote	0,0073	0,01302
Dioxyde de carbone	0,00472	0,00364
Méthane	0,73952	0,69606
Ethane	0,1194	0,119426
Propane	0,06813	0,07522
i-Butane	0,00867	0,01208
n-Butane	0,02276	0,03082
I-Pentane	0,00654	0,0105
n-pentane	0,00751	0,01195
Hexanes	0,00672	0,01108
Heptanes	0,00414	0,00778
Benzène	0,00059	0,00087
Octanes	0,00211	0,00505
Toluène	0,00026	0,00055
Nonanes	0,00113	0,00162
Décanes	0,00036	0,00013
Undécanes	0,00008	0,00011
Dodécanes	0,00006	0,00009
Tridécanes	0	0
H_2O	0,00868	0,01608

Tableau (IV-8) : Composition de gaz torchés au niveau du CS2 et CS3 par séparateur [13]

Composition (15°C 1 atm)	CS2 HP	CS2 BP	CS3 HP	CS3 BP
Azote	0,01	0,00816	0,00968	0,00858
Dioxyde de carbone	0,00508	0,00459	0,00499	0,00477
Méthane	0,79419	0,7432	0,78747	0,72749
Ethane	0,10091	0,11595	0,10256	0,10937
Propane	0,05258	0,06679	0,05495	0,07011
i-Butane	0,01554	0,00964	0,00784	0,01177
n-Butane	0,00542	0,0233	0,01606	0,02635
I-Pentane	0,00433	0,00699	0,00467	0,0087

n-pentane	0,00394	0,00774	0,00424	0,01026
Hexanes	0,00368	0,00679	0,00362	0,00928
Heptanes	0,00212	0,00397	0,00195	0,00547
Benzène	0,00011	0,00018	0,00008	0,00061
Octanes	0,00104	0,00165	0,00092	0,00365
Toluène	0,00016	0,00023	0,00014	0,0004
Nonanes	0,00047	0,00048	0,00034	0,00251
Décanes	0,00019	0,00016	0,00021	0,00016
Undécanes	0,00012	0,00011	0,0002	0,00016
Dodécanes	0,00007	0,00007	0,00008	0,00009
Tridécanes	0	0	0	0
H_2O	0,00463	0,01584	0,00453	0,0113

Tableau (IV-9) : Composition de gaz torchés au niveau du CS4 et RCL par séparateur [13]

Composition (15°C 1 atm)	CS4 BP	RCL
Azote	0,00644	0,00619
Dioxyde de carbone	0,00472	0,00664
Méthane	0,61652	0,78778
Ethane	0,136997	0,09735
Propane	0,1076	0,0537
i-Butane	0,01757	0,0073
n-Butane	0,04921	0,01735
I-Pentane	0,01503	0,00538
n-pentane	0,01786	0,00531
Hexanes	0,01441	0,00518
Heptanes	0,00815	0,00311
Benzène	0,00038	0,00023
Octanes	0,00324	0,00138
Toluène	0,00041	0,00018
Nonanes	0,00094	0,00048
Décanes	0,00041	0,00023
Undécanes	0,00009	0,00013
Dodécanes	0,00005	0,0008
Tridécanes	0	0
H_2O	0,02618	0,065

IV-8 Pénalités de torchage [14]

Le torchage est interdit par la loi Algérienne sauf pour un opérateur sollicitant une autorisation exceptionnelle pour une durée limitée, auprès de l'agence nationale pour la valorisation des

ressources en hydrocarbures. L'opérateur sollicitant cette autorisation exceptionnelle doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au trésor public, non déductible, de vingt mille dinars (20.000 DA) par millier de normaux mètres cubes (sm^3) de gaz torché.[14]

Tableau (IV-10) : Calcul du tarif de torchage

Total gaz torché Nm^3/j	651 141,90
Tarif de torchage	20 000,00
Total / jour DA	13 022 838,00
Total /AN	4 753 335 870,00

De ces chiffres et l'ensemble des données exposées dans, il est manifeste qu'une prompte solution à cette situation critique est plus qu'obligatoire ; de ce fait, pour l'élaboration de notre étude nous avons fait appelle à la simulation par le biais du logiciel Aspen Hysys qui a été développé pour répondre au mieux à l'étude de réseaux de collecte et de transport par pipeline, ci-dessous une Présentation de ce logiciel.

IV-9 Les données du satellite VIIRS

FIGURE (IV-1) : Schéma des torches a Tiguentourine par le satellite VIIRS [15]

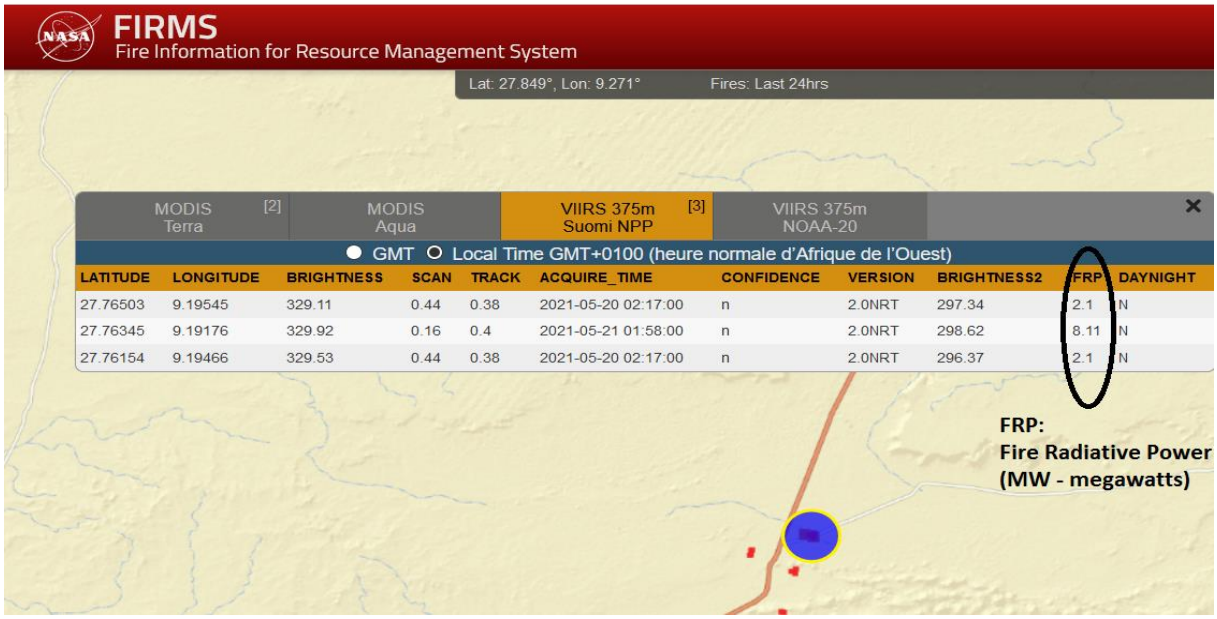

FIGURE (IV-2):FRP fire radiative power in megawatts [15]

La quantité de l'énergie gaspillée à Tiguentourine et la reculée détectée par le satellite VIIRS

Tableau (IV-11) : Energie gaspillée en MW

Centre	FRP en MW
TG CS1	2
TG CS2	2
TGCS3	4,2
TG CS4	1,2
RCL	5,98
Total	15,38

Nous remarquons que la quantité d'énergie émise à l'atmosphère est importante E=15.98MW.

IV-10 Capterio développe des solutions pour capturer et utiliser le gaz de torche

Capterio en partenariat avec des sociétés énergétiques pour réaliser des projets de monétisation de torches. Capterio aide à identifier des opportunités d'investissement spécifiques, elle rassemble actif, solution et financement. Et elle fournit les ressources nécessaires pour réaliser des projets de réduction sur le terrain, et elle gère le projet pour assurer une livraison sûre aux normes les plus élevée.

FlareIntel, est outil mondial de surveillance des éruptions en temps réel, révèle des opportunités importantes dans les pays qui connaissent des éruptions importantes et continue

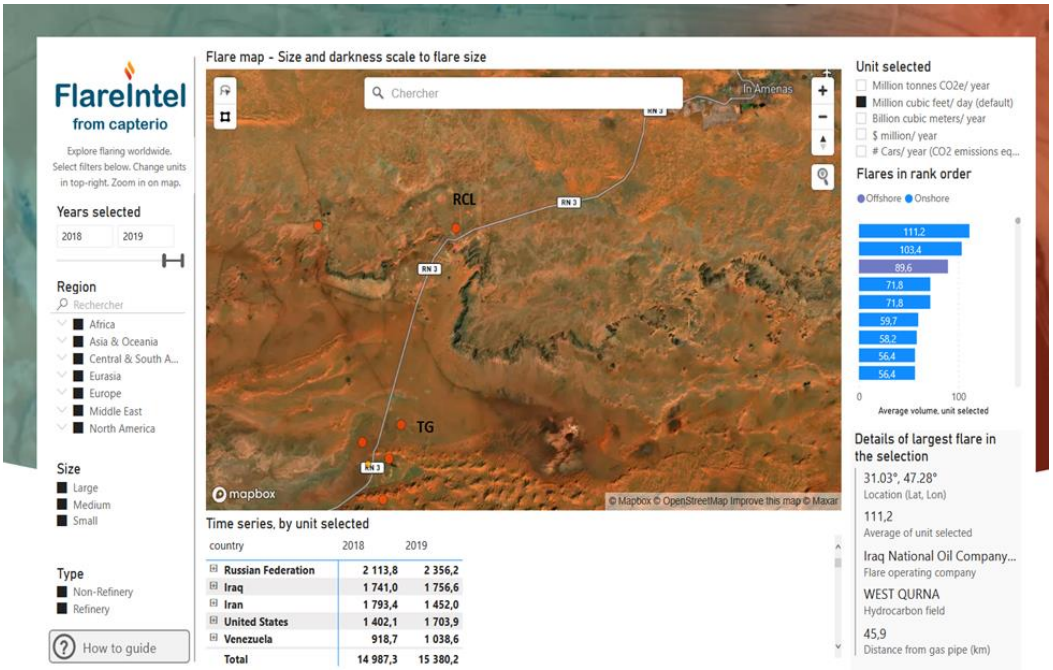

FIGURE (IV-3) : La route nationale N3 (in amenas RCL et TG vers Illizi)[16]

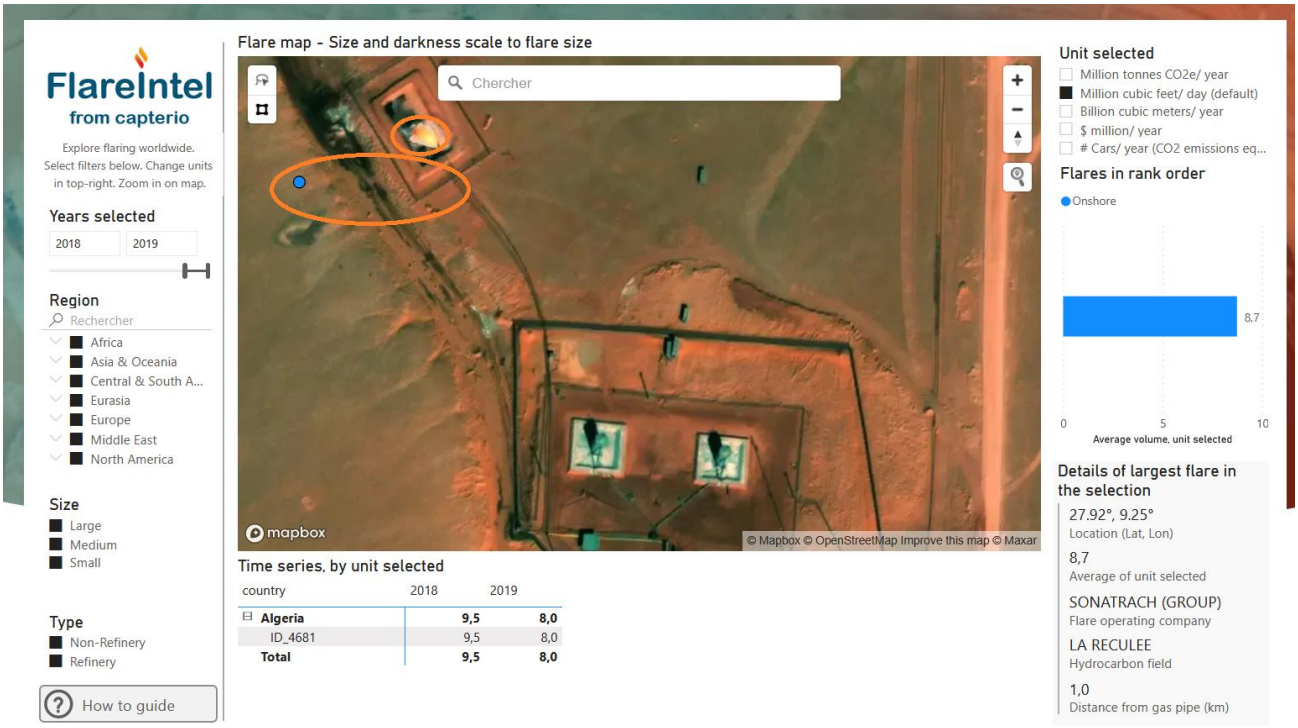

FIGURE (IV-4) : Centre de RCL parFlareIntel[16]

Le débit torché à RCL=8.7 10^6m cubicfeet /day =246356.5653 m³/j [17]

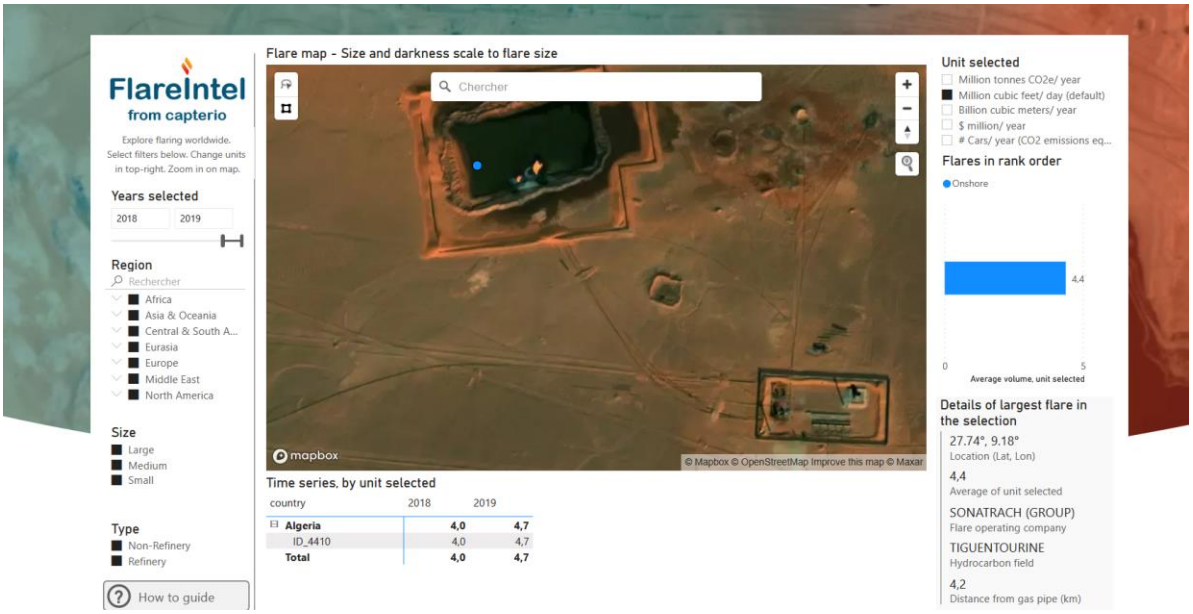

FIGURE (IV-5) : Centre TG CS1 [16]

Le débit torché à CS1est =4.4mcubicfeet /day=124594.125m³/j [17]

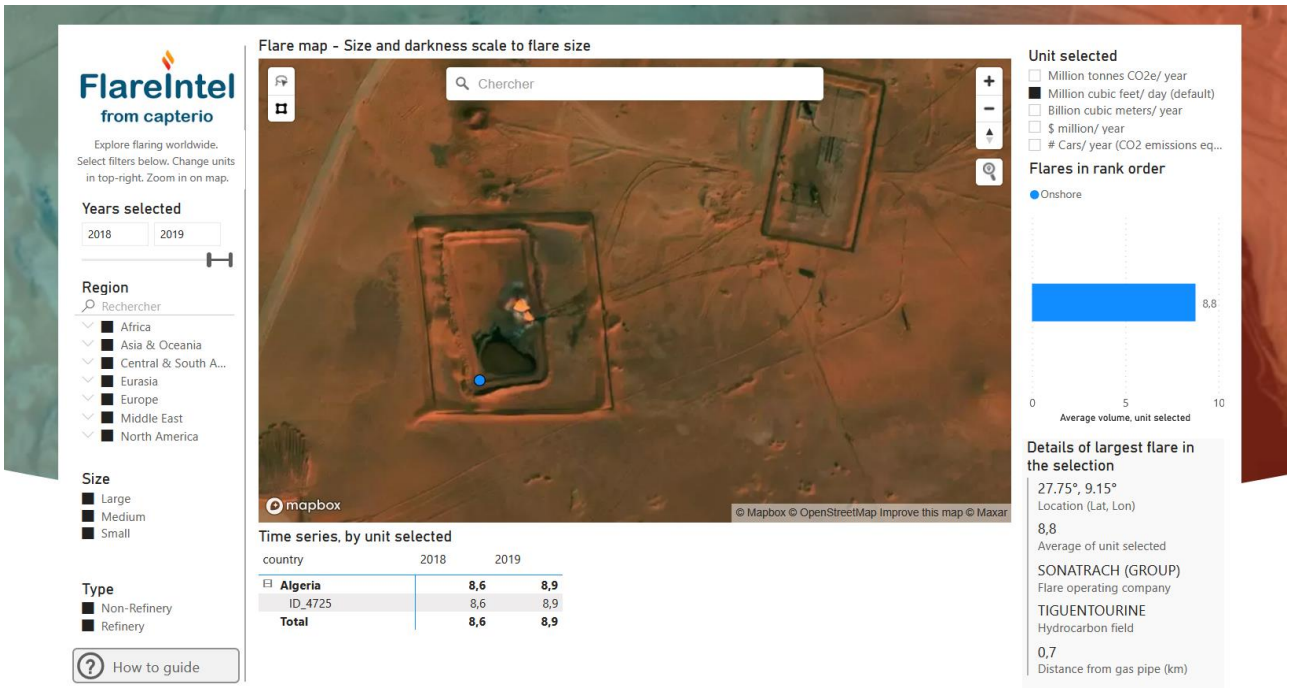

FIGURE (IV-6) : Centre TG CS 2[16]

Le débit torché à CS2est =8.8mcubicfeet /day= 249188.25001305 m³/j[17]

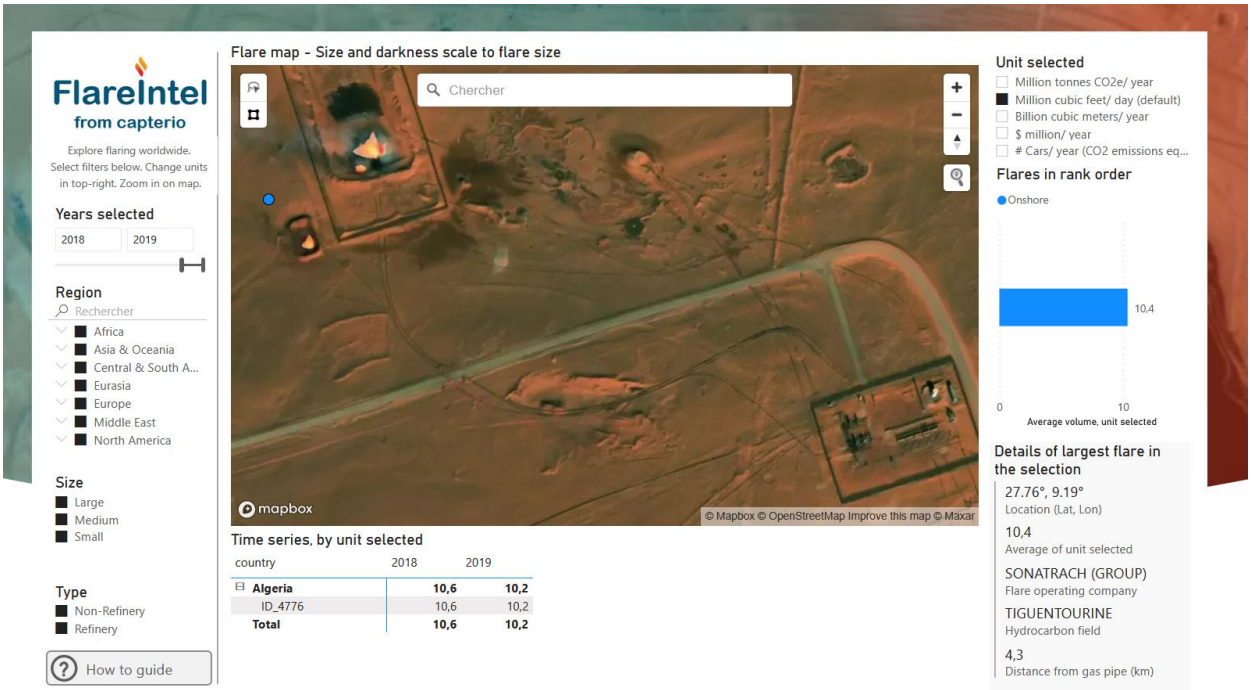

FIGURE (IV-7) : Centre TG CS3[16]

Le débit torché à CS3 est =10.4mcubicfeet /day= 294495.20456087 m³/j[17]

IV-11 Simulation par HYSYS

IV-11-1 Logiciel de la simulation :

La simulation consiste à l'interprétation par des modèles mathématiques des phénomènes physiques afin de décrire, d'étudier et analyser ses comportements son réaliser pour autant d'expériences matérielle.

La simulation dans le domaine process de l'Oïl and Gas a pour objectifs principaux, la résolution des équations de bilans matière et énergie pour l'ensemble des appareils du procédé ; le calcul des caractéristiques (débit, composition, température, pression, propriétés physiques) des fluides circulants entre les appareils et la Fourniture des éléments nécessaires au dimensionnement des équipements, tels que les quantités de chaleur échangées ou les débits internes d'une colonne… etc. Les simulateurs sont utilisés soit à la conception d'un procédé ou bien pour optimiser le fonctionnement d'un procédé industriel existant.

IV-11-1-1Aspen Hysys :

Le simulateur Aspen Hysys est l'un des plus performants logiciels de simulation, se compose d':

- Une base de données des corps purs et un ensemble de méthodes pour estimer les propriétés des mélanges appelés aussi modèles thermodynamiques.

- Un schéma de procédé permettant de décrire les liaisons entre les différentes opérations unitaires constituant l'unité (PFD : Process Flow Diagram).
- Un ensemble de modules de calcul des différentes opérations unitaires contenant les équations relatives à leur fonctionnement : réacteurs, colonnes de distillation, ballons de séparation, échangeurs de chaleur, etc.
- Un ensemble de méthodes numériques de résolution des équations des modèles.

Il offre deux modes de fonctionnement stationnaire (steady state) et dynamique (Dynamic) et il est destiné à résoudre des procédés liés à l'industrie gazière, au raffinage et à la pétrochimie et il est aussi en mesure de dimensionner plusieurs équipements. Le principe de son fonctionnement peut être résumé comme suit :

- Spécification des constituants (gaz, liquide ou mélange).
- Choix d'un modèle thermodynamique.
- Etablissement d'un schéma de procédé (PFD).
- Spécification des paramètres nécessaires pour le calcul de chaque opération unitaire.

L'organigramme suivant représente le schéma général du fonctionnement d'Aspen Hysys:

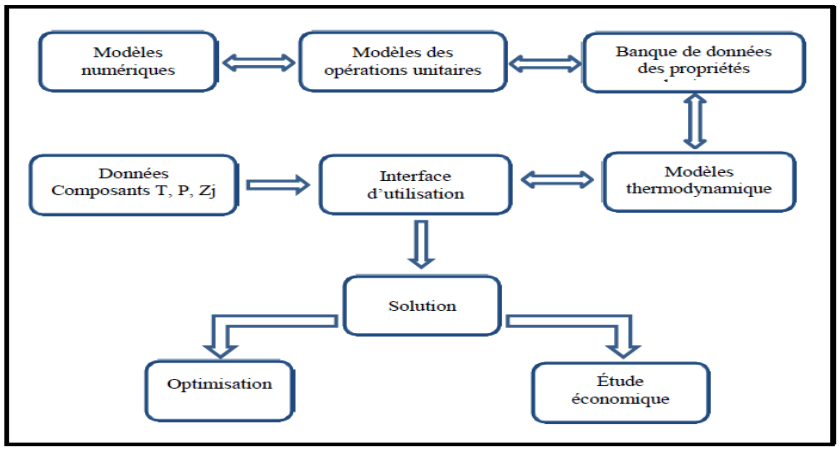

FIGURE (IV-8): Organigramme aspen hysys

IV-11-1-2Upstream (module Hysys):

L'Upstream est un progiciel de pointe pour la modélisation des propriétés des gaz, des liquides et des solides, il est utilisé en tant que tierce partie pour Aspen Hysys.

Il se compose d'une bibliothèque complète de modèles thermodynamiques et de propriétés de transport, d'une banque de données de propriétés physiques, de méthodes de caractérisation et d'adaptation aux fluides pétroliers et aux flashs multi-phases.

Un flowsheet de l'Upstream est un ensemble de composants et de modèles thermodynamiqueset de propriétés de transport pour plusieurs phases.

Dans la terminologie Hysys, cela correspond à un fluid package (modèle thermodynamique) plus un ensemble de composants, il est possible de créer plusieurs packagent de propriétés différentes avec différents composants et / ou modèles selon les besoins.

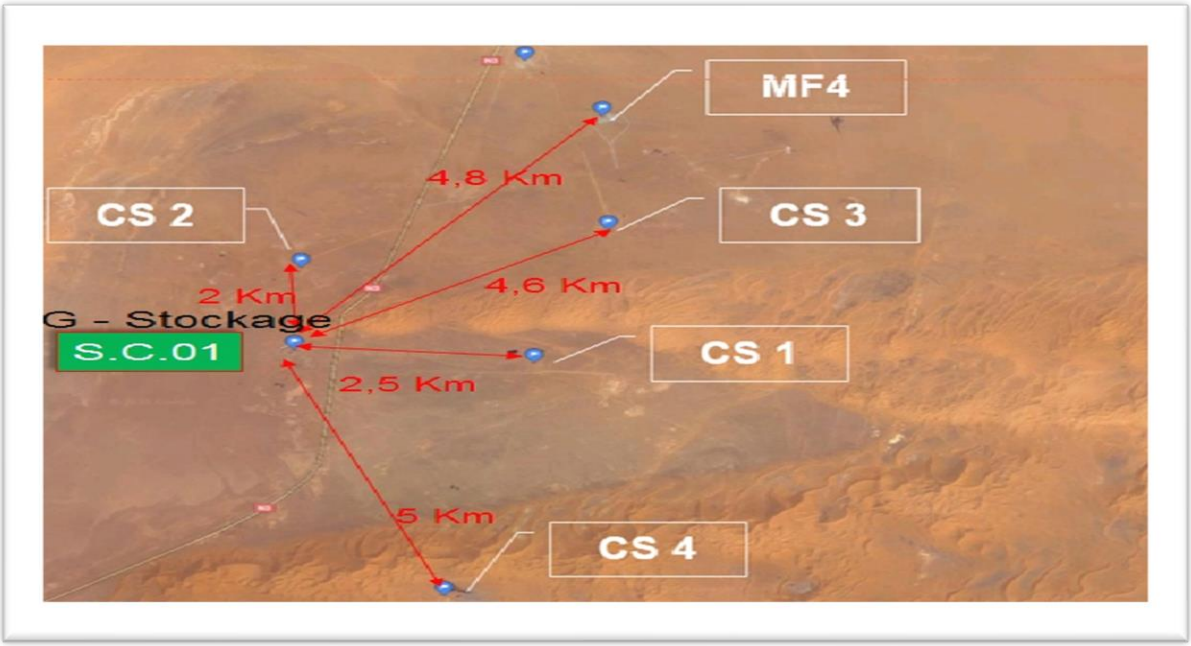

FIGURE (IV-9) : remplacement de la nouvelle station de compression

Implantation de station de compression

IV-11-2 Les scénarios possibles :

IV-11-2-1 Simulation du premier Scénario :

Gaz HP :Le gaz provenant des centres de séparation CS1, CS2 et CS3 avec une pression de 8 bars est envoyé vers le ballon de séparation, le gaz sortant est aspiré par le compresseur où il est comprimé jusqu'à 35 bars.

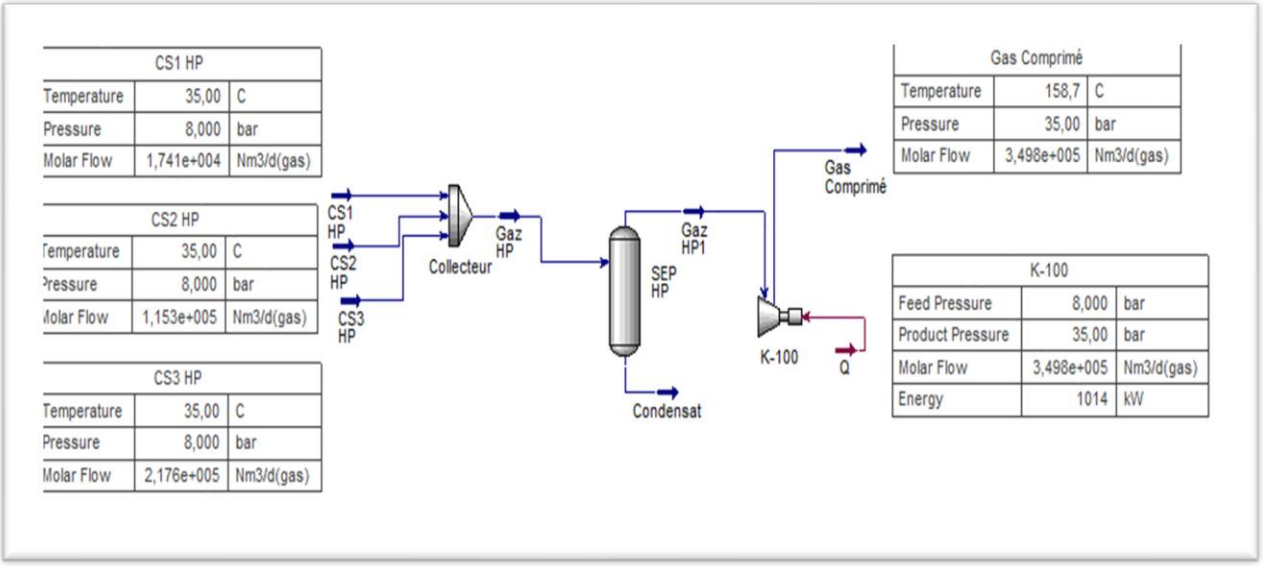

FIGURE (IV-10) : Schéma de simulation de gaz HP

Le gaz provenant des centres des séparations CS1, CS2 CS3 CS4 et RCL avec une pression 2.5 bars est envoyé vers le ballon de séparation, le gaz sortant est comprimé jusqu'à 35 barG.

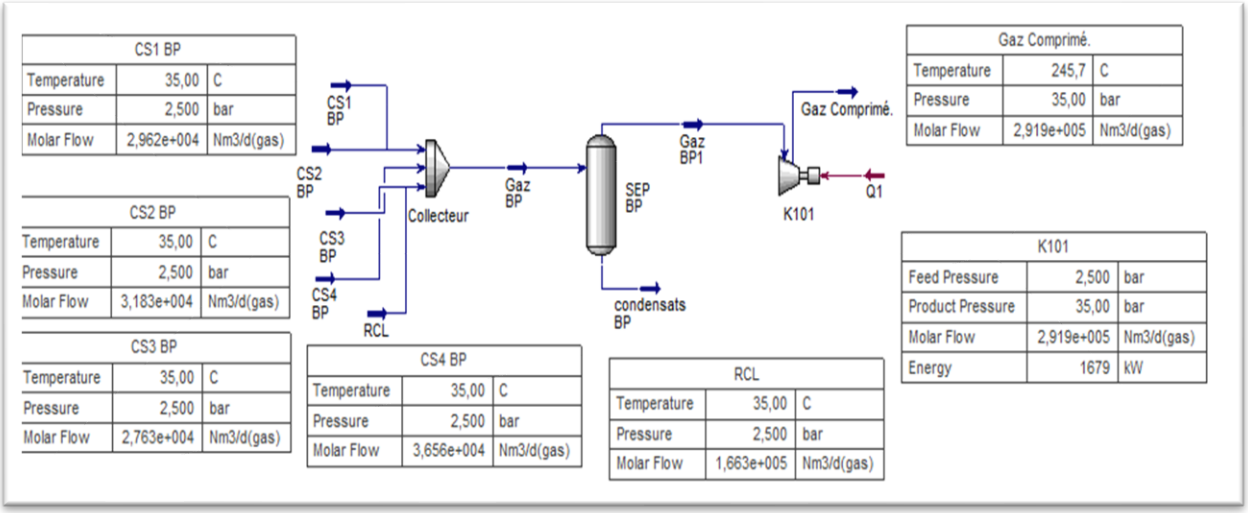

FIGURE (IV-11) : Schéma de simulation de gaz BP

Nous remarquons que la température de refoulement du compresseur est trop élevée Tr= 245.7°C, nous devons installer un compresseur à deux étages mécaniques

Gaz BP avec un compresseur à deux étages

Calcul de la pression intermédiaire :

P2= √P1P3= √2.5*35= 9.35 bar

P1 : Pression d'aspiration 1 étage,

P2 : Pression refoulement 2 étage, **P3 :** Pression refoulement 2 étage

Le gaz provenant des centres des séparations CS1, CS2 CS3 CS4 et RCL avec une pression 2.5 bar est envoyé vers le ballon de séparation, le gaz sortant est comprimé jusqu'à 9.35 bars, puis il va refroidir jusqu'à sa température atteint 45°C par l'aéro-réfrigérant, ensuite il se dirige vers un ballon de séparation, le gaz sortant est comprimé jusqu'à 35 bar.

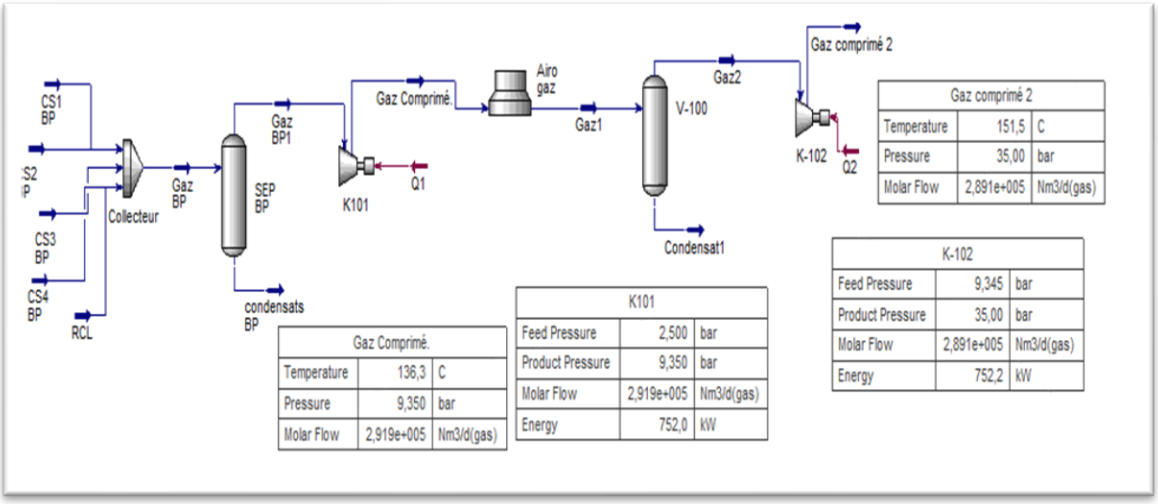

FIGURE (IV-12) : Schéma de simulation de gaz BP avec un compresseur a deux étages

Inconvénient :

- ✓ Avoir deux compresseurs en parallèle ce qui augmente le taux des interventions des mainteniciens
- ✓ Avoir plusieurs batteries des aéro -réfrigérants
- ✓ Afin d'éviter une augmentation de température du gaz BP nous devons installer un compresseur à deux étages mécaniques en conséquence installation d'autre ballon de récupération de liquide entre étages
- ✓ Le cout d'installation de l'unité sera élevé
- ✓ Le déclenchement de l'un des compresseurs le gaz sera torché sans permettre de l'envoyer vers l'autre (pression d'aspiration)

IV-11-2-2 Simulation du deuxième scénario :

Le gaz provenant des centres de séparation CS1, CS2, CS3 et RCL avec une pression de 2.5 bars est envoyé vers le ballon de séparation, le gaz sortant est comprimé jusqu'à 8 bars, puis il va refroidir jusqu'à sa température atteint 45°C par l'aéro-réfrigérant, Le gaz sortant se dirige vers le ballon de séparation où il se réunit avec le gaz venant des centre de séparation CS1, CS2 CS3

avec une pression de 8 bars.Le gaz sortant du ballon est comprimé par un compresseur jusqu'à 35 bars.

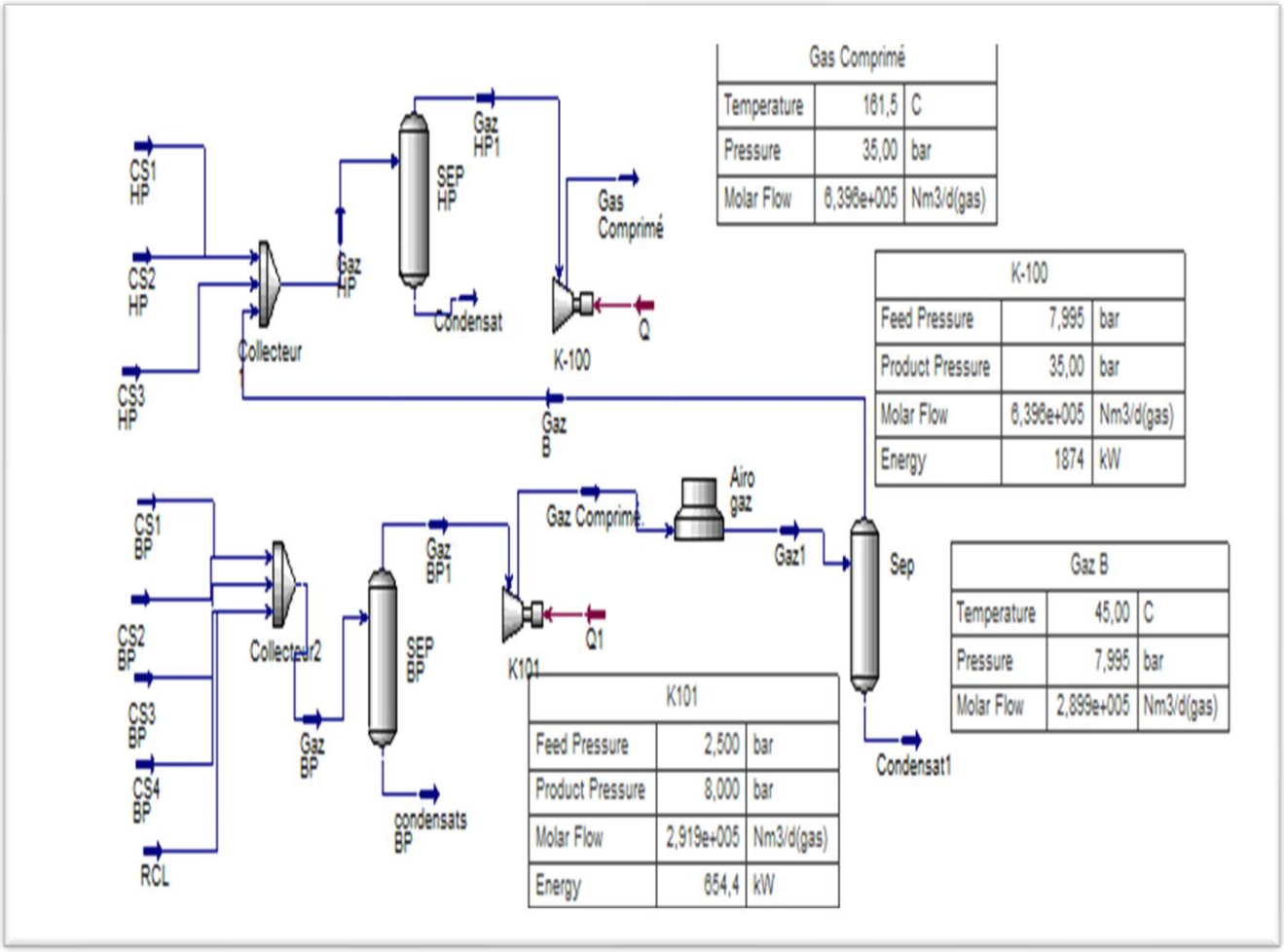

FIGURE (IV-13) : Simulation du scenario n°2

- Le compresseur BP il va jouer un rôle de soufflante (Blower) afin d'augmenter la pression du gaz des séparateur BP, le compresseur sera entraîné par un moteur électrique 5.5KV donc une consommation électrique important avec installation électrique compliquée
- Le déclenchement de la soufflante influe directement sur le débit de gaz injecté.

IV-11-2-3 Simulation du Troisième scénario :

Le fluide des quatre centres de Tiguentourine sera regroupé vers un manifold, Le gaz provenant des centres de séparation CS1, CS2, CS3 avec une pression de 2.5 bars est envoyé vers le ballon de séparation, le gaz sortant est comprimé jusqu'à 35 bars Le gaz de RCL sera comprimé individuellementà 35bar.

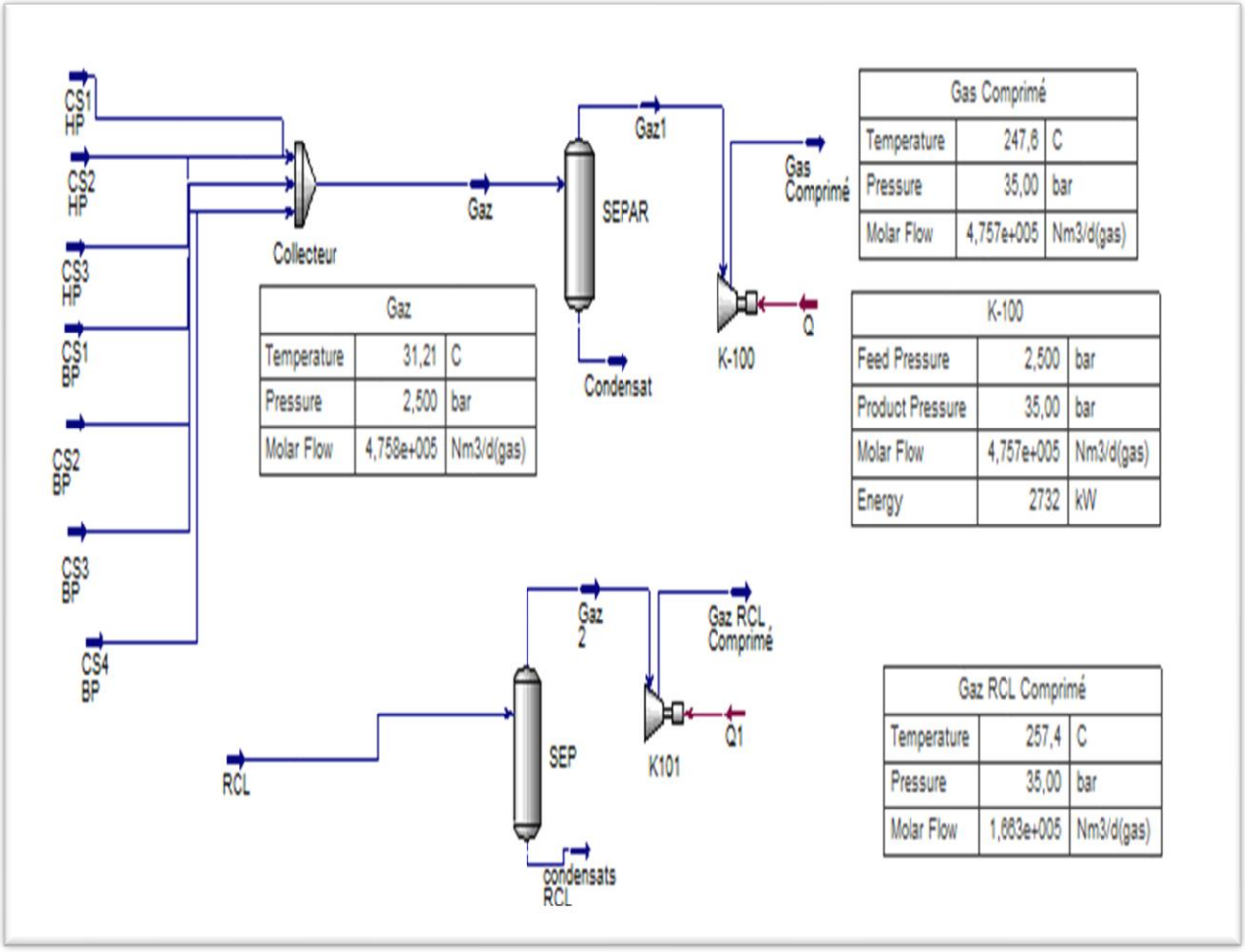

FIGURE (IV-14) : Simulation du scenario n°3

Inconvénient

- Installation de deux compresseurs entrainés par des turbines donc la consommation de fuel gaz sera élevée.
- L'entretien et la maintenance des équipements seront élevés
- L'injection du gaz comprimé sera en deux endroit différents donc l'installation d'un réseau des conduites important.

IV-11-2-4 Simulation du quatrième scénario :

Le fluide (pétrole, gaz et eau) provenant des centres de séparation CS1, CS2, CS3, CS4 et RCL sera regroupé vers un manifold aspiré par une pompe multiphasique et envoyé vers un centre de séparation le gaz est à 35 bars 10

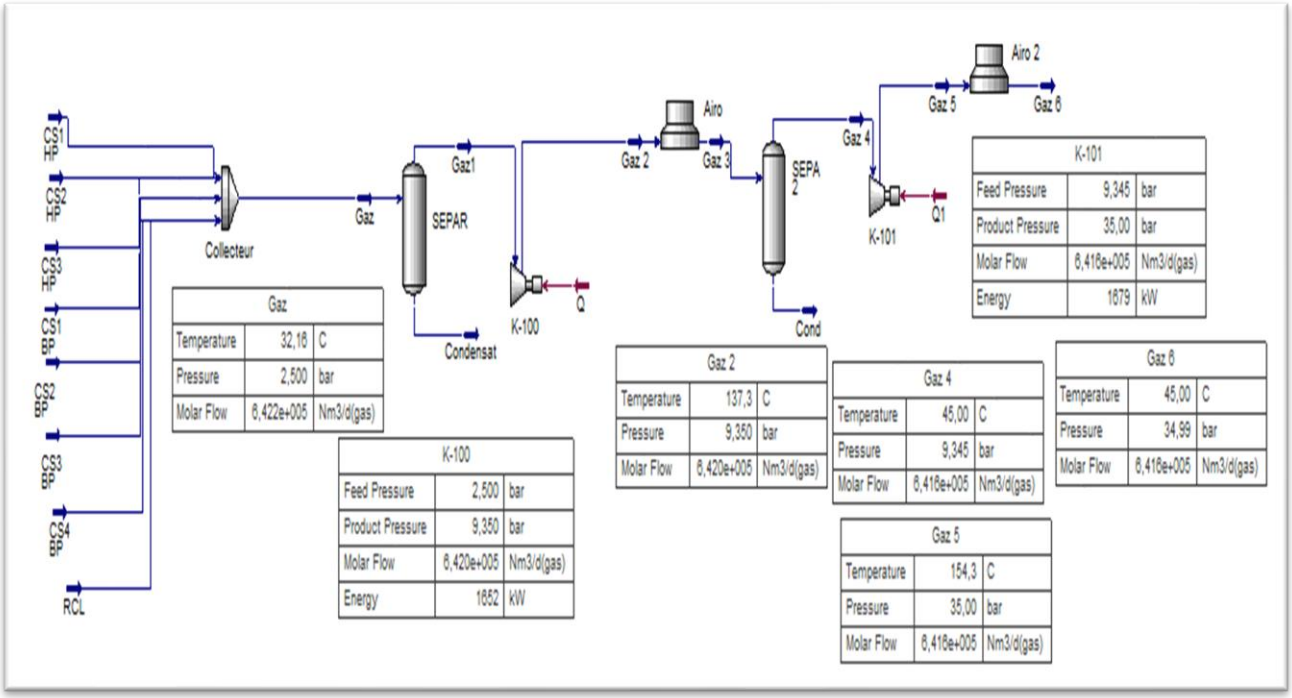

FIGURE (IV-15) : Simulation du scenario n°4

Inconvénient :

- Le déclenchement de compresseur conduit à un torchage total de gaz

Avantage :

- Le fluide (pétrole, gaz et eau) sera regroupé vers un seul manifold ; il sera véhiculé par des pompes multiphasiques vers un seul centre de séparation
- La séparation, la récupération et la compression seront effectuées dans un seul endroit
- Le revampingdes installations imposées par l'ARH suite au décret 14 439 pour les quatre centres de TG et le centre de RCL sera justifié par l'arrêt des cinq centres

CONCLUSION & RECOMMENDATIONS

Conclusion

La protection de l'environnement est devenue parmi les premières préoccupations de l'état notamment au niveau des zones industrielles. La réalisation d'une unité de récupération des gaz torchés est une opportunité absolue.

Suivant les énormes démarches mondiales contre les multiples formes de la pollution qui mettent en garde les entraves à l'environnement causées par le développement industriel, il est plus qu'indispensable à nos jours de s'inscrire dans ce registre et assurer une exploitation saine et souveraine de nos sources d'énergies fossiles.

L'engagement de la Sonatrach à réduire le torchage a été récompensé par un partenariat avecGGFR (GLOBAL GAS FLARING REDUCTION) en 2004 pour une évaluation d'utiliser les gaz torchés en Algérie, des énormes efforts ont été déployés dans le but d'assurer la conformité réglementaire et législative des installations et participé à la réduction de l'émission des gaz à effet de serre, s'inscrire dans ce registre est donc un devoir qui contribuera à préserver l'image de marque de la Sonatrach à l'échelle mondiale.

L'utilisation des satellites fournit des solutions pour réduire le torchage de gaz aux entreprises énergétiques pour capturer le gaz torché, réduire la quantité de CO_2 émise à l'atmosphère.
Les satellites réunis une expertise approfondie et une expérience impressionnante dans les domaines de la technologie, du financement et de la réalisation de projets pour l'industrie pétrolière et gazière.
Une quantité de gaz estimée à **437780 Sm^3/j** pour Tiguentourine et **166333 Stm^3/j** pour la Reculée est actuellement torchée au niveau des centres de séparation et de traitement des deux champs.

En plus des avantages environnementaux que pourrait présenter un tel projet, il permettrad'autre part de réaliser un gain sur le plan économique, en effet, la taxe journalière sur la totalité de gaz brulé par les deux périmètres Tiguentourine et le Reculée s'élève à 13 022 838 DA/ J.

A travers les résultats qu'avancent par ces scénarios élaborés au cours de cette étude nous jaugeons que le quatrième scénario est techniquement le plus favorable.

Recommandations

En ce qui concerne les recommandations de ce travail :

- Le quatrième scénario est le plus favorable la consistance du projet de réalisation d'une unité de compression :
    1. La réalisation des études d'engineering de bases et de détails
    2. Réalisation d'un réseau de collecte des gaz torché,
    3. Installation des deux pompes multiphasiques
    4. Un manifold commun des arrivés des puits
    5. Un centre de séparation de pétrole brut, gaz et eau
    6. Réalisation d'un bourbier des eaux huileuses
    7. Réalisation des travaux de Génie Civil (Salle de contrôle, Sous station électrique, Clôture, Massifs, Voiries, Caniveaux, Aménagement, …)
    8. Réalisation d'une station de compression dotée de :
- Equipements électriques (Transformateurs, armoires électrique HT, MT et BT, UPS….)
- Système de contrôle,
- Tous les auxiliaires nécessaires
- Système de sécurité (Réseau eau & mousse et un système de détection extinction),
- Utilités (Air instrument, air de service, eau de service),
    1. Réalisation d'une ligne de connexion entre la station de compression et les manifolds de l'association SH/BP / EquinorTiguentourine
    2. Système de comptage et d'analyse.
    3. Réseau de fibre optique reliant tous les centres ;
- Raccordement aux installations existantes

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1] cartographie de la direction régionale d'in amenas

[2] Manuel d'exploitation des périmètres d'in amenas (sonatrach)

[3] Organigramme de la direction Régionale d'In Amenas

[4] https://www.algerie-eco.com/2018/07/26

[5] https://www.slideshare.net/nssen/gas-turbine-2-regeneration-and-intercooling page N°6

[6] https://en.wikipedia.org/wiki/Capstone_Green_Energy

[7] https://www.2b1stconsulting.com/gtl

[8] www.worldbank.org/ggfr

[9] https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/publication/global-gas-flaring-tracker-report

[10] https://spacenews.com/ball-aerospace-installs-viirs-sensor-aboard-nasa-weather-satellite

[11] https://pubdocs.worldbank.org/en/853661587048977000/Estimation-of-flare-gas-volumes-from-satellite-data-002.pdf

[12] cahier des charges (réalisation des études FEED pour le projet RGTG

[13] Analyses chromatographiques du gaz associé (D- Lab. Division Laboratoire)

[14] Journal officiel de la république algérienne démocratique et populaire. N°72. Article 52. Taxe sur le torchage. 22p. 31 décembre 2015

[15] https://firms.modaps.eosdis.nasa.gov/map/

[16] https://capterio.com/flareintel

[17]https://converticious.com/fr/volume

ANNEXE

aspentech	Company Name Not Available Bedford, MA USA	Case Name:	scénario 4.hsc
		Unit Set:	NewUser1b1
		Date/Time:	Sat May 08 18:54:46 2021

Compressor: K-100

Connections

Inlet Stream

STREAM NAME	FROM UNIT OPERATION	
Gaz1	Separator	SEPAR

Outlet Stream

STREAM NAME	TO UNIT OPERATION	
Gaz 2	Air cooler	Airo

Energy Stream

STREAM NAME	FROM UNIT OPERATION
Q	

Parameters

Speed:	---	Duty:	1.6522e+03 kW
Adiabatic Eff.:	75.00	PolyTropic Eff.:	77.51
Adiabatic Head:	1.725e+004 m	Polytropic Head:	1.782e+004 m
Adiabatic Fluid Head:	169.1 kJ/kg	Polytropic Fluid Head:	174.8 kJ/kg

Polytropic Exp.	1.285	Isentropic Exp.	1.211	Poly Head Factor	1.002

RATING

Curves

Compressor Speed: ---	Efficiency:	Adiabatic	Curves Enabled: Yes
Head Offset:	0.0000 m	Efficiency Offset:	0.00 %

Speed:

Flow	Head	Efficiency (%)

Flow Limits

Surge Curve: Inactive

Speed	Flow	Speed	Flow	Speed	Flow

Stone Wall Curve: Inactive

Speed	Flow	Speed	Flow	Speed	Flow

Surge Flow Rate	---	Field Flow Rate	)e+004 ACT_m3/h	Stone Wall Flow	---	Compressor Volume	0.0000 m3

Nozzle Paramaters

Base Elevation Relative to Ground Level 0.0000 m *

		Gaz1	Gaz 2	
Diameter	(m)	5.000e-002	5.000e-002	
Elevation (Base)	(m)	0.0000	0.0000	
Elevation (Ground)	(m)	0.0000	0.0000	

Inertia

Rotational inertia (kg-m2)	6.000	Radius of gyration (m)	0.2000
Mass (kg)	150.0	Friction loss factor (rad/min) (kg-m2/s)	6.000e-003

WORKSHEET

Conditions

Name		Gaz1	Gaz 2	Q	
Vapour		1.0000	1.0000	---	
Temperature	(C)	32.1635	137.3308	---	
Pressure	(bar)	2.5000	9.3500 *	---	
Molar Flow	(Nm3/d(gas))	642048.9285	642048.9285	---	
Mass Flow	(kg/h)	26378.3263	26378.3263	---	
Std Ideal Liq Vol Flow	(m3/h)	72.9432	72.9432	---	
Molar Enthalpy	(kJ/kgmole)	-8.382e+004	-7.883e+004	---	
Molar Entropy	(kJ/kgmole-C)	182.6	185.7	---	

Licensed to: Company Name Not Available

* Specified by user.

aspentech	Company Name Not Available Bedford, MA USA	Case Name:	scénario 4.hsc
		Unit Set:	NewUser1b1
		Date/Time:	Sat May 08 18:54:46 2021

Compressor: K-100 (continued)

Conditions

Heat Flow	(kW)	-2.7788e+04	-2.6136e+04	1.6522e+03	

Properties

Name		Gaz1	Gaz 2			
Molecular Weight		22.10	22.10			
Molar Density	(kgmole/m3)	9.942e-002	0.2775			
Mass Density	(kg/m3)	2.197	6.132			
Act. Volume Flow	(m3/h)	1.200e+004	4302			
Mass Enthalpy	(kJ/kg)	-3792	-3567			
Mass Entropy	(kJ/kg-C)	8.260	8.402			
Heat Capacity	(kJ/kgmole-C)	44.80	53.07			
Mass Heat Capacity	(kJ/kg-C)	2.027	2.401			
LHV Molar Basis (Std)	(kJ/kgmole)	1.038e+006	1.038e+006			
HHV Molar Basis (Std)	(kJ/kgmole)	1.135e+006	1.135e+006			
HHV Mass Basis (Std)	(kJ/kg)	5.136e+004	5.136e+004			
CO2 Loading		---	---			
CO2 Apparent Mole Conc.	(kgmole/m3)	---	---			
CO2 Apparent Wt. Conc.	(kgmol/kg)	---	---			
LHV Mass Basis (Std)	(kJ/kg)	4.696e+004	4.696e+004			
Phase Fraction [Vol. Basis]		1.000	1.000			
Phase Fraction [Mass Basis]		1.000	1.000			
Phase Fraction [Act. Vol. Basis]		1.000	1.000			
Mass Exergy	(kJ/kg)	100.8	284.1			
Partial Pressure of CO2	(bar)	1.455e-002	5.443e-002			
Cost Based on Flow	(Cost/s)	0.0000	0.0000			
Act. Gas Flow	(ACT_m3/h)	1.200e+004	4302			
Avg. Liq. Density	(kgmole/m3)	16.36	16.36			
Specific Heat	(kJ/kgmole-C)	44.80	53.07			
Std. Gas Flow	(STD_m3/h)	2.822e+004	2.822e+004			
Std. Ideal Liq. Mass Density	(kg/m3)	361.6	361.6			
Act. Liq. Flow	(m3/s)	---	---			
Z Factor		---	0.9874			
Watson K		17.50	17.50			
User Property		---	---			
Partial Pressure of H2S	(bar)	0.0000	0.0000			
Cp/(Cp - R)		1.228	1.186			
Cp/Cv		1.239	1.203			
Heat of Vap.	(kJ/kgmole)	1.837e+004	1.755e+004			
Kinematic Viscosity	(cSt)	5.142	2.426			
Liq. Mass Density (Std. Cond)	(kg/m3)	0.9390	0.9390			
Liq. Vol. Flow (Std. Cond)	(m3/h)	2.809e+004	2.809e+004			
Liquid Fraction		0.0000	0.0000			
Molar Volume	(m3/kgmole)	10.06	3.604			
Mass Heat of Vap.	(kJ/kg)	831.1	794.2			
Phase Fraction [Molar Basis]		1.0000	1.0000			
Surface Tension	(dyne/cm)	---	---			
Thermal Conductivity	(W/m-K)	3.039e-002	4.591e-002			
Viscosity	(cP)	1.130e-002	1.487e-002			
Cv (Semi-Ideal)	(kJ/kgmole-C)	36.49	44.75			
Mass Cv (Semi-Ideal)	(kJ/kg-C)	1.651	2.025			
Cv	(kJ/kgmole-C)	36.16	44.12			
Mass Cv	(kJ/kg-C)	1.636	1.996			
Cv (Ent. Method)	(kJ/kgmole-C)	---	---			
Mass Cv (Ent. Method)	(kJ/kg-C)	---	---			
Cp/Cv (Ent. Method)		---	---			
Reid VP at 37.8 C	(bar)	---	---			
True VP at 37.8 C	(bar)	191.7	---			
Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond)	(m3/h)	2.809e+004	2.809e+004			

Licensed to: Company Name Not Available

* Specified by user.

aspentech	Company Name Not Available Bedford, MA USA	Case Name:	scénario 4.hsc
		Unit Set:	NewUser1b1
		Date/Time:	Sat May 08 18:54:46 2021

Compressor: K-100 (continued)

Properties

Name	Gaz1	Gaz 2			
Viscosity Index	-8.334	-12.55			

PERFORMANCE

Results

Adiabatic Head	(m)	1.725e+004	Power Consumed	(kW)	1652
Polytropic Head	(m)	1.782e+004	Polytropic Head Factor		1.002
Adiabatic Fluid Head	(kJ/kg)	169.1	Polytropic Exponent		1.285
Polytropic Fluid Head	(kJ/kg)	174.8	Isentropic Exponent		1.211
Adiabatic Efficiency		75	Speed	(rpm)	---
Polytropic Efficiency		78			---

Power/Torque

Total Rotor Power	(kW)	1652	Total Rotor Torque	(N-m)	---
Transient Rotor Power	(kW)	0.0000	Transient Rotor Torque	(N-m)	---
Friction Power Loss	(kW)	0.0000	Friction Torque Loss	(N-m)	---
Fluid Power	(kW)	1652	Fluid Torque	(N-m)	---

Licensed to: Company Name Not Available
* Specified by user.

aspentech	Company Name Not Available Bedford, MA USA	Case Name:	scénario 4.hsc
		Unit Set:	NewUser1b1
		Date/Time:	Sat May 08 18:53:10 2021

Compressor: K-101

Connections

Inlet Stream

STREAM NAME	FROM UNIT OPERATION	
Gaz 4	Separator	SEPA 2

Outlet Stream

STREAM NAME	TO UNIT OPERATION	
Gaz 5	Air cooler	Airo 2

Energy Stream

STREAM NAME	FROM UNIT OPERATION
Q1	

Parameters

Speed:	---	Duty:	1.6793e+03 kW
Adiabatic Eff.:	75.00	PolyTropic Eff.:	77.58
Adiabatic Head:	1.759e+004 m	Polytropic Head:	1.820e+004 m
Adiabatic Fluid Head:	172.5 kJ/kg	Polytropic Fluid Head:	178.5 kJ/kg

Polytropic Exp.	1.280	Isentropic Exp.	1.205	Poly Head Factor	1.002

RATING

Curves

Compressor Speed: ---	Efficiency:	Adiabatic	Curves Enabled: Yes
Head Offset:	0.0000 m	Efficiency Offset:	0.00 %

Speed:		
Flow	Head	Efficiency (%)

Flow Limits

Surge Curve: Inactive					
Speed	Flow	Speed	Flow	Speed	Flow

Stone Wall Curve: Inactive					
Speed	Flow	Speed	Flow	Speed	Flow

Surge Flow Rate	---	Field Flow Rate	3272 ACT_m3/h	Stone Wall Flow	---	Compressor Volume	0.0000 m3

Nozzle Paramaters

Base Elevation Relative to Ground Level				0.0000 m *
		Gaz 4	Gaz 5	
Diameter	(m)	5.000e-002	5.000e-002	
Elevation (Base)	(m)	0.0000	0.0000	
Elevation (Ground)	(m)	0.0000	0.0000	

Inertia

Rotational inertia (kg-m2)	6.000	Radius of gyration (m)	0.2000
Mass (kg)	150.0	Friction loss factor (rad/min) (kg-m2/s)	6.000e-003

WORKSHEET

Conditions

Name		Gaz 4	Gaz 5	Q1	
Vapour		1.0000	1.0000	---	
Temperature	(C)	45.0000	154.2541	---	
Pressure	(bar)	9.3450	35.0000 *	---	
Molar Flow	(Nm3/d(gas))	641552.8868	641552.8868	---	
Mass Flow	(kg/h)	26279.2089	26279.2089	---	
Std Ideal Liq Vol Flow	(m3/h)	72.8005	72.8005	---	
Molar Enthalpy	(kJ/kgmole)	-8.334e+004	-7.827e+004	---	
Molar Entropy	(kJ/kgmole-C)	173.0	176.0	---	

Licensed to: Company Name Not Available

* Specified by user.

aspentech	Company Name Not Available Bedford, MA USA	Case Name:	scénario 4.hsc
		Unit Set:	NewUser1b1
		Date/Time:	Sat May 08 18:53:10 2021

Compressor: K-101 (continued)

Conditions

Heat Flow	(kW)	-2.7610e+04	-2.5930e+04	1.6793e+03	

Properties

Name		Gaz 4	Gaz 5			
Molecular Weight		22.03	22.03			
Molar Density	(kgmole/m3)	0.3645	1.022			
Mass Density	(kg/m3)	8.031	22.53			
Act. Volume Flow	(m3/h)	3272	1167			
Mass Enthalpy	(kJ/kg)	-3782	-3552			
Mass Entropy	(kJ/kg-C)	7.850	7.988			
Heat Capacity	(kJ/kgmole-C)	46.56	56.10			
Mass Heat Capacity	(kJ/kg-C)	2.113	2.546			
LHV Molar Basis (Std)	(kJ/kgmole)	1.035e+006	1.035e+006			
HHV Molar Basis (Std)	(kJ/kgmole)	1.132e+006	1.132e+006			
HHV Mass Basis (Std)	(kJ/kg)	5.137e+004	5.137e+004			
CO2 Loading		---	---			
CO2 Apparent Mole Conc.	(kgmole/m3)	---	---			
CO2 Apparent Wt. Conc.	(kgmol/kg)	---	---			
LHV Mass Basis (Std)	(kJ/kg)	4.697e+004	4.697e+004			
Phase Fraction [Vol. Basis]		1.000	1.000			
Phase Fraction [Mass Basis]		1.000	1.000			
Phase Fraction [Act. Vol. Basis]		1.000	1.000			
Mass Exergy	(kJ/kg)	247.5	436.3			
Partial Pressure of CO2	(bar)	5.443e-002	0.2039			
Cost Based on Flow	(Cost/s)	0.0000	0.0000			
Act. Gas Flow	(ACT_m3/h)	3272	1167			
Avg. Liq. Density	(kgmole/m3)	16.38	16.38			
Specific Heat	(kJ/kgmole-C)	46.56	56.10			
Std. Gas Flow	(STD_m3/h)	2.820e+004	2.820e+004			
Std. Ideal Liq. Mass Density	(kg/m3)	361.0	361.0			
Act. Liq. Flow	(m3/s)	---	---			
Z Factor		---	0.9634			
Watson K		17.52	17.52			
User Property		---	---			
Partial Pressure of H2S	(bar)	0.0000	0.0000			
Cp/(Cp - R)		1.217	1.174			
Cp/Cv		1.256	1.230			
Heat of Vap.	(kJ/kgmole)	1.714e+004	1.507e+004			
Kinematic Viscosity	(cSt)	1.482	0.7055			
Liq. Mass Density (Std. Cond)	(kg/m3)	0.9362	0.9362			
Liq. Vol. Flow (Std. Cond)	(m3/h)	2.807e+004	2.807e+004			
Liquid Fraction		0.0000	0.0000			
Molar Volume	(m3/kgmole)	2.744	0.9782			
Mass Heat of Vap.	(kJ/kg)	777.7	683.9			
Phase Fraction [Molar Basis]		1.0000	1.0000			
Surface Tension	(dyne/cm)	---	---			
Thermal Conductivity	(W/m-K)	3.272e-002	5.015e-002			
Viscosity	(cP)	1.190e-002	1.589e-002			
Cv (Semi-Ideal)	(kJ/kgmole-C)	38.25	47.79			
Mass Cv (Semi-Ideal)	(kJ/kg-C)	1.736	2.169			
Cv	(kJ/kgmole-C)	37.06	45.60			
Mass Cv	(kJ/kg-C)	1.682	2.069			
Cv (Ent. Method)	(kJ/kgmole-C)	---	---			
Mass Cv (Ent. Method)	(kJ/kg-C)	---	---			
Cp/Cv (Ent. Method)		---	---			
Reid VP at 37.8 C	(bar)	---	---			
True VP at 37.8 C	(bar)	192.6	192.6			
Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond)	(m3/h)	2.807e+004	2.807e+004			

Licensed to: Company Name Not Available

* Specified by user.

aspentech	Company Name Not Available Bedford, MA USA	Case Name:	scénario 4.hsc
		Unit Set:	NewUser1b1
		Date/Time:	Sat May 08 18:53:10 2021

Compressor: K-101 (continued)

Properties

Name	Gaz 4	Gaz 5			
Viscosity Index	-19.17	-26.43			

PERFORMANCE

Results

Adiabatic Head	(m)	1.759e+004	Power Consumed	(kW)	1679
Polytropic Head	(m)	1.820e+004	Polytropic Head Factor		1.002
Adiabatic Fluid Head	(kJ/kg)	172.5	Polytropic Exponent		1.280
Polytropic Fluid Head	(kJ/kg)	178.5	Isentropic Exponent		1.205
Adiabatic Efficiency		75	Speed	(rpm)	---
Polytropic Efficiency		78			---

Power/Torque

Total Rotor Power	(kW)	1679	Total Rotor Torque	(N-m)	---
Transient Rotor Power	(kW)	0.0000	Transient Rotor Torque	(N-m)	---
Friction Power Loss	(kW)	0.0000	Friction Torque Loss	(N-m)	---
Fluid Power	(kW)	1679	Fluid Torque	(N-m)	---

Licensed to: Company Name Not Available
* Specified by user.