

Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :

N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département de Génie des procédés

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologies*

Filière : *Génie des procédés*

Spécialité : *Génie chimique*

Par : *DAOUDI - ABDERRAHMANE*

Thème

**Etude Comparative Avant Et Après Démarrage La Station
Boosting Sur les paramètres de fonctionnement de La section
HP au niveau de Hassi R'mel MPPO par HYSYS**

Soutenu publiquement le : 17/06/2023

Devant le jury :

BENCHADI WASSILA	MCB	Univ. Ghardaïa	Président
RAACHE IMANE	MCB	Univ. Ghardaïa	Examineur
FAKHER BAHMED	MCB	Univ. Ghardaïa	Examineur
BENARIMA ZINE EL ABIDINE	MCB	Univ. Ghardaïa	Encadreur
TRABELSI AMEL	MAA	Univ. Ghardaïa	Invité

Année universitaire 2022/2023

RESUME

L'Algérie, depuis l'Indépendance, a relevé avec succès de grands défis pour développer ses gisements gaziers et pour affirmer sa position de leader dans la production et la commercialisation du gaz.

Face aux problèmes majeurs posés par la sécurité énergétique de l'Algérie et l'épuisement du gisement de Hassi R'mel, dans lequel la pression en tête des puits est réduite conformément au programme de soutirage avec une valeur de pression minimale de 100 kg/cm^2 à l'entrée des installations. Pour cela et pour la valorisation optimale de ses ressources, l'Algérie appuie la dynamique de sa stratégie, et fait des grands efforts de maintien des gisements en exploitation par la mise en service de plusieurs projets majeurs, parmi lesquels le projet "Boosting" de Hassi R'mel, qui vise à maintenir un niveau de production estimé à 180 millions de mètres cubes par jour et de récupérer des réserves supplémentaires estimées à 400 milliards de mètres cubes de gaz naturel, qui permet aussi de maintenir le niveau de production de champ pendant une dizaine d'années.

La technique utilisée consiste à augmenter la pression du gaz suite à la chute de pression de gisement après 50 ans d'exploitation, afin de maintenir les pressions minimales de fonctionnement des installations de traitement existantes.

Sur cette base, nous avons réalisé cette étude scientifique, et nous avons diagnostiqué les changements survenus dans les différents équipements (séparateurs et échangeurs) par une comparaison de leur état de fonctionnement avant et après la mise en service du projet par le simulateur hysys. Cette étude nous a permis de conclure à la grande valeur ajoutée du projet au secteur économique avec des propositions, des modifications qui amélioreraient le travail des installations et augmenteraient la production.

Mot clés : gaz naturel, gisements, épuisement, séparateurs, échangeurs, diagnostique, Boosting, simulateur hysys.

ABSTRACT

Algeria, since Independence, has successfully met major challenges to develop its gas fields and to assert its leading position in the production and marketing of gas.

Faced with the major problems posed by Algeria's energy security and the depletion of the Hassi R'mel deposits, in which the pressure at the wellhead is reduced in accordance with the withdrawal program with a minimum pressure value of 100 kg/ cm² at the entrance to the facilities. For this and for the optimal development of its resources, Algeria supports the dynamics of its strategy, and makes great efforts to maintain its deposits in operation by commissioning several major projects, including the Hassi R'mel "Boosting" project, which aims to maintain a production level estimated at 180 million cubic meters per day and to recover additional reserves estimated at 400 billion cubic meters of natural gas, which also makes it possible to maintain the level of field production for about ten years.

The technique used consists of increasing the gas pressure following the drop in reservoir pressure after 50 years of operation, in order to maintain the minimum operating pressures of the existing treatment facilities.

On this basis, we carried out this scientific study, and we diagnosed the changes that occurred in the various equipment (separators and exchangers) by comparing their operating condition before and after the commissioning of the project by the hysys simulator. This study allowed us to conclude on the great added value of the project to the economic sector with proposals for modifications that would improve the work of the facilities and increase production.

Keywords: natural gas, reservoir, depletion, separators, exchangers, diagnosis, Boosting, hysys simulator

ملخص

نجحت الجزائر، منذ الاستقلال، في مواجهة تحديات كبيرة لتطوير حقولها الغازية وتأكيد مكانتها الرائدة في إنتاج وتسويق الغاز. في مواجهة المشاكل الكبرى التي يطرحها أمن الطاقة في الجزائر ونضوب مخزون حاسي الرمل، حيث ينخفض الضغط عند أعلى البئر وفقًا لبرنامج الإنتاج و بالنظر الى قيمة الضغط الأدنى عند مدخل الآلات و المعدات و التي تبلغ 100 كجم / سم 2 ، من أجل هذا ومن أجل التنمية المثلى لمواردها ، تدعم الجزائر ديناميكيات استراتيجيتها ، وتبذل جهودًا كبيرة للحفاظ على ودائعها قيد التشغيل من خلال التكاليف بالعديد من المشاريع الكبرى ، بما في ذلك مشروع حاسي الرمل "Boosting" ، الذي يهدف إلى الحفاظ على مستوى إنتاج يقدر بـ 180 مليون متر مكعب في اليوم ، واستعادة احتياطيات إضافية تقدر بنحو 400 مليار متر مكعب من الغاز الطبيعي ، مما يجعل من الممكن أيضًا الحفاظ على مستوى إنتاج الحقل لنحو عشر سنوات.

تتكون التقنية المستخدمة من زيادة ضغط الغاز عند أعلى البئر وذلك بعد انخفاضه الطبيعي مع مرور 50 عامًا من التشغيل، والهدف من ذلك الحفاظ على الحد الأدنى من الضغط المطلوب لتشغيل منشآت المعالجة الحالية.

على هذا الأساس أجرينا هذه الدراسة العلمية، وقمنا بتشخيص التغييرات التي حدثت في المعدات المختلفة (الفواصل والمبادلات) من خلال مقارنة حالة تشغيلها قبل وبعد بدء تشغيل المشروع بواسطة جهاز محاكاة hysys. أتاحت لنا هذه الدراسة أن نستنتج القيمة المضافة الكبيرة للمشروع للقطاع الاقتصادي مع اقتراحات لتعديلات من شأنها تحسين عمل المنشآت وزيادة الإنتاج.

الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي، مخزون، النضوب، الفواصل، المبادلات، التشخيص، Boosting ، برنامج المحاكاة hysys.

REMERCIEMENTS

Je voudrais tout d'abord adresser toute ma reconnaissance au maître de ce mémoire, Monsieur Zine El Abidine BENARIMA pour son accueil, le temps passé ensemble et le partage de ses connaissances. Grâce aussi à sa confiance, j'ai pu m'accomplir totalement dans mes missions, et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion. Il fut d'une aide très précieuse dans les moments les plus délicats.

Nous remercions également les membres du jury qui nous ont fait l'honneur de présider et d'examiner ce modeste travail.

Je désire aussi remercier les professeurs et le cadre administratif de l'université de GHARDAÏA, qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études universitaires.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont participé de loin ou de près à la réalisation de ce modeste travail.

DEDICACE

J'exprime ma profonde gratitude à mes très chers parents, qui me réservent toujours compréhension, tendresse et amour. Je remercie mes sœurs, et mes frères, et ma grande famille pour leurs encouragements. Je remercie aussi mes amis et mes collègues qui m'ont apporté leur soutien intellectuel et moral tout au long de ma démarche.

LISTES DES TABLEAUX

Tableau 1 : classement des pétroles brut en fonction de leur constituant	7
Tableau 2 : production et consommation mondiale des énergies fossiles - 2021	8
Tableau 3 : Comparaison des niveaux d'émissions entre les combustibles-1998.....	9
Tableau 4 : composition de quelques gaz non associé	13
Tableau 5 : composition de quelques gaz associé	14
Tableau 6 : classification des gaz selon leur composition	15
Tableau 7 : Spécification d'un gaz commercial	20
Tableau 8 : Spécifications du gaz sec	21
Tableau 9 : Composition molaire du GPL	22
Tableau 10 : Caractéristiques du GPL.....	23
Tableau 11 : Caractéristiques du condensât	24
Tableau 12 : Découverte des plus importantes régions gazières en Algérie et leur production...	29
Tableau 13 : paramètres de fonctionnement des séparateurs – section HP-MPPO.....	46
Tableau 14 : paramètre de fonctionnement des échangeurs section HP-MPPO	47
Tableau 15 : Indice, Notations et symboles.....	48
Tableau 16 : changement séculaire du gaz de brut Hassi R'mel	56
Tableau 17 : taux de c5+ dans le gaz brut au cours des années	57
Tableau 18 : variation de la richesse	58
Tableau 19 : évaluation de la production de gaz sec avant et après la mise en servis (SBC)	60
Tableau 20 : la composition des différentes charges (gaz brut)	61
Tableau 21 : les débits de DEG et H ₂ O vapeur sur installation HP-MPPO (désigne)	63
Tableau 22 : les résultats des flux obtenus au niveau de séparateur V1101	64
Tableau 23 : les résultats des flux obtenus au niveau de séparateur V1103.....	65
Tableau 24 : la composition de gaz de vente obtenue	67
Tableau 25 : les paramètres de l'échangeur HE1 et les résultats obtenus	69
Tableau 26 : les paramètres de l'échangeur HE2 et <i>les résultats obtenus</i>	72

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Fraction de la biomasse transformée en combustibles fossiles	4
Figure 2 : la formation du pétrole, gaz et charbon	5
Figure 3 : formation de charbon	6
Figure 4 : carte du pétrole et du gaz de l'Algérie	31
Figure 5 : Organigramme De La Macrostructure De Sonatrach.....	32
Figure 6 : le gisement de Hassi R'mel.....	34
Figure 7 : Réseau de Transport par Canalisation des hydrocarbures.....	36
Figure 8 : Zone de séparation du condensat MPPO- Hassi R'mel	41
Figure 9 : zone de stabilisation de condensat – MPP1, MPP4	42
Figure 10 : Zone de régénération de glycol / MPPO- Hassi R'mel	44
Figure 11 : Zone de stockage pétrole brut - MPPO- Hassi R'mel.....	45
Figure 12 : Distribution des températures le fluide chaud commande le transfert	51
Figure 13 : Distribution des températures le fluide froid commande le transfert.....	51
Figure 14 : insérer les constituants en HYSYS -V8.6	53
Figure 15 : schéma de procédé hysys – V8.6	54
Figure 16 : taux de c ₅ + dans le gaz brut au cours des années.....	57
Figure 17 : Variation de la richesse (GPL – CONDENSAT).....	58
Figure 18 : la teneur en gpl et c ₅ + dans les différentes charges d'alimentation	62
Figure 19 : profils de température (cas – avant)	70
Figure 20 : profils de température (cas – après)	70
Figure 21 : PROFILS DE TEMPERATURE (CAS – AVANT)	73
Figure 22 : PROFILS DE TEMPERATURE (CAS – APRES).....	73

LISTE DES ABREVIATIONS EXPLICITEES

GPL	Gaz Pétrole Liquéfier
GNL	Gaz Naturel Liquide
CSTF	Centre de Stockage et de Transfert des Fluides
MPPO	Module Processing Plant Origin
SBN	Station Boosting Nord
SBC	Station Boosting Centre
SBS	Station Boosting Sud
SRGA	Stadion de Récupération Des Gaz Associés
CNDG	Centre National de Dispatching Gaz
SCN	Station de Compression Nord
SCS	Station de Compression Sud
TEP	Tonne d'équivalent pétrole
V	Ballon (séparateur)
EH	Echangeur
T	Température
F	Flow (débit).
P	Pressure (pression)
MEG	Monoéthylène Glycol
MEA	Monoéthylène amine
LCV	Vanne de control de niveau
GPL	Gaz Pétrole Liquéfier

TABLE DES MATIERES

résumé	
Abstract	
ملخص	
Remerciements	
Dédicace	
listes des tableaux	
liste des figures	
liste des abréviations explicitées	
table des matières	
introduction générale	1
chapitre 1 / généralité sur les combustibles fossile	3
1) introduction	3
2) les étapes de formation des combustibles fossiles.....	3
a) maturation de la matière organique.....	3
b) Formation et pyrolyse du kérogène.....	4
c) Migration et accumulation en gisements	5
3) nature des différents combustibles fossiles	5
a) Le charbon.....	5
b) Le pétrole	7
c) Le gaz naturel	8
4) production et consommation mondiale des combustibles fossiles.....	8
5) comparaison des niveaux d'émissions entre les combustibles fossiles.....	9
chapitre 2 / généralité sur le gaz naturel	10
1. introduction	10
2. les différents types de gaz naturelle	10
a) Gaz non associé (gaz conventionnel)	10
b) Gaz associé (gaz conventionnel)	10
c) Gaz biogénique (gaz conventionnel).....	10
d) Gaz de charbon – houille- (gaz non conventionnel)	11
e) Gaz de schiste (gaz non conventionnel).....	11
f) Les hydrates de méthane (gaz non conventionnel)	11

3.	la composition chimique du gaz naturel	12
4.	classification des gaz selon leur composition	15
5.	les avantages et les inconvénients du gaz naturel.....	16
a)	les avantages.....	16
b)	les inconvénients.....	16
6.	conclusion	17
	chapitre 3 / traitement du gaz naturel	18
1.	introduction	18
2.	les principaux composés à éliminer du gaz.....	18
3.	désulfuration	19
4.	déshydratation	19
5.	dégazolinage	20
6.	spécifications d'un gaz commercial	20
7.	spécifications et caractéristiques des produits finis	21
a)	Gaz sec	21
b)	gaz de pétrole liquéfié gpl.....	22
c)	le condensat.....	24
8.	applications et domaines d'utilisation des produits finis	25
a)	le méthane	25
b)	L'éthane.....	25
c)	Le GPL.....	25
d)	Condensât	26
	chapitre 4 / le champ gazier de hassi r'mel en algerie.....	28
1.	introduction	28
2.	organigramme de la macrostructure de sonatrach	32
3.	sonatrach, moteur de l'économie algérienne.....	32
4.	historique et caractéristiques du champ de hassi r'mel	33
5.	caractéristiques des roches réservoirs du champ de hassi r'mel	35
6.	complexe gazier de hassi r'mel	37
a)	les modules de traitement (gaz module processing plant) (mpp).....	37
b)	les station de compression	37
c)	centre de stockage et de transfert des fluides (cstf)	37

d)	centre national de dispatching de gaz (cndg)	38
e)	les centres de transfert des huiles (cth1, ...5, sud)	38
f)	station de recuperation des gaz associes (srga)	38
g)	les stations boosting phase 1, 2, 3	38
7.	présentation du module mppo	39
a)	les etapes d'amelioration de mppo	39
b)	différents sections de mppo	39
➤	Zone de stabilisation du condensât et récupération du GPL	41
➤	Zone de régénération de glycol	43
➤	Zone de stockage pétrole brut	44
8.	matérielles et méthodes (section hp-mppo)	45
A.	les séparateurs	46
B.	les échangeurs.....	47
C.	logiciel HYSYS version 8.6.....	51
D.	Microsoft Excel.....	54
	chapitre 5/ calculs et résultats	55
1.	la problématique.....	55
.2	la composition du gaz brut de la charge d'alimentation	56
a.	changement séculaire de la composition du gaz brut de la charge d'alimentation	56
b.	Variation de la richesse (GPL – CONDENSAT)	58
3.	l'effet de mis en service l'installation boosting sur la production des produits finis	60
4.	l'effet de mis en service l'installation boosting sur la recuperation de condensat	61
5.	l'effet de mis en service l'installation boosting sur les séparateurs v1101 et v1103	63
6.	comparaison de la composition et des propriétés du gaz de vente (gaz sec) dans différents cas.....	67
7.	l'effet de mis en service l'installation boosting sur les échangeurs.....	69
	conclusion générale	75
	références bibliographiques	76
	annexes	79



INTRODUCTION GENERALE

Le gaz naturel est une ressource importante et abondante dans le système énergétique mondial, polyvalente et relativement faible de dioxyde de carbone (CO₂). Le gaz naturel est utilisé pour les applications industrielles, la production d'électricité, le transport et le chauffage des bâtiments. Auparavant, le gaz avait extrait des gisements conventionnels, mais aujourd'hui, l'extraction à l'aide des méthodes non conventionnelles représente une part importante de la production. [1]

La consommation énergétique mondiale du Gaz Naturel en 2020 dont 25% contre 24% en 2019. En 40 ans, même si un ralentissement a pu être observé à partir de 2010, les réserves mondiales de gaz naturel ont pratiquement été multipliées par 3. [2]

Face à des prix extrêmement instables, une demande mondiale en hausse, et des réglementations environnementales de plus en plus contraignantes, l'industrie du gaz et du pétrole est confrontée à trois défis majeurs : optimiser le rendement de son outil industriel, réduire les coûts et améliorer son empreinte écologique. [3]

Pour répondre aux besoins mondiaux en énergie, le gaz naturel occupe notamment toute sa place dans la stratégie de l'Algérie. La mission est de produire des hydrocarbures plus abordables, plus sûrs, plus propres et accessibles au plus grand nombre. Les secteurs d'hydrocarbures mobilisent ses savoir-faire et ses capacités d'innovation pour préparer l'avenir énergétique de l'Algérie. [4]

L'Algérie est le plus grand producteur méditerranéen de gaz naturel. La production primaire totale d'hydrocarbures réalisée durant l'année 2018 s'est élevée à 192,28 millions TEP dont 25,2 % réalisés en association. Dont 65% en gaz naturel. Face à la déplétion des grands champs pétrolifères historiques du pays, SONATRACH s'est attaché en 2018 à concentrer ses efforts sur le renouvellement des réserves et l'amélioration de la production d'hydrocarbures et de leurs dérivés, son investissement global annuel dans la région d'Hassi R'Mel. L'année 2018 a ainsi été marquée par le maintien de la production des unités de Hassi R'Mel, suite à la chute de pression du gisement après 50 ans d'exploitation. [5]

Le lancement de nouveaux projets – BOOSTING - visant à renforcer la position de l'Algérie en tant que fournisseur sûr et fiable de gaz, avec le développement de plusieurs nouveaux gisements gaziers.



À l'occasion de lancement de projet Boosting Hassi R'Mel Phase III, la nécessité de faire une étude comparative avant et après la mise en marche de projet sur les installations. Cette étude comparative nous a permis d'identifier les meilleures pratiques utilisées afin de connaître les améliorations à apporter puis les appliquer. [4]

La thèse est divisée en cinq chapitres, le premier chapitre consacré une étude bibliographie consiste des généralités sur les énergies fossiles. Dans la deuxième chapitre des généralités sur le gaz naturel et ses procédés de séparation et les spécifications des produits finis obtenue, le troisième chapitre, nous le reprenons les méthodes de traitement de gaz, le quatrième chapitre décrit et localise d'une manière générale le champ d'Hassi R'mel et le module de traitement gaz MPPO, le cinquième chapitre Consiste l'étude et la description des différents équipements concernant notre étude, avec une étude et une présentations de logiciel HYSYS qui nous aide de faire une comparaison entre la fonction des équipements avant et après de la mise en marche la nouvelle station de compression Boosting. En conclusion, nous présenterons quelques propositions et solutions qui peuvent aider à améliorer la production et le bon fonctionnement des différents équipements.



CHAPITRE 1 / GENERALITE SUR LES COMBUSTIBLES FOSSILE

1) INTRODUCTION

Sont la matière première de l'industrie chimique et la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, les combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) fournissent plus de 80% de l'énergie utilisée, loin devant l'énergie nucléaire et les autres formes d'énergie (hydraulique, éolienne, solaire...).

Prévoir une augmentation encore plus rapide dans les prochaines décennies selon les besoins mondiaux en énergie qui augmenté de façon considérable au cours du vingtième siècle et le développement des pays émergents comme la Chine.

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit que la demande des vingt-cinq prochaines années nécessitera une production égale à celle des cent cinquante années d'exploitation des combustibles fossiles. Ces produits sont formés par une succession de mécanismes biologiques et géologiques qui mettent des millions d'années à s'accomplir, ces ressources ne sont donc pas renouvelables à une échelle de temps humaine. [6]

2) LES ETAPES DE FORMATION DES COMBUSTIBLES FOSSILES

a) MATURATION DE LA MATIERE ORGANIQUE

La matière organique majoritairement composée de carbone, d'azote, d'oxygène et d'hydrogène, désigne les matières produites par les êtres vivants. Lorsque les êtres vivants meurent, leur matière organique est décomposée par l'activité microbienne. La matière organique accumulée dans les sédiments provient de la décomposition à différents degrés d'organismes vivants. La matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène). Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène. [7]

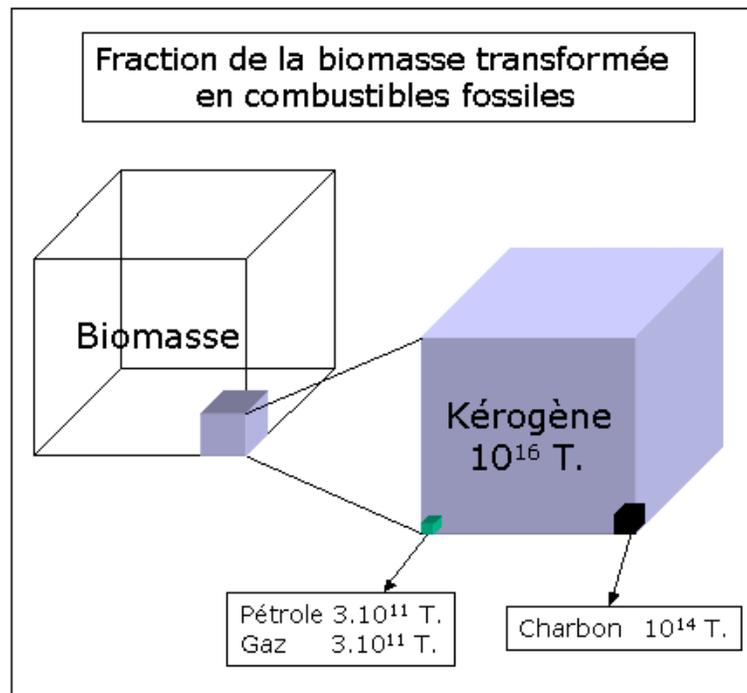


Figure 1 : Fraction de la biomasse transformée en combustibles fossiles [6]

b) FORMATION ET PYROLYSE DU KEROGENE

Lorsque la température a atteint une valeur suffisamment élevée (entre 50 et 120°C) et en l'absence d'oxygène, le kérogène commence à se décomposer sous l'effet de la chaleur. Cette pyrolyse produit principalement du pétrole, du gaz naturel, du dioxyde de carbone et de l'eau.

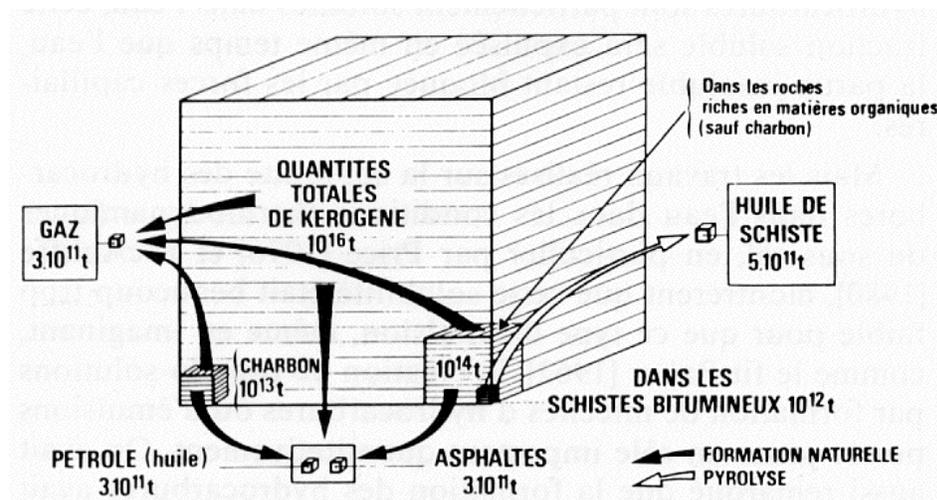


Figure 2 : la formation du pétrole, gaz et charbon [8]

c) MIGRATION ET ACCUMULATION EN GISEMENTS

Les produits de la pyrolyse du kérogène progressent vers la surface. S'ils rencontrent sur leur trajet des roches réservoirs, ils sont piégés dans les pores et forment un gisement en profondeur. Dans le cas contraire, ils parviendront à la surface. [8]

3) NATURE DES DIFFERENTS COMBUSTIBLES FOSSILES

a) LE CHARBON

La pyrolyse de kérogène formée à partir de matière organique va conduire à des composés de plus en plus riches en carbone : l'antracite (> 95%), la houille (75 à 90%), le lignite (55 à 75%), la tourbe (50 à 55%), la pyrolyse du charbon génère du pétrole et du gaz naturel.

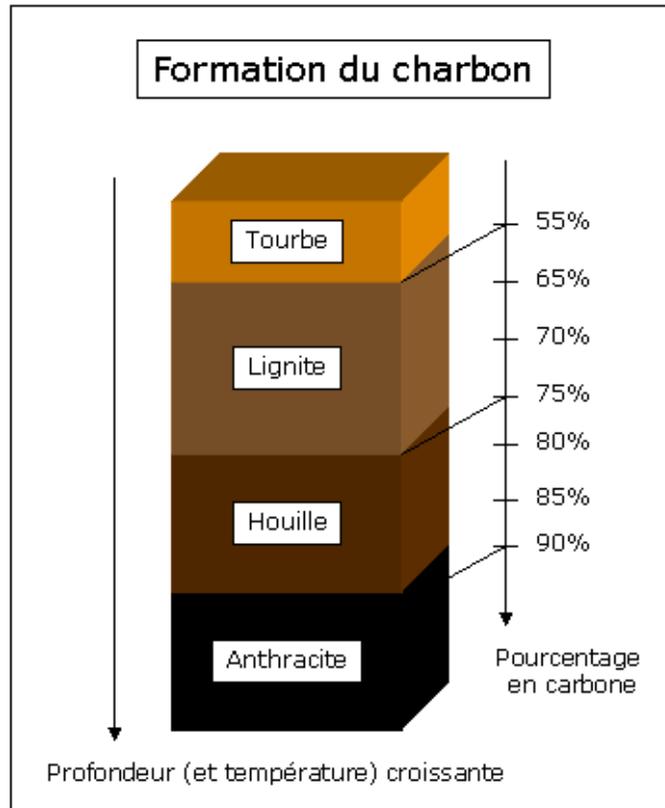


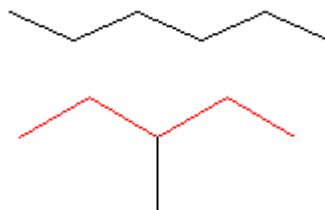
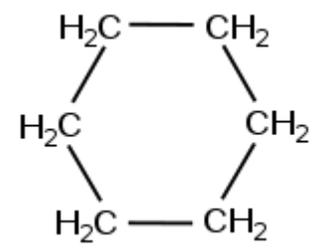
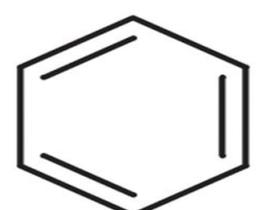
Figure 3 : formation de charbon [6]



b) LE PETROLE

En trois catégories principales les pétroles sont classés en fonction de leur constituant :

Tableau 1 : classement des pétroles brut en fonction de leur constituant [6]

Pétrole	Constituants majoritaires	Exemples
Paraffiniques	Ils contiennent une grande quantité d'alcanes, linéaires (« paraffines ») Ou ramifiés (« isoparaffines »), non-cycliques	
Naphténiques	Ils contiennent une grande quantité d'hydrocarbures cycliques (cyclohexane où « Naphtène » et dérivés) et polycycliques	
Aromatiques	Ils contiennent une grande quantité de composés aromatiques (benzène et dérivés)	

Le pétrole contient également des autres éléments que le carbone et l'hydrogène, le soufre est le plus abondant (de 0,2 à 5 %), l'azote et l'oxygène (de 0 à 1 %). Il existe également des cations métalliques complexés (vanadium, nickel).



c) LE GAZ NATUREL

Comme le charbon ou le pétrole, le gaz naturel appartient au groupe des combustibles fossiles. Le gaz naturel est principalement composé de méthane. Il peut également contenir des quantités variables d'éthane, de propane, de butane et de pentane. Dans le chapitre suivant, nous entrerons un peu dans les détails sur le gaz naturel. [9]

4) PRODUCTION ET CONSOMMATION MONDIALE DES COMBUSTIBLES FOSSILES

Les énergies fossiles représentent 87 % de la production totale en 2021, une part stable depuis les années 1990. La consommation mondiale de pétrole en 2021 a augmenté de 5,3 millions de barils par jour (Mb/j) par rapport à 2020, mais n'a diminué que de 3,7 millions de barils par jour en 2019. Cette différence est fortement liée et particulièrement affectée par la baisse de la consommation mondiale de pétrole, en raison de la pandémie de Covid-19. Pendant ce temps, la consommation mondiale de gaz naturel augmentée de 5,3 % en 2021 par rapport à 2020. [10]

Tableau 2 : production et consommation mondiale des énergies fossiles - 2021 [11]

Energie	Production	Consommation
Pétrole (pétrole brut, condensat, liquide de gaz naturelle) (10 ⁶ baril/jour)	98.90	94.10 (Biocarburant exclus)
Gaz (Milliards de m ³)	4036.90	4037.50
Charbon (Exajoules)	167.58	160.10



5) COMPARAISON DES NIVEAUX D'EMISSIONS ENTRE LES COMBUSTIBLES FOSSILES

Les entreprises de combustibles fossiles continuent d'augmenter la production de pétrole et de gaz, libérant des émissions qui font des ravages sur notre planète. Le gaz naturel est le combustible fossile qui produit le moins de gaz à effet de serre. Comparativement à d'autres combustibles, la combustion du gaz naturel produit :

- 2x moins d'oxyde d'azote (NOx) que le fioul
- 3x moins d'oxyde d'azote (NOx) que le charbon.

A pouvoir calorifique égal, le gaz naturel produit au moins 15% de CO₂ en moins que la plupart des autres énergies fossiles

Tableau 3 : comparaison des niveaux d'émissions entre les combustibles-1998

(Pounds/ Milliards Btu) [12]

Polluant	Gaz naturel	Pétrole	Charbon
Dioxyde de carbone - CO ₂	117 000	164 000	208 000
Monoxyde de carbone - CO	40	33	208
Oxydes d'azote - NOx	92	448	457
Dioxyde de soufre - SOx	1	1 122	2 591
Particules	7	84	2 744
Mercure	0	0,007	0,016



CHAPITRE 2 / GENERALITE SUR LE GAZ NATUREL

1. INTRODUCTION

Par rapport au pétrole, le gaz naturel présente de nombreux avantages tels que, sa facilité d'utilisation et sa propreté. Cependant, sa mise à disposition nécessite des investissements importants sont réalisés tant dans le transport que dans la distribution.

2. LES DIFFERENTS TYPES DE GAZ NATURELLE

Il existe différentes formes de gaz naturel, qui se distinguent par leur origine, leur composition et le type de réservoir dans lequel ils se trouvent. Le classement d'un gaz dans la catégorie des conventionnels ou non conventionnels dépend du type de gisement duquel ce gaz est extrait.

a) GAZ NON ASSOCIE (GAZ CONVENTIONNEL)

Plus utilisé. La plupart du méthane, contient des proportions variables d'hydrocarbures lourds, de dioxyde de carbone (CO₂), de sulfure d'hydrogène (H₂S), également appelé "gaz acide", et parfois d'azote (N₂), et de petites quantités d'hélium (He), contient également du mercure (Hg) et l'argon (Ar).

b) GAZ ASSOCIE (GAZ CONVENTIONNEL)

Pendant longtemps, il a été considéré comme un déchet et détruit avec des torches, est un gaz dissous dans l'huile. Il est séparé de ce dernier lors de l'extraction. Une partie est aujourd'hui injectée dans les champs pétrolifères (pour maintenir la pression dans les gisements et maximiser la production de pétrole), soit récupéré.

c) GAZ BIOGENIQUE (GAZ CONVENTIONNEL)

Les gaz biogéniques c'est un combustible fossile, mais son cycle est relativement rapide, résultent de la fermentation de sédiments organiques par des bactéries. Comme la tourbe, les sédiments biogéniques sont généralement petits et peu profonds. Celles-ci représentent environ 20 réserves



connues de gaz conventionnel. Contiennent une proportion non négligeable de gaz non combustibles (dioxyde de carbone notamment) et ne produisent pas d'hydrocarbures plus lourds, ils ont donc moins de valeur au mètre cube que les gaz d'origine thermique.

d) GAZ DE CHARBON – HOUILLE- (GAZ NON CONVENTIONNEL)

On le trouve dans les roches sédimentaires carbonées appelées charbon. Ce type de gaz se produit dans des veines de charbon qui n'ont pas été exploitées par des mineurs. La différence entre le gaz de houille et le gaz de mine réside dans la manière dont le gaz est libéré de la roche dans laquelle il se trouve. Les profondeurs vont de 100 à 2500 mètres. Ce gaz reste piégé dans les gisements de charbon. Le gaz de charbon est riche en méthane, ce qui en fait un gaz dangereux et sous-utilisé. La Chine s'intéresse de plus en plus à l'utilisation de ce type de gaz naturel.

e) GAZ DE SCHISTE (GAZ NON CONVENTIONNEL)

Les « shale gas » gaz de schiste ou les « shale oil » l'huile de schiste se forment dans des couches argileuses (mais rendues friables, d'où l'analogie avec le schiste) et restent emprisonnés dans ces structures de faible perméabilité, à des profondeurs pouvant atteindre, voire dépasser 3000 mètres. C'est le contraire des gaz conventionnels qui se forment dans une roche-mère et migrent vers une roche réservoir moins profonde, qui les piège, et à partir de laquelle la récupération est possible par forage. [14]

f) LES HYDRATES DE METHANE (GAZ NON CONVENTIONNEL)

Les hydrates de méthane sont des structures solides dans lesquelles le méthane est piégé. Celles-ci proviennent d'accumulations de glace relativement récentes contenant des déchets organiques, et la décomposition est biogénique. Ces hydrates se trouvent dans le pergélisol ou au fond de l'océan. Le volume de gaz présent sous cette forme est inconnu et varie de plusieurs ordres de grandeur entre les études. Il n'existe actuellement aucune technologie à faible coût pour tirer parti



3. LA COMPOSITION CHIMIQUE DU GAZ NATUREL

La composition chimique du gaz naturel détermine les étapes de traitement par lesquelles le gaz doit passer. Est un facteur important pour un transport optimal du gaz naturel.

Des recherches approfondies sur la composition du gaz naturel ont conduit à la conclusion que le gaz naturel brut se caractérise par différentes compositions. Cela est dû en partie aux différences de composition des gaz associés et non associés, qui contiennent jusqu'à 10 % des gaz de fin lourd (éthane et hydrocarbures supérieurs) contenus dans les gaz non associés « secs ». Cependant, il a également été démontré qu'une fraction importante des gisements de gaz non associés mais « humides » ou des gaz condensés est enrichie en éthane, GPL et autres hydrocarbures liquides.

Un problème courant lors de l'extraction du gaz naturel est que les conduites de gaz se bouchent avec des dépôts de cristaux de glace. Ces cristaux sont en fait des hydrates de gaz naturel et peuvent se former bien au-dessus de la température à laquelle la glace se forme. Ce sont des complexes d'intercalation formés d'une combinaison d'eau et de certains constituants du gaz naturel (principalement du méthane). Pour éviter le colmatage des canalisations, les systèmes de production et de transport doivent être protégés du risque de formation d'hydrates. Le séchage du gaz naturel est particulièrement adapté à cette fin. Si cela n'est pas possible, il faut créer des conditions de température et de pression ou ajouter des inhibiteurs (glycols) pour éviter la formation d'hydrates. [15]



Tableau 4 : composition de quelques gaz non associé [15]

	Hassi R'mel (Algérie)	Frigg (Norvège)	Groningue (Pays-Bas)
Méthane	83.7	95.7	81.3
Ethane	6.8	3.6	2.9
Propane	2.1	ε	0.4
Butanes	0.8	ε	0.1
C5+	0.4	ε	0.1
Azote	5.8	0.4	14.3
H₂S	-	-	-
CO₂	0.3	0.3	0.9



Tableau 5 : composition de quelques gaz associé [15]

	Uthmaniyah (Arabie S.)	Kirkuk (Irak)	Maracaibo (Venezuela)
Méthane	55.5	56.9	82.0
Ethane	18.0	21.2	10.0
Propane	9.8	6.0	3.7
Butanes	4.5	3.7	1.9
C5+	1.6	1.6	0.7
Azote	0.2	-	1.5
H₂S	1.5	3.5	-
CO₂	8.9	7.1	0.2

Le gaz naturel peut également contenir des quantités très différentes d'impuretés :

- L'hydrogène sulfuré pose les problèmes les plus critiques ; toutefois les gaz qui en possèdent des proportions supérieures à 10%.
- L'azote et le dioxyde de carbone, par contre, sont des contaminants courants dans tous les gaz naturels, en moyenne de 0,5 % à 5 % (parfois jusqu'à plus de 25 %) pour l'azote et de 0,5 % à 10 % pour le carbone. Dioxyde (pics jusqu'à 70% dans certains gisements commerciaux).



4. CLASSIFICATION DES GAZ SELON LEUR COMPOSITION

Le tableau ci-dessous présente les propriétés des quatre grandes catégories de gaz stagnants (1,2,3,4). Cette classification fournit des résultats plus significatifs à la fois en termes de relation entre le type de gaz (gaz sec, gaz humide, associé ou non) et son taux d'impuretés.

Tableau 6 : classification des gaz selon leur composition [15]

Catégories	1	2	3	4
Ethane et hydrocarbures supérieures	< 10	< 10	> 10	> 10
Hydrogène sulfuré	< 1	> 1	< 1	> 1
Dioxyde de Carbon	< 2	> 2	< 2	> 2
Appellation simplifiée	Gaz sec non acide (Non associé)	Gaz sec acide (Non associé)	Gaz humide non acide (Associé ou à condensat)	Gaz humide acide (Associé ou à condensat)



5. LES AVANTAGES ET LES INCONVENIENTS DU GAZ NATUREL

a) LES AVANTAGES

Comparativement aux autres combustibles fossiles, le gaz naturel est le combustible qui produit la plus grande quantité d'énergie par rapport à la quantité de polluants rejetés dans l'atmosphère par sa combustion.

Par exemple, un véhicule au gaz naturel comprimé (GNC) émet 25 % moins de gaz à effet de serre qu'un véhicule diesel pour la même distance. Bien sûr, l'utilisation du gaz naturel comprimé réduit presque complètement les émissions de particules nocives des véhicules.

- Le gaz naturel a le moins d'impact environnemental de son extraction parmi les hydrocarbures.

L'extraction du gaz naturel nécessite moins de ressources que l'extraction d'autres combustibles fossiles et présente moins de risques de contamination des eaux souterraines. De plus, des techniques avancées telles que le forage horizontal et directionnel réduisent les perturbations de surface et l'impact environnemental. Rappelons que le gaz naturel « renouvelable » (GNR) peut également être produit à partir de résidus via un procédé de biométhanisation. Cela permet d'extraire du gaz naturel sans forer de nouvelles zones.

- Le gaz naturel est facilement disponible

Un vaste réseau de pipelines alimente la plupart des zones urbaines en gaz naturel. Cela a permis d'établir des sociétés de vente de gaz naturel à divers endroits stratégiques. De nombreuses rues ont maintenant des stations-service GAZ pour ceux qui choisissent de conduire au gaz naturel. Les transporteurs peuvent également être équipés de stations-service.

b) LES INCONVENIENTS

Le gaz naturel est un carburant propre, mais il peut tout de même contribuer au réchauffement climatique. Selon Reviens Energy Information, l'un des principaux composants du gaz naturel, le



méthane, est 21 fois plus efficace thermiquement que le dioxyde de carbone. Comme les autres combustibles fossiles, il s'agit d'une ressource non renouvelable dont la production prend des milliers d'années. Il est également dangereux, car il peut exploser dans certaines conditions de concentration et de température. Le gaz est incolore et inodore, il constitue donc une menace pour la vie humaine. [16]

6. CONCLUSION

L'abondance du gaz naturel et sa faible teneur en carbone par rapport aux autres combustibles fossiles sont les principales raisons de sa popularité croissante.



CHAPITRE 3 / TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

1. INTRODUCTION

Le traitement des gaz naturels permet à retirer certains constituants présents dans les gaz « bruts » pour rendre compatible avec des spécifications de qualité commerciales (contractuelles) et réglementaires et/ou rendre le gaz compatible avec les spécifications requises pour son transport. La déshydratation du gaz naturel, la séparation des hydrocarbures condensables inclus dans le gaz naturel.... Les produits pétroliers et notamment le gaz naturel contiennent des produits indésirables pour leur transport et/ou leur manipulation. Pour éviter ces inconvénients, un procédé de traitement du gaz naturel mettant en œuvre plusieurs étapes effectuées dans plusieurs dispositifs successifs. [17]

2. LES PRINCIPAUX COMPOSES A ELIMINER DU GAZ

- L'hydrogène sulfuré (H_2S) composant acide à la fois toxique et corrosif
- Le dioxyde de carbone (CO_2) est également corrosif et n'a aucune valeur thermique.
- L'eau est un promoteur d'hydrate et accélère la corrosion.
- Les hydrocarbures lourds (C_3+).
- Mercaptans, risque de génération excessive d'odeurs.
- Mercure, corrosif dans les équipements de liquéfaction regazéification
- L'azote, composés du gaz naturel ont un PCS de valeur nulle, mais des densités non nulles ce qui va influencer sur le rapport (L'indice de Wobbe "IW") entre le PCS et la densité si leurs proportions changent dans le gaz. [17]



3. DESULFURATION

La désulfuration du gaz naturel s'accompagne généralement d'une décarbonisation partielle. D'autre part, le processus de désulfuration à la sortie du réservoir souterrain doit être suffisamment sélectif pour ne pas provoquer de modifications importantes de la composition chimique et des principales propriétés du gaz. (PCS, indice de Wobbe).

Les procédés de désulfuration envisagés pour le traitement du gaz naturel peuvent être classés en trois grands groupes :

a) Absorption à lit fixe non renouvelable :

- Les oxydes métalliques (fer, cuivre, zinc, etc.) qui réagissent spontanément avec H₂S pour former les sulfures métalliques correspondants. En se concentrant sur l'oxyde MO du métal M, la réaction chimique suivante se produit spontanément. :



- Charbon actif imprégné : Le mécanisme d'action de ces charbons est complexe et peut comporter plusieurs étapes.



b) Nettoyage avec des solvants physiques ou chimiques.

c) Adsorption sur zéolithes (tamis moléculaires).

4. DESHYDRATATION

La déshydratation est le processus d'élimination des molécules d'eau, des liquides ou des vapeurs, des gaz à l'aide de moyens physiques ou chimiques pour prévenir les problèmes suivants :

- Risque de corrosion des canalisations. (Surtout en présence de gaz acides tels que CO₂ et H₂S).



- Risque de formation d'hydrates pouvant entraîner le colmatage des canalisations et des systèmes de production et de transport.
- Flux diphasique et perte de charge.
- Risque de solidification dans les procédés cryogéniques.
- Réduction du pouvoir calorifique du gaz.

5. DEGAZOLINAGE

Si le gaz naturel contient des quantités relativement élevées d'hydrocarbures autres que le méthane, il peut être nécessaire de séparer au moins certains de ces hydrocarbures. [21]

6. SPECIFICATIONS D'UN GAZ COMMERCIAL

Les spécifications du gaz commercial sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7 : spécification d'un gaz commercial. [22]

Composants	Concentration maximale
Teneur en eau	< 1 ppm
Dioxyde de carbone	50 à 100 ppmv
Sulfure d'hydrogène	5 mg/Nm ³
Composés sulfurés	20 à 30 mg/Nm ³
Mercure Hg	< 10 µg/Nm ³
Aromatiques	5 à 10 ppmv



7. SPECIFICATIONS ET CARACTERISTIQUES DES PRODUITS FINIS

a) GAZ SEC

Les gaz secs ne forment pas une phase liquide dans les conditions de production. Les propriétés des gaz secs sont résumées dans le tableau. :

Tableau 8 : spécifications du gaz sec [22]

Point de rosé	-6 °C max à 80.5 bars
Teneur en eau	50 ppm (max)
Pouvoir calorifique supérieur	9350 kcal/m ³ (min)
	9450 kcal/m ³ (max)
Teneur en C₅+	0.5% molaire (max)
Température	60 °C (max)
Pression de sortie	71 bars pour gaz de réinjection
	81 bars pour gaz de vente



b) GAZ DE PETROLE LIQUEFIE GPL

Le GPL (gaz de pétrole liquéfié) est un mélange gazeux dans des conditions normales, composé principalement de propane et de butane, avec des traces de méthane, d'éthane et de pentane. Le GPL est un mélange de gaz à température ambiante et pression atmosphérique. Il se liquéfie à basse pression (13-14 bar) et à température ambiante et peut réduire la capacité de 250 L de GPL à 1 L de liquide pour faciliter le transport, le stockage et la vente. Il produit du gaz lorsqu'il est utilisé. La composition molaire du GPL varie selon la source. Le tableau 10 ci-dessous donne la composition molaire approximative de ce produit.

Tableau 9 : composition molaire du GPL [22]

Composants	% molaire
Méthane	0,32
Éthane	1,12
Propane	60,95
Iso butane	15,46
Normal butane	22,14
Iso pentane	0,01



Les principales caractéristiques du GPL sont résumées ci-dessous :

Tableau 10 : caractéristiques du GPL [22]

Odeur et couleur	Incolore, inodore, pour des raisons de sécurité, un odorant doit être ajouté	
Tension de vapeur à 20 °C	Propane	8 bars
	Butane	2 bars
Densité	Propane	0.51
	Butane	0.58
Température d'ébullition	Propane	-42 °C
	Butane	-6 °C
Pouvoir calorifique Supérieur	Propane	22506 kcal/m ³
	I-Butane	29460 kcal/m ³
	N-butane	29622 kcal/m ³
Impuretés	Teneur en C ₂ -	3% mol
	Teneur en C ₅ +	0.4 % mol



c) LE CONDENSAT

Le condensat est un mélange de (C₅H₁₂) à (C₁₂H₂₆) et d'hydrocarbures paraffiniques supérieurs, généralement récupérés à partir de dépôts de condensat de gaz. Le condensat est un liquide dans les conditions normales de température et de pression.

Les principales propriétés du condensat sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 11 : caractéristiques du condensât [22]

Odeur et couleur	Incolore, avec une odeur d'essence
Poids spécifique	0.7 - 0.8
Point d'éclair	<-40°C
Densité de vapeur	3 à 4
Tension de vapeur à 37,8°C	<10 psia (Hiver) < 7 psia (été)
Limites d'inflammabilité dans l'air	1.4 et 7.6 %
Température d'auto inflammabilité	380 à 450 °C



8. APPLICATIONS ET DOMAINES D'UTILISATION DES PRODUITS FINIS

a) LE METHANE

Lorsque le méthane est oxydé, il produit un mélange de formaldéhyde, de méthanol et d'acétate d'aldéhyde. Par une pyrolyse ou une déshydrogénation il se transforme en acétylène, noir de carbone et hydrogène. Le procédé de chloration est utilisé pour produire du chlorure de méthyle, du chlorure de méthylène, du chloroforme et du tétrachlorure de carbone. La nitration du méthane produit du nitrométhane. Tous ces composés sont utilisés comme solvants. La conversion du méthane par la vapeur d'eau, ou un mélange de vapeur d'eau et d'oxygène, fournit du gaz de synthèse, qui est le point de départ de nombreuses synthèses, notamment l'ammoniac, qui est utilisé dans la production de plastiques et d'engrais. [22]

b) L'ETHANE

La décomposition thermique de l'éthane produit de l'éthylène, qui est l'une des matières premières de l'oxyde d'éthylène, de l'éthanol et du polyéthylène. La réaction d'oxydation pyrolyse de l'éthane produit de l'acétylène, la réaction de chloration produit du chlorure d'éthane, qui est utilisé dans la production de plomb tétraéthyle (PTE), d'alcool et de matières plastiques, et la réaction de nitration est largement utilisée dans la production de nitroéthane. Utilisé comme solvant.

c) LE GPL

Le GPL est une excellente source d'énergie grâce à son origine, ses propriétés et ses utilisations. Source d'énergie propre, décarbonée, efficace et innovante, le GPL offre de nombreux avantages pour les consommateurs, les professionnels et l'environnement. Parce qu'il est facilement disponible partout dans le monde, il produit moins de gaz à effet de serre que l'essence et présente des avantages environnementaux. Le GPL contribue immédiatement à assurer un modèle énergétique durable, compétitif et plus sûr.



- Il a été largement prouvé que le carburant GPL est un carburant alternatif économiquement et écologiquement avantageux. Il est vendu sous le nom "SIRGHAZ". En raison de son indice d'octane élevé, il peut être utilisé comme alternative à l'essence sans modification du moteur.
- La demande pétrochimique mondiale de GPL augmente d'environ 10 %. Dans ce secteur, il est utilisé comme matière première dans les vapocraqueurs pour récupérer les oléfines.
- Le GPL est utilisé pour la production d'électricité. Si les conditions économiques générales sont bonnes, le marché cible du gaz liquéfié est attractif.
- Le butane et le propane obtenus en séparant le GPL sont très importants dans les ménages. Le butane est principalement utilisé dans les maisons pour cuisiner et se chauffer.
- Le GPL est utilisé dans les réfrigérateurs et les climatiseurs (capacité moyenne). Il absorbe la chaleur de l'environnement et s'évapore pour produire de l'air froid.
- L'utilisation du GPL dans le secteur de l'agriculture sera orientée vers l'aviculture, et certaines cultures sous serre.

d) CONDENSAT

Le condensat se caractérise par son utilisation dans deux domaines industriels tout à fait stratégiques raffinage et pétrochimie :

- Le condensat est principalement utilisé dans le secteur pétrochimique où la demande est très élevée. Il est principalement utilisé dans la production d'oléfines par vapocraquage.
- Le condensat est utilisé dans la production de carburants, en particulier d'essence. Le coût est inférieur à celui de l'essence à base de pétrole brut, car le condensat est bon marché à séparer et à convertir et sa composition chimique est riche en éléments légers. Utilisé dans



le processus d'isomérisation pour convertir les paraffines normales en isoparaffines à indice d'octane plus élevé pour produire de l'essence "isomère". [22]



CHAPITRE 4 / LE CHAMP GAZIER DE HASSI R'MEL EN ALGERIE

1. INTRODUCTION

En novembre 1956, il découvre le plus grand champ gazier du monde à l'époque appelé "Hassi R'mel" avec une réserve initiale estimée à 200 milliards de mètres cubes. Il s'agit d'un gisement de gaz à haute valeur ajoutée (GNL), une matière première très appréciée de l'industrie pétrochimique. Puis vinrent plusieurs autres découvertes dans le désert du Sahara algérien, notamment le gisement TFT de 1960, l'Arlar de 1961, le Rhode Nousse de 1962 et le Tiggentourine en 1960. Cependant, seuls deux gisements (Hassi R'mel en 1961 et Alrar en 1965) ont été mis en production dans les années 60, avec la première production dans d'autres régions comme Ahnet en 2004, et TFT en 1963 comme premières productions ajoutées, mais le développement réel n'a pas encore progressé. Elle se poursuit en 1999, comme le montre le tableau ci-dessous :

**Tableau 12** : découverte des plus importantes régions gazières en Algérie et leur production [23]

Année Région	1ere Découverte du Gaz	Réserves Initiales	1 ère Production du Gaz
Ahnet (In salah)	1954	100 Milliards de m ³	2004
In Salah	1956	-	2004
Hassi R'mel	1956	2000 Milliards de m ³	1961 et 1964
Tin Fouyé Tabankort (TFT)	1960	110 Milliards de m ³	1963 et 1999
Gassi Touil	1961	138 Milliards de m ³	-
Alrar	1961	132 Milliards de m ³	1965
Rhourde Nouss	1962	132 Milliards de m ³	1988
Tiggentourine (Illizi)	1960	9 Milliards de m ³	2006
Ohant (Illizi)	1960	-	1961 et 2003

Ainsi, c'est le champ de Hassi-R'mell qui a permis la première production de gaz en Algérie, donnant naissance à une industrie gazière exploitée à des fins commerciales et initialement pour la consommation domestique. De 1961 à 1964, la capacité était de 156 millions de m³. Augmenter la



capacité de production et la diriger vers la consommation à l'étranger. Le champ de Hassi-R'mel était de 2,9 milliards de mètres cubes en 1971 lorsqu'il a été nationalisé. [23]

Une fois le gaz devenu propriété à 100% de l'Etat algérien, Sonatrach gèrera tous les champs gaziers, en l'occurrence Hassi R'mel. En 1976, plus de 15 ans après sa découverte, le développement de Hassi R'mer était plutôt modeste et nécessitait un changement des stratégies d'investissement dans le secteur des hydrocarbures en général et du gaz en particulier. soutenu par un cadre juridique bien défini. L'entreprise publique "SONATRACH" est chargée de la gestion et du contrôle du mouvement en question, avec divers partenaires étrangers, et est généralement réglémentée sous la forme de contrats de production. L'installation de Skikda LNG témoigne de ces investissements. [23]

Le parcours de Hassi R'mel a permis à d'autres gisements découverts de suivre le même chemin dans la construction d'installations de production. Le nouveau complexe gazier d'Alrar a ouvert ses portes en 1984, Road Nouss en 1988 et TFT en 1999. [24]

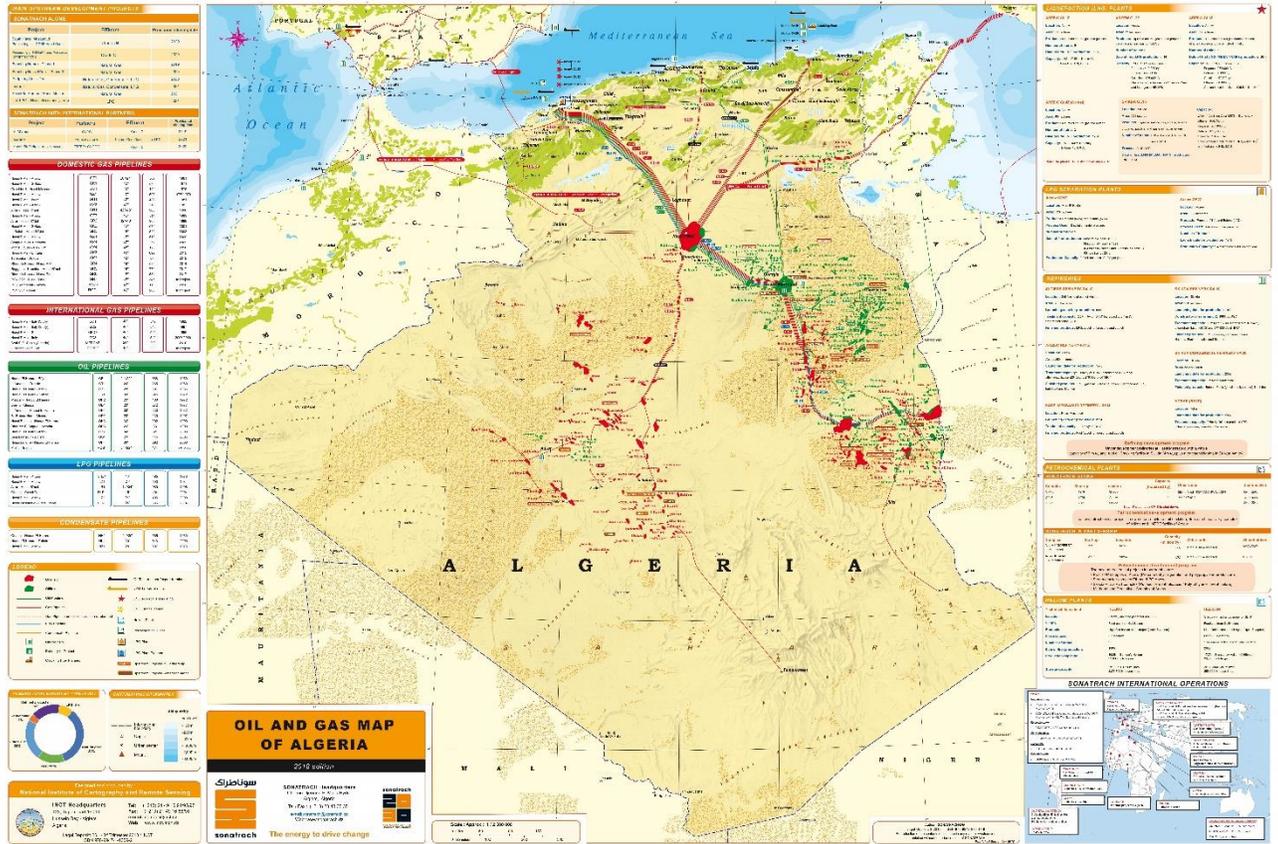


Figure 4 : carte du pétrole et du gaz de l'Algérie [25]

2. ORGANIGRAMME DE LA MACROSTRUCTURE DE SONATRACH

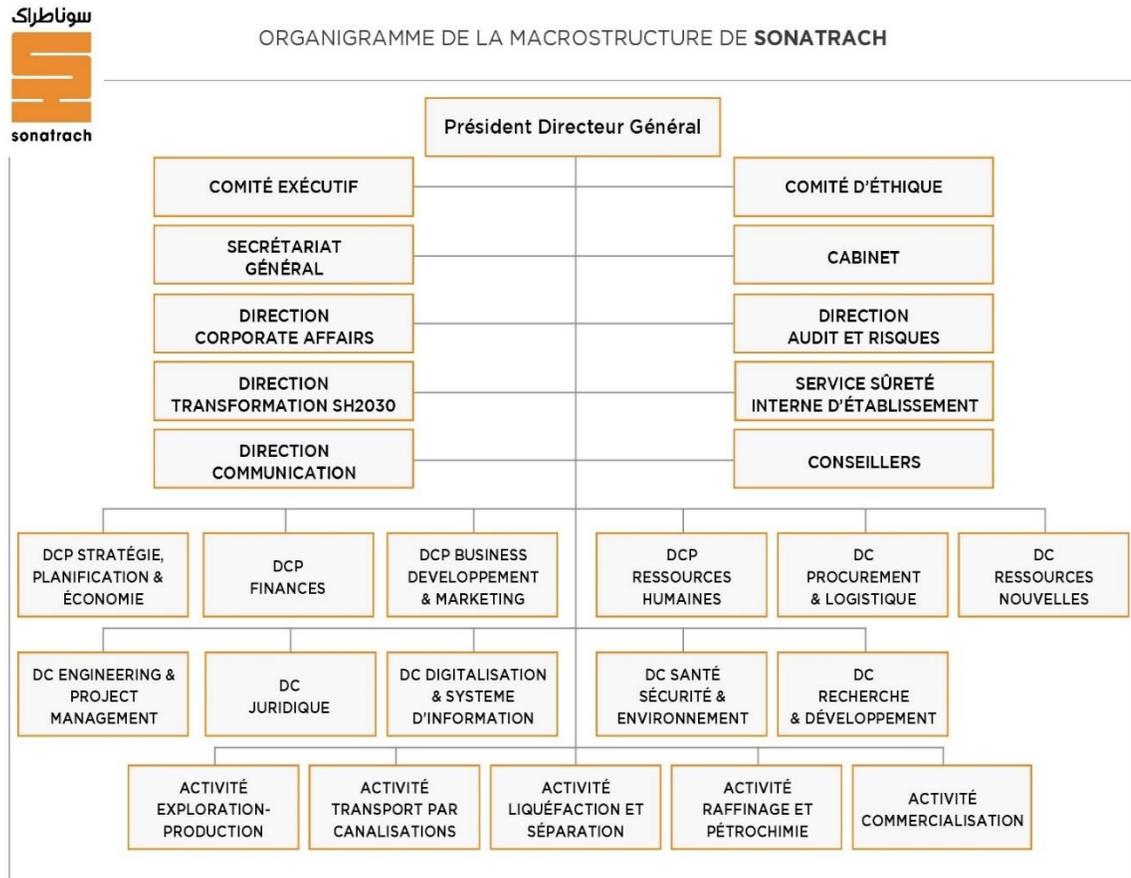


Figure 5 : organigramme De La Macrostructure De Sonatrach [26]

3. SONATRACH, MOTEUR DE L'ECONOMIE ALGERIENNE

Depuis plus de 50 ans, SONATRACH a servi avec succès de locomotive à l'économie nationale. Sa mission est de développer les importantes réserves d'hydrocarbures de l'Algérie. Affectueusement surnommé « African Major », ce géant de l'industrie pétrolière a pour atout d'être un groupe pleinement intégré sur l'ensemble de la chaîne de valeur des hydrocarbures.



- Le groupe dispose d'un réseau de canalisations très dense, couvrant actuellement près de 22 000 kilomètres du pays.
- La société a également mis en place quatre terminaux pétroliers pour le chargement des hydrocarbures. Alger, Arzew, Bejaia et Skikda pourront charger et décharger de gros tankers et méthaniers de 80 000 à 320 000 tonnes.
- SONATRACH exploite six raffineries sur le territoire, ainsi que deux complexes pétrochimiques, quatre complexes de liquéfaction de GNL et deux complexes de séparation de GPL.
- SONATRACH compte environ 50 000 salariés à temps plein sur l'ensemble du territoire national et plus de 200 000 salariés dans l'ensemble du Groupe.
- Le Groupe compte 154 filiales et sociétés affiliées, dont 15 détenues à 100 %, et travaillent au quotidien pour améliorer la chaîne de valeur pétrolière et gazière du pays. Il s'agit notamment de la Société Nationale de Géophysique « ENAGEO », de la Société Nationale de Forage « ENAFOR », de la Société Nationale des Grandes Usines Pétrolières « ENGTP », ou encore de la Société Nationale de Commercialisation et de Vente des pétroliers « NAFTAL ». [27]

4. HISTORIQUE ET CARACTERISTIQUES DU CHAMP DE HASSI R'MEL

En décembre 1956, S.N. Repal est fondée en partenariat avec C.F.P. (A) Un gisement de gaz à Hassi R'mel près de Laghouat, à 550 km au sud d'Alger. La fosse avait une profondeur de 2 132 à 2 219 mètres et était recoupée par un grès productif du Trias inférieur et de l'Ordovicien supérieur de 47 mètres d'épaisseur. Les tests ont révélé une pression de formation de 314 kg/cm² et un débit de puits potentiel de 510 000 m³/jour. Des forages ultérieurs devraient confirmer l'existence d'un gisement d'environ 2 400 kilomètres carrés, soit la taille de la presqu'île du Cotentin. [28]



Neuf puits, dont l'un HR 9 a été foré au cours de 1960, tous productifs, sont terminés. Les puits HR 1, 2, 7 et 9 ont été équipés pour satisfaire à la première phase d'exploitation ; un réseau de collecte réunir la production de ces quatre puits à une usine de dégazolinage. On dispose donc, sur ce champ, de quatre puits groupés et branchés, dont la capacité effective est de 4 millions de mètres cubes/jour, alors que le débit de pointe ne dépassera pas 3 millions de mètres cubes/jour en 1962. La mise en exploitation du gisement a été effectuée en avril 1961 et les prévisions de production sont de 290 millions de mètres cubes de gaz par ans. Il y correspond 70.000 tonnes environ de produits liquides. [28]

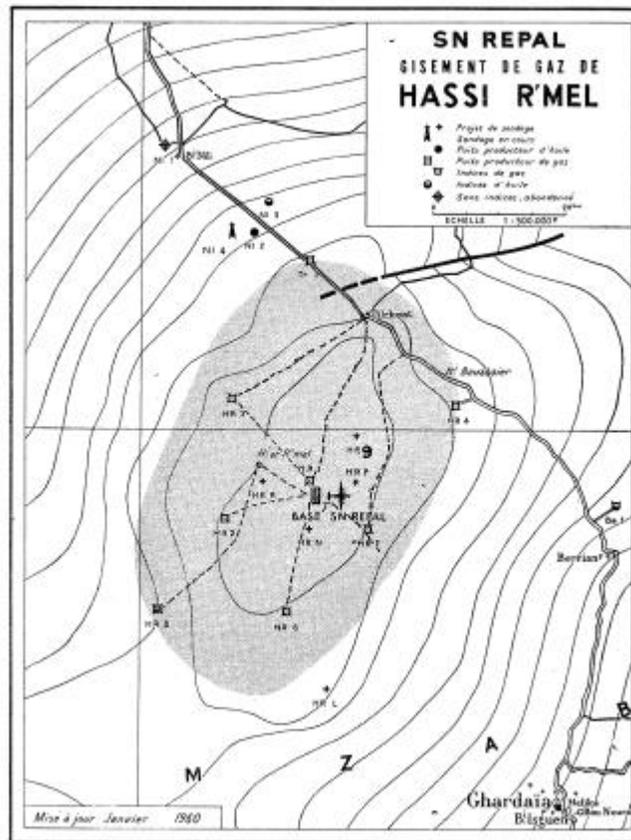


Figure 6 : le gisement de Hassi R'mel [28]



5. CARACTERISTIQUES DES ROCHES RESERVOIRS DU CHAMP DE HASSI R'MEL

Située au Trias, cette roche réservoir est protégée par d'épaisses couches de sel qui forment une excellente couverture. Il y a 3 niveaux :

➤ Le niveau supérieur (A)

Le niveau A est le plus stable et le plus étendu, représentant un excellent réservoir avec une porosité de 15% et une perméabilité d'environ 800 millidarcies.

➤ Le niveau intermédiaire (B)

Niveau B, le plus mince et le moins constant, a une épaisseur maximum de 20 mètres.

➤ Le niveau inférieur (C)

Le niveau C représente la partie la plus puissante du réservoir et contient des réserves totalisant 30%. Son épaisseur varie entre 10 et 60 mètres. Sa porosité atteint 15-22% et la perméabilité atteint 400-2300 millidarcies. [28]



Figure 7 : réseau de transport par canalisation des hydrocarbures [29]



6. COMPLEXE GAZIER DE HASSI R'MEL

Le champ Hassi-R'Mel comporte les unités suivantes :

a) LES MODULES DE TRAITEMENT (GAZ MODULE PROCESSING PLANT) (MPP)

La région de Hassi R'Mel compte cinq centres de traitement de gaz naturel (MPP0, MPP1, MPP2, MPP3 et MPP4). Ce sont des usines de traitement du gaz jusqu'au produit final. Le module de traitement du gaz se compose d'un certain nombre de dispositifs qui permettent la séparation et la production de gaz naturel déshydraté et d'un mélange d'hydrocarbures liquides constitué de condensat et de gaz de pétrole liquéfié. [30]

b) LES STATION DE COMPRESSION

Les stations de compression (SCN et SCS) ont pour but de réinjecter du gaz au niveau du réservoir pour maintenir la pression et récupérer le maximum de liquide. Les stations de compression nord et sud sont utilisées pour ajuster la pression du gaz au niveau du champ. La station de compression et de réinjection du secteur nord a une capacité de 90 millions de m³/jour de gaz sec. Les stations de compression et de réinjection du Secteur sud sont les mêmes que celles du Secteur nord. [30]

c) CENTRE DE STOCKAGE ET DE TRANSFERT DES FLUIDES (CSTF)

Les condensats et GPL produits par l'ensemble des modules sont envoyés vers un centre de stockage et de transfert de liquides où les eaux résiduelles sont évacuées et traitées avant d'être envoyées vers SP4 puis vers Arzew. Le CSTF comprend 3 bacs de 35 000 m³ chacune et 4 bacs de 45 000 m³ chacune pour le stockage des condensats et 12 sphères de 7 000 m³ chacune pour le stockage du GPL. La vapeur générée à l'intérieur de la sphère sous l'influence de la température ambiante est comprimée par le turbocompresseur, condensée et renvoyée au stockage, empêchant l'évaporation et la combustion du gaz liquéfié. [30]



d) CENTRE NATIONAL DE DISPATCHING DE GAZ (CNDG)

Sa mission est de collecter tout le gaz extrait à Hassi R'mel et plus au sud. Ces volumes sont soit distribués vers des centres de consommation tels que les centres « GNL » de Skikda et d' Arzew, soit exportés vers des pays étrangers importateurs. [30]

e) LES CENTRES DE TRANSFERT DES HUILES (CTH1, ...5, SUD)

C'est un centre qui extrait le pétrole d'un anneau entouré de gisements de gaz naturel. La région de Hassi R'mel contient 5 centres de transfert (CTH1,.....5, SUD) avec des capacités différentes. Ces centres consistent en une série d'unités capables de séparer tous les constituants indésirables du pétrole brut de l'anneau pétrolier avant son envoi vers le réseau de transport ou les terminaux locaux au niveau du MPP0. [30]

f) STATION DE RECUPERATION DES GAZ ASSOCIES (SRGA)

Cette station a été conçue pour récupérer les gaz associés du CTH (CTH1, ...5, SUD) après traitement et stabilisation du pétrole brut. Il se compose essentiellement d'un turbocompresseur qui permet d'augmenter la pression du gaz associé envoyé au module pour traitement avec le gaz brut. [30]

g) LES STATIONS BOOSTING PHASE 1, 2, 3

La pression d'entrée du gaz brut dans les modules diminue avec le temps, affectant la quantité et la qualité des produits et des unités de traitement du gaz dans chaque catégorie. En effet, l'unité de traitement des gaz est conçue pour fonctionner avec une pression d'entrée minimale de 100 bar. Le rôle de la station de surpression est de comprimer le gaz brut pour obtenir une détente importante et ainsi améliorer la séparation. [30]

Remarque : Actuellement, en raison du développement des stocks ou des besoins économiques, certaines usines peuvent fusionner avec d'autres, ou certaines divisions peuvent être supprimées.



7. PRESENTATION DU MODULE MPPO

Il s'agit de la première usine construite à Hassi R'mel (1961) et a une faible cadence de production. En raison du passage du temps et du développement technologique, ainsi que des changements régionaux majeurs et des modifications majeures qui l'accompagnent, sa capacité de production est actuellement d'environ 30 millions de bouteilles, et il est possible d'opérer en petites quantités sans affecter les propriétés du gaz naturel traité. [31]

a) LES ETAPES D'AMELIORATION DE MPPO

- 1971-1973 : Six chaînes identiques ont été construites et mises en service et sont désormais capables de séparer les condensats et de récupérer le gaz de vente.
- De 1983 à 1986 : La construction et la mise en service de la phase B dans le cadre d'un contrat signé entre l'entreprise publique SONATRACH et la société japonaise JGC permettront la stabilisation des condensats et la récupération du GPL.
- 2005 : Introduction de nouveaux systèmes de contrôle de l'usine DCS à des éléments de contrôle distribués plutôt que centralisés, chaque système est sous le contrôle d'un ou plusieurs contrôleurs, et les éléments du système sont mis en réseau pour fournir les fonctions suivantes : Un système de contrôle de processus qui peut Capacité de communiquer, de contrôler, de surveiller et de contrôler des appareils distribués avec ou sans l'intervention d'un opérateur humain à distance. [31]

b) DIFFERENTS SECTIONS DE MPPO

Avant la création des unités BOOSTING SBC (phases 1 et 2) et avant la mise en service du projet Boosting III sur le champ de Hassi R'mel, le module O (MPPO) sera alimenté à partir de 16 puits situés dans la zone centrale. Hassi R'mel tombe en trois collecteurs. E4 (HR :11, 16, 12, 23, 57), E5 (HR :53, 54, 32, 33, 10, 43) et W7 (HR :15, 18, 19, 20) pour des pressions de dépôt supérieures à 100 kg/cm². Du fait de la forte récupération du puits, la pression chute avant que la tension



minimale ne soit atteinte, ce qui pose un problème de production. À la suite de leurs recherches, ils ont proposé deux solutions. Le premier est de réduire la production et le second est de créer une station de refoulement. Le module O (MPPO) est divisé en plusieurs zones :

➤ Zone de séparation de condensât

Le gaz brut provenant des puits de gaz passe à la station de Boosting centre (SBC) où la pression est augmentée, après, il pénètre dans les installations du module avec une pression actuelle moyenne de 103 bar et une température 60°C maximum, la phase gazeuse est distribuée par le ballon diffuseur V-1001 aux six chaînes parallèles et identiques de séparation de condensat (1100, 1200, 1300,1400, 1500, 1600). La chaîne 1100 comme Exemple :

Le gaz s'écoule à son tour à travers la première vanne et dans le dispositif de sécurité à fermeture rapide UASV-1101 (vanne tout ou rien), connecté au premier séparateur de flash V1101 après la seconde vanne de régulation de pression PCV-1114.

Les vapeurs du séparateur V-1101 sont acheminées à travers un échangeur gaz/gaz HE1 (HE-1101/ABCD), et un échangeur gaz/liquide HE2 (HE-1102) ensuite un refroidisseur E-401 utilisant du propane comme fluide caloporteur, séché et réfrigérant en même temps. La vapeur est ensuite détendue de manière adiabatique dans une vanne Joule-Thomson PCV-1117 jusqu'à environ 77 bars et -15 °C avant d'entrer dans le séparateur frigorifique V-1103 via le piège à hydrates V-1102. Le gaz d'alimentation est séché en injectant une solution de diéthylène glycol dans la plaque tubulaire d'entrée de l'échangeur de chaleur HE1 pour éviter la formation d'hydrates.

Le gaz du séparateur froid V-1103 est utilisé pour refroidir à nouveau le gaz brut HE1 côté calandre, passe à travers la vanne de régulation de débit FRCV-1102 pour se combiner avec le gaz d'autres unités, puis sort lorsque le gaz de vente s'écoule dans le collecteur avec une température de 55 °C, pression 68 kg/cm².

Le liquide du V-1101 est détendu jusqu'à 86 bars dans le V-1004/ABCD et la vapeur du V-1004/ABCD est dirigée vers les séparateur froid V-1203 et V1303



Les hydrocarbures liquides et les glycols hydratés sortent par le bas du V-1103 via un échangeur HE2 côté calandre et un échangeur E-411 avant d'entrer dans les séparateurs de glycol triphasique V-1009/ABC. Les hydrocarbures liquides et leurs gaz riches du V-1009/ABCD s'écoulent vers le V-401 et les glycols hydratés sortent du V-1009/ABC vers les réservoirs T-3001 puis vers le ballon B-2401.

Les liquides du V-1004/ABCD se détend jusqu'à 30 bars dans le séparateur chaud triphasique (gaz – condensat – eau) 1012/ABC. L'eau est évacuée vers le puisard, les hydrocarbures vapeurs sont envoyés vers le ballon tampon V-401 et les hydrocarbures liquides sont envoyés vers l'échangeur E-411 avant d'entrer dans V-401. [31]



Figure 8 : zone de séparation du condensat MPPO- Hassi R'mel [31]

➤ ZONE DE STABILISATION DU CONDENSAT ET RECUPERATION DU GPL

Cette zone a pour but de stabiliser le condensat et de produire du GPL à partir du liquide récupéré du gaz d'alimentation dans la zone de séparation des condensats.



La charge liquide (condensat non stabilisée) provenant de V401 à 12°C est préchauffée dans E408 avant d'entrer dans la colonne T401 (dééthaniseur) en portant sa température à 40°C. La charge liquide est pulvérisée au déflecteur de colonne pour favoriser le flash. La charge gazeuse entre directement dans la colonne flash zone au même niveau que la charge liquide. Au niveau du dééthaniseur, les plus légers montent et les plus lourds descendent. Les ascenseurs légers (C₂-) transportent des composants lourds. Ceux-ci sont ensuite condensés par reflux à basse température (reflux principal et intermédiaire). Le gaz lourd descendant transporte une partie du feu léger et est poussé à travers les rebouilleurs (chaudières principales et auxiliaires) jusqu'au sommet de la tour. Au sommet de la colonne, le gaz composé de C₁ et C₂ est évacué à une pression de 20 kg/cm² et une température de 13°C et envoyé en compression pour monter en pression et au distributeur de gaz de vente (69 kgf/cm³) entrer. Le fond du dééthaniseur est constitué de deux chambres, une section du côté du four H401, qui est l'évaporateur principal, et l'autre section contenant l'alimentation du dééthaniseur.

La rectification des produits de tête et de pied s'effectue au niveau de 34 plateaux dans le dééthaniseur.



Figure 9 : zone de stabilisation de condensat – MPP1, MPP4 [31]



La charge de débutaniseur provenant du fond du dééthaniseur est préchauffée à contre-courant du fond du débutaniseur dans un échangeur de chaleur E409 puis introduite à travers un déflecteur jusqu'au niveau du 28ème plateau. Les vapeurs C₃ et C₄ sont collectées en tête de colonne, condensées dans des aérocondenseurs E407 (6 aérocondenseurs) et stockées dans des ballons V404. Une partie est envoyée vers le stockage final, et l'autre est utilisée comme reflux de tête T402. Le fond de la colonne de débutaniseur est constitué de condensat stabilisé et est refroidi par les échangeurs de chaleur E409, E402 et E408, et des aéroréfrigérants E403 (4 aéroréfrigérants) sont ensuite envoyés au CSTF (stockés à 40 °C et pression 9 kg/cm²). Le reste est récupéré dans le ballon de reflux V403, Une partie est refroidie dans les refroidisseurs E404 et E405, puis injecté dans T401 pour maintenir la température de tête à 13°C. [31]

Les condensats stabilisés et le GPL sont envoyés au CSTF dans des citernes sur cahier des charges si le produit est conforme aux spécifications. Le GPL hors spécification est envoyé dans la zone du module MPP4 du retraité. Le condensat hors spécifications est dirigé vers le réservoir de stockage de condensat MPPO (T3001/T3004/T3005).

➤ ZONE DE REGENERATION DE GLYCOL

Régénération du glycol par phénomène de point d'ébullition (séparation de l'eau et du glycol). L'objectif est de récupérer le Déthylène glycol (DEG) injecté dans les unités de traitement de gaz (zone de séparation des condensats), puits en augmentant la concentration en DEG (de 70 % à 80 %).



Figure 10 : zone de régénération de Déthylène glycol / MPPO- Hassi R'mel [31]

➤ ZONE DE STOCKAGE PETROLE BRUT

Cette section comprend trois réservoirs de stockage T-3002, T-3003, T-3006 et des pompes de transfert de pétrole brut P-3003 (A, B, C, D, E). Après stockage et temps de séjour à différentes densités, le pétrole brut est reçu du "CTH" et l'eau est évacuée du fond du réservoir vers le puisard (zone de séparation huile-eau) par des pompes P 2404 (A, B, C). Le pétrole brut est ensuite transporté vers des stations de pompage (SP4, SP5, etc.) à l'aide de pompes P-3003. [31]



Figure 11 : zone de stockage pétrole brut - MPPO- Hassi R'mel [31]

8. MATERIELLES ET METHODES (SECTION HP-MPPO)

Différents paramètres de fonctionnement de l'appareil ont été utilisés avant et après la mise en service de la station de surpression SBC à l'aide du logiciel HYSYS version 8.6. Cela a permis de concevoir, de simuler et de comparer des processus avec des valeurs existantes. Parallèlement, le logiciel Microsoft Office Excel a été utilisé pour effectuer les calculs des échangeurs de chaleur.

La section HP dispose de divers équipements pour coordonner le processus de séparation des condensats, c'est-à-dire la section de déshydratation et de stripage du gaz brut, produisant finalement du gaz sec selon les normes de transport ou du marché. [31]



A. LES SEPARATEURS

Tableau 13 : paramètres de fonctionnement des séparateurs – section HP-MPPO [31]

Équipement	NOM	Définition	Caractéristiques
Séparateur d'admission V1	V1101	SEPARATEUR FLASH	P-C= 183.56 kg/sm ² T-C= 65°C et 55°C
Piège à hydrate V2	V1102	Remplis d'anneaux raching ; pour empêcher l'entraînement des hydrates	P-C= 183.56 kg/sm ² T-C= -13°C/+50°C
Vanne joule-Thomson	PCV 1117	Utilisé pour refroidir le gaz à de très bas niveaux de température	Maintenir une pression favorable dans le séparateur V3
Séparateur froid	V1103	Séparateur froid Gaz sec / HC.H2O.DEG	P-C = 94/86 kg/sm ² T-C = 70°C/-16°C

Les calculs des séparateurs revient à déterminer, les températures et pressions de fonctionnement, les débits pour les quantités de liquide et de vapeur, les compositions respectives X_i et Y_i .



B. LES ECHANGEURS

Tableau 14 : paramètre de fonctionnement des échangeurs HE1-HE2-CHILLER section HP-MPPO [31]

Equipement	NOM	Définition	Caractéristiques	
Echangeurs HE1	HE1101 (B.C.D) (GAZ/GAZ)	Échangeur à faisceau tubulaire horizontal (tube/calandre)	Tube	P-C= 180 bars T-C= +90°C/0°C
			Calandre	P= 93 bars T= +85°C/-10°C
Echangeurs HE2	HE1102 (GAZ/LIQUIDE) 80.9 m ²		Tube	P-C= 184 kg/cm ² T-S= 9.5°C/5°C V= 150 liters
			Calandre	P-C= 36.5 kg/cm ² T-C= - 24.1°C/4.5°C V= 475 litres
Chiller	E401 Propane / HC.H ₂ O.DEG 309.3m ²		Tube	P-C= 87 kg/cm ² T-S= -1.3°C/-12°C V= 1450 liters
			Calandre	P-C= 24 kg/cm ² T-S= -23.3°C V= 10700 liters



Les calculs de l'échangeur de chaleur incluent la détermination des températures d'entrée et de sortie côté tube et calandre, ΔT_{LM} et la détermination de la surface d'échange.

Tableau 15 : indice, notations et symboles

Indice		Notations et symboles		
Symbole	Définition	Symbole	Unité	Définition
c	chaud	C_p	J/Kg .°C	capacite thermique
e	entrée	A	m ²	la surface de l'échangeur
ext	externe	U	W/m ² . °C	le coefficient d'échange thermique global
f	froid	ϕ	watt	la puissance
int	interne	qt	W/°C	débit thermique unitaire
l	liquide	ΔT	K ou °C	différence de température
min	minimum	ΔT_{LM}	K ou °C	écart de température moyenne logarithmique
max	maximum	ϵ	–	efficacité thermique
s	sortie	\dot{m}	Kg/h	débit massique / Débit thermique unitaire
/	/	H	j/kg	enthalpie massique
/	/	ρ	kg/m ³	la masse volumique

- Nous faisons les hypothèses suivantes :
 - Le régime est permanent, tous les paramètres et variables sont constants dans le temps.
 - L'échangeur est adiabatique.



- Les propriétés thermophysiques du fluide restent constantes dans la plage de température considérée.
- La température est unidimensionnelle et ne change que dans un sens d'écoulement.
- Aucune perte de pression pendant l'écoulement.
 - Le flux thermique échangé

Le flux de chaleur échangé entre les deux fluides est donné par :

$$\Phi = U.A.\Delta T_{ML}$$

On a aussi :

$$\Phi = \dot{m} (H_s - H_e) = \dot{m} C_p (T_s - T_e)$$

- Différence de températures moyenne logarithmique (ΔT_{LM})

$$\Delta T_{LM} = \frac{\Delta T_s - \Delta T_e}{\ln(\Delta T_s / \Delta T_e)}$$

- Débit thermique unitaire (débit de capacité calorifique)

Ce paramètre important décrit la variation du flux d'énergie transporté par le fluide lorsque sa température change de 1 degré.

$$q_t = \dot{m} \cdot C_p$$

Remarque : Les liquides avec le plus petit flux thermique unitaire subissent les plus grandes fluctuations de température. Ce liquide est dit « commande le transfert »

- Distribution des températures dans un échangeur à contre-courant

(L'échangeur de chaleur en question)

- Le fluide chaud commande le transfert (Figure 12)



Un fluide chaud avec la plus petite unité de flux de chaleur. C'est donc lui qui « commande le transfert ». Si l'échangeur est infiniment long, la température de sortie du fluide chaud est égale à la température d'entrée du fluide froid. L'efficacité de l'échangeur de chaleur peut s'écrire :

$$\varepsilon = \frac{\phi_{reel}}{\phi_{max}} = \frac{\Delta T_c}{\Delta T_{max}}$$

➤ Le fluide froid commande le transfert (Figure 13)

Le fluide froid qui « commande le transfert » parce que la quantité de chaleur unitaire est la plus petite. L'écart de température entre les liquides est le plus faible du côté de l'entrée du fluide chaud, et cet écart devient d'autant plus faible que la surface d'échange augmente. Dans un échangeur de longueur infinie, la température de sortie du fluide froid est égale à la température d'entrée du fluide chaud. L'efficacité de l'échangeur thermique peut alors s'écrire :

$$\varepsilon = \frac{\phi_{reel}}{\phi_{max}} = \frac{\Delta T_f}{\Delta T_{max}}$$

➤ Les deux fluides ont le même débit thermique unitaire

On voit d'abord immédiatement que :

$$T_{ce} - T_{fe} = cte = T_{ce} - T_{fe}$$

Les températures T_c et T_f sont des fonctions linéaires de S , représentées par deux droites parallèles [32]

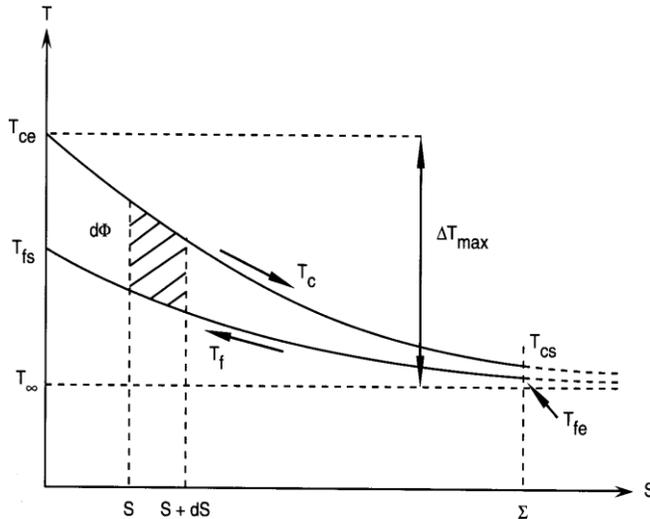


Figure 12 : distribution des températures le fluide chaud commande le transfert [32]

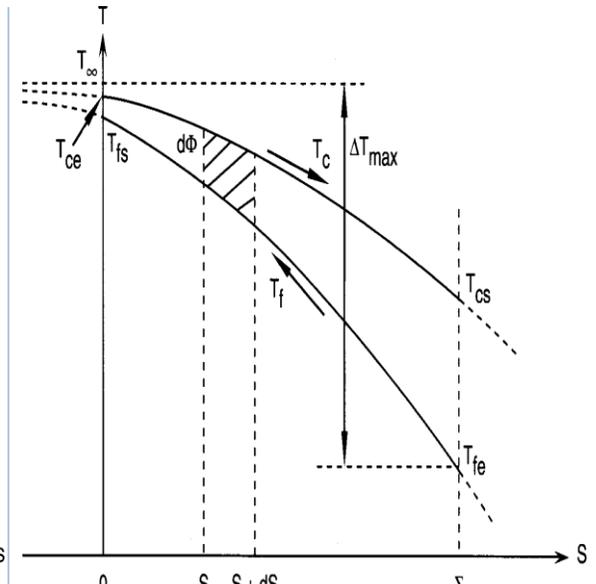


Figure 13 : distribution des températures le fluide froid commande le transfert [32]

- Flux thermique maximum dans un échangeur

En général, le débit de chaleur maximal s'applique quel que soit le modèle d'échangeur de chaleur. Il peut être exprimé comme :

$$\Phi_{max} = \phi_{min} (T_{ce} - T_{fe})$$

C. LOGICIEL HYSYS VERSION 8.6

HYSYS Simulator est l'un des logiciels de simulation les plus puissants. Le simulateur HYSYS est destiné à la conception d'un procédé industriel, à la réalisation des bilans matière et énergétique d'un procédé industriel, au dimensionnement des équipements de ce procédé ou au réajustement des paramètres de fonctionnement lors d'évolutions. Tenez compte de la configuration de l'alimentation électrique et des conditions de fonctionnement de l'appareil particulier pour déterminer les performances de l'appareil. [33]



➤ Objectifs du simulateur

Les principaux objectifs du simulateur de processus sont :

- ✓ Résolvez les équations de bilan de matière et d'énergie pour tous les appareils du processus.
- ✓ Calculez les propriétés (débit, composition, température, pression, propriétés physiques) de tous les fluides circulant dans l'appareil.
- ✓ Calculer les propriétés (débit, composition, température, pression, propriétés physiques) de tous les fluides traversant l'appareil.
- ✓ Estimation des coûts d'investissement et d'exploitation et des impacts environnementaux et sécuritaires en termes de développement durable.
- ✓ Optimisation des conditions opératoires du procédé.
- ✓ Analyse du comportement des unités existantes ou réflexion sur les évolutions nécessaires pour adapter les unités aux nouvelles situations industrielles.

➤ Présentation du logiciel "HYSYS" et la Base thermodynamique

HYSYS Simulator est un ensemble de modèles mathématiques d'opérations unitaires (ballon, colonnes de distillation, compresseurs, vannes, etc.). Ces opérations sont liées dans le diagramme de processus PFD par le flux d'informations généré par ces opérations. HYSYS est un programme informatique permettant de simuler des processus dans l'industrie du gaz, les processus de raffinage et la pétrochimie dans des conditions stables et dynamiques. [33]

Le choix du modèle thermodynamique est essentiel pour simuler le procédé. Ce dernier affecte les résultats d'équilibre entre les phases et peut conduire à des résultats erronés si le choix est erroné. La base Aspen HYSYS est disponible en plusieurs modèles. Peng Robinson a été choisi. Selon l'état de l'art, il s'agit du modèle le plus utilisé dans l'industrie gazière, notamment dans la simulation des procédés de liquéfaction du gaz naturel. [33]



➤ Les étapes de simulation

- ✓ Lancez HYSYS et cliquez sur Nouveau cas pour ouvrir le gestionnaire de simulation de base où tous les composants et leurs propriétés peuvent être définis.
- ✓ Pour ajouter un composant à votre simulation, cliquez sur le bouton Ajouter dans le gestionnaire de base de simulation.

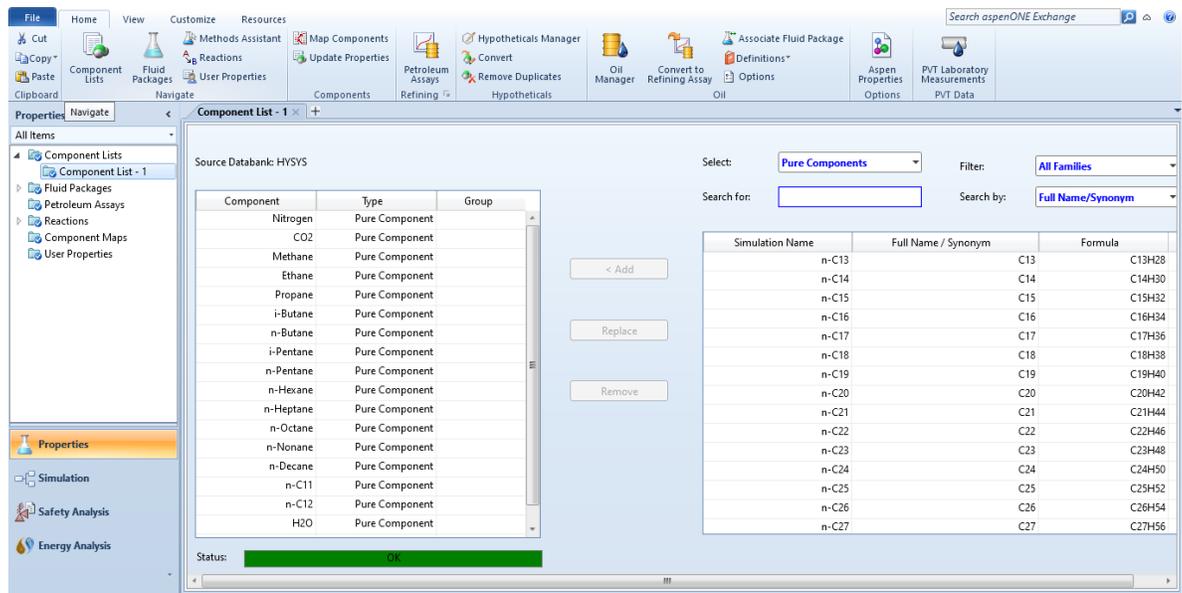


Figure 14 : insérer les constituants en HYSYS -V8.6

- ✓ Entrez le nom de l'appareil souhaité dans la fenêtre correspondante et cliquez sur "Ajouter Pure" pour l'ajouter à la simulation.
- ✓ Cliquez sur le bouton "Ajouter" dans le gestionnaire de base de simulation et spécifiez "Fluid Pack". Cela vous donnera une liste de toutes les différentes équations d'état utilisées dans HYSYS.
- ✓ Parmi les modèles proposés, nous avons choisi le modèle de Peng Robinson.



- ✓ Après avoir entré la composition, vous verrez une barre verte en bas indiquant "ok", indiquant que les données nécessaires à la simulation ont été saisies. Cela devrait permettre à la simulation de démarrer sans erreur.

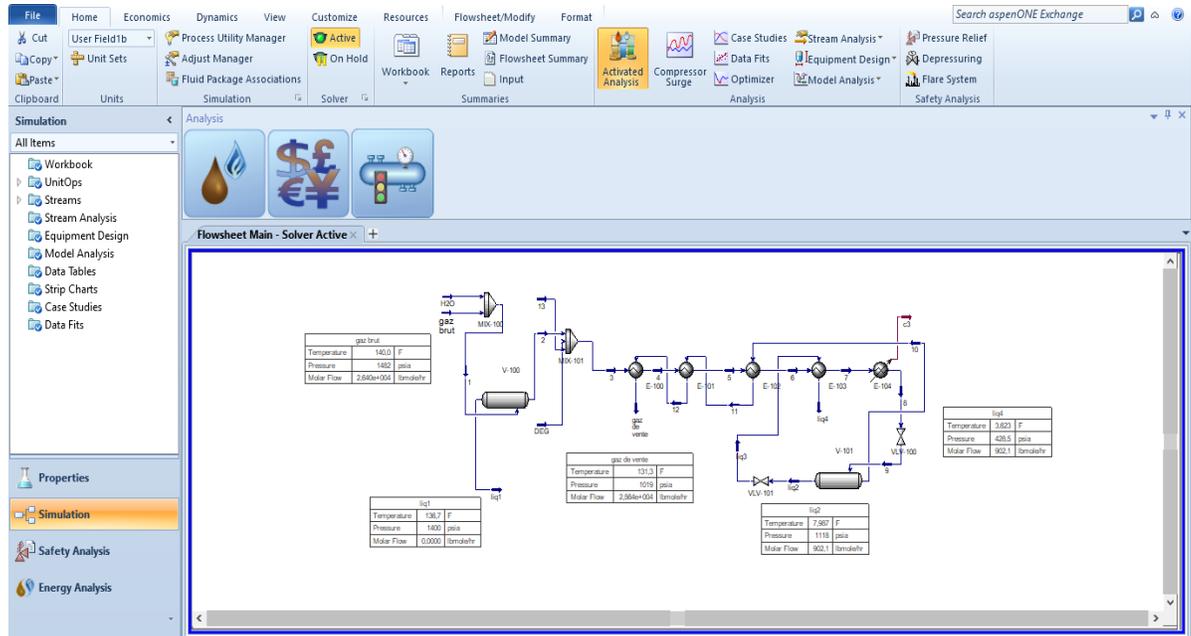


Figure 15 : schéma de procédé hysys – V8.6

D. MICROSOFT EXCEL

Microsoft Excel est l'un des programmes les plus polyvalents et les plus utiles de la suite Office. Ceci est utile pour effectuer des calculs dans divers cas d'études sur des dispositifs thermiques (calculs d'échangeurs de chaleur).



CHAPITRE 5/ CALCULS ET RESULTATS

1. LA PROBLEMATIQUE

Le champ Hassi-R'mel commence à s'épuiser et la pression à la tête de puits diminue selon le programme de soutirage. La limite d'installation en surface signifie que la valeur de pression minimale à l'entrée de l'installation est de 100 kg/cm^2 . Compte tenu de ces deux paramètres, une augmentation est inévitable. Au fur et à mesure que la pression dans le réservoir chute, la pression en tête de puits chute et la puissance est insuffisante pour déplacer le gaz jusqu'à ce qu'il soit traité par les différents modules, nécessitant l'installation de compresseurs de gaz.

La station Boosting center (SBC) C'est une unité de refoulement de gaz. Elle fait augmenter la pression et garde le débit du gisement d'alimentation des modules (0,1 et 4).

Avant de construire l'unité, les modules (0, 1 et 4) sont alimentés à partir de puits indépendants avec une pression de réservoir dans le module supérieur à 100 kg/cm^2 . Une contrainte excessive sur les puits entraînera des problèmes de production, car la pression chutera avant que la contrainte minimale ne soit atteinte. Pour cette raison, à la suite de leurs recherches, ils ont proposé deux solutions :

- Diminuer la production.
- Créer une station de refoulement.

Dans notre étude, nous avons mené une étude comparative sur la section HP du MPPO avant et après le fonctionnement de la station de surpression avec les paramètres indiqués. La station démarre en trois temps en fonction de la chute de pression en cours. Évaluation annuelle pour évaluer les performances des installations.



2. LA COMPOSITION DU GAZ BRUT DE LA CHARGE D'ALIMENTATION

a. CHANGEMENT SECLAIRE DE LA COMPOSITION DU GAZ BRUT DE LA CHARGE D'ALIMENTATION

Une analyse précise de gaz brut de charge d'alimentation est indispensable afin de pouvoir saisir la quantité exacte de gaz brut de charge d'alimentation et obtenir les bilans matières de l'ensemble de module, Malheureusement dans la région de Hassi R'mel aucun laboratoire n'est en mesure d'analyser le gaz brut de charge d'alimentation.

Une analyse simulée par de GOLYER MAC NAUGHTON en 1976, fournit des données de changement séculaire (variation suffisamment lente) de la composition du gaz brut de la charge d'alimentation des modules de traitement du gaz.

Tableau 16 : changement séculaire du gaz de brut Hassi R'mel [34]

Composants	1981	1984	1987	1990
N ₂	5,07	5,11	5,25	5,40
CO ₂	0,14	0,15	0,16	0,18
Méthane	79,52	79,87	79,99	79,99
Ethane	7,4	7,38	7,41	7,47
Propane	2,87	2,83	2,80	2,74
i-Butane	0,58	0,57	0,56	0,55
n-Butane	1,04	1,00	0,98	0,95
i-Pentane	0,38	0,36	0,34	0,32
n-Pentane	0,38	0,36	0,36	0,36
Hexane	0,63	0,60	0,56	0,51
Heptane	0,51	0,48	0,45	0,42
Octane	0,46	0,44	0,38	0,34
Nonane	0,33	0,30	0,26	0,25
Décane	0,21	0,18	0,16	0,15
Undécane	0,17	0,14	0,12	0,11
Dodécane	0,31	0,23	0,22	0,26
Totale	100	100	100	100



Tableau 17: taux de c₅+ dans le gaz brut au cours des années [34]

Année	1981	1984	1987	1990
H-C				
C ₅ +	3.38	3.09	2.85	2.72

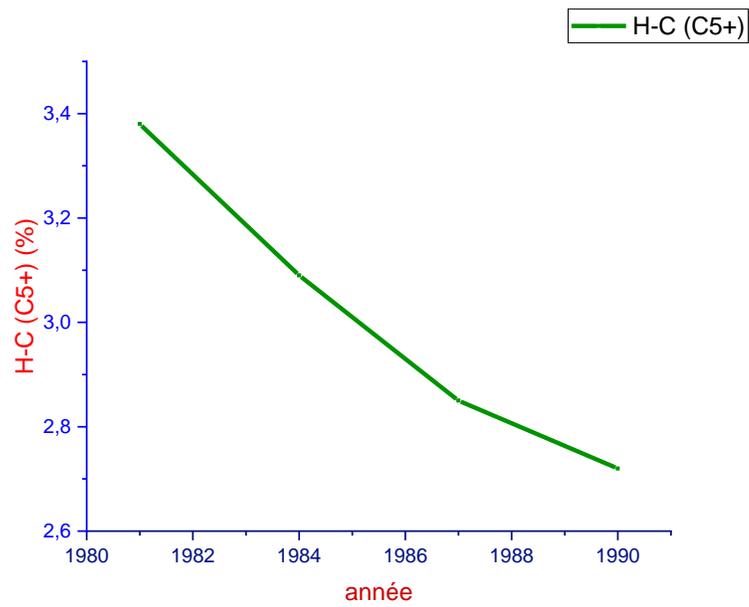


Figure 16 : taux de c₅+ dans le gaz brut au cours des années [34]



b. VARIATION DE LA RICHESSE (GPL – CONDENSAT)

La richesse c'est la récupération des condensats par rapport à la production des gaz, l'unité est la tonne métrique de condensat par 10⁶ SM³ DU GAZ SEC.

Tableau 18 : variation de la richesse [40]

Année	GPL (t/10 ⁶ sm ³)	CONDENSAT (t/10 ⁶ sm ³)
2010	33,68	69,72
2012	28,40	62,76
2014	26,47	59,03
2016	26,94	51,72
2017	26,28	48,86

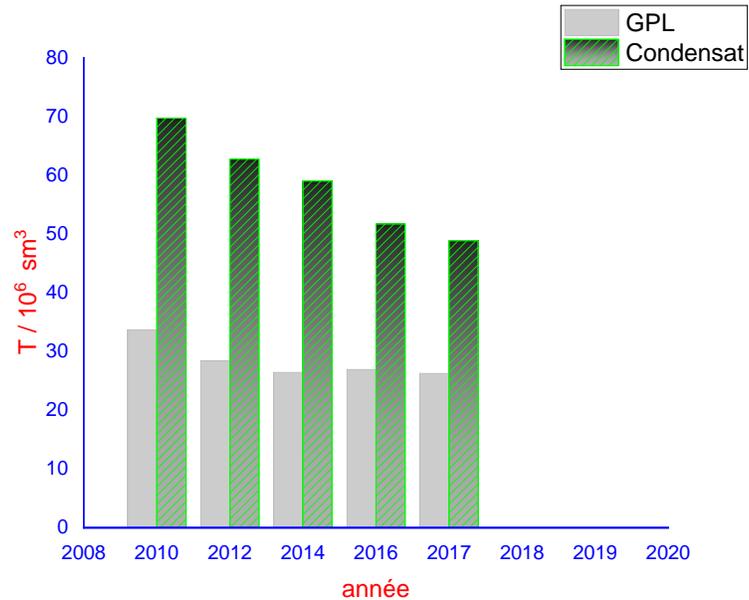


Figure 17 : variation de la richesse (GPL – CONDENSAT) [34]



Interprétation

Le gisement de gaz de Hassi R'mel est devenu léger avec le temps. En ce qui concerne les teneurs en (C₃) et (C₄), qui sont les éléments constitutifs de GPL, une réduction notable n'est pas constatée. Mais la teneur en (C₅+), le composant des condensats est en train de diminuer réellement tous les ans.

Donc on peut conclure que La différence de la quantité de condensat récupérer due à :

- Effet des conditions du réservoir du gaz (l'évolution de la composition du gaz brut de charge d'alimentation)
- Effet des conditions d'exploitation (le rendements élevé des équipements)



3. L'EFFET DE MIS EN SERVICE L'INSTALLATION BOOSTING SUR LA PRODUCTION DU GAZ SEC ET DU GPL ET DU CONDENSAT (PRODUITS FINIS)

Le tableau suivant indique le paramètre général concerne la production des produits finis

Tableau 19 : évaluation de la production de gaz sec avant et après la mise en servis (SBC) [34]

	Avant – phase III (SBC)	Après – phase III (SBC)
Production gaz de vent (gaz sec) 10⁶ sm³/jour	100	110
Pression entrée des modules (0,1,4) kg/cm²	99	107
Température d'entrée °C	57	60
Pression collecteurs des puits kg/cm³	49	36
Production de Gpl (m³/h)	250	260
Production de condensat (m³/h)	450	520

Interprétation

- 1 10 % d'augmentation de la production du gaz sec avec une diminution de 8% environ de la pression des collecteurs de l'ensemble des puits, tout en assurant le bon fonctionnement des modules de traitement du gaz.
- 2 Une légère augmentation de la production de GPL et C5+, malgré l'augmentation de 10⁶ sm³/j de gaz naturel.



4. L'EFFET DE MIS EN SERVICE L'INSTALLATION BOOSTING SUR LA RECUPERATION DE CONDENSAT DANS LA SECTION HP

Tableau 20 : la composition des différentes charges (gaz brut) [34]

100 à 107 kg/cm ² Constituants	GAZ BRUT DE CHARGE D'ALIMENTATION		
	La charge désigne (Document)	AVANT MISE EN SERVICE LA STATION BOOSTING (selon le désigne) Mol %	APRES MISE EN SERVICE LA STATION BOOSTING Mol %
N ₂	5,56	5,60	5,64
CO ₂	0,20	0,21	0,21
CH ₄	78,36	81,48	81,97
C ₂ H ₆	7,42	7,72	7,72
C ₃ H ₈	2,88	2,27	2,25
i-C ₄ H ₁₀	0,62	0,42	0,41
n-C ₄ H ₁₀	1,10	0,72	0,70
i-C ₅ H ₁₂	0,36	0,20	0,19
n-C ₅ H ₁₂	0,48	0,25	0,23
C ₆ H ₁₄	0,59	0,27	0,23
C ₇ H ₁₆	0,56	0,13	0,10
C ₈ H ₁₈	0,45	0,12	0,07
C ₉ H ₂₀	0,37	0,11	0,05
C ₁₀ H ₂₂	0,27	0,10	0,03
C ₁₁ H ₂₄	0,21	0,01	0,00
C ₁₂ H ₂₆	0,57	0,22	0,03
H ₂ O	0,00	0,17	0,17
Total	100	100	100
Taux de GPL (C₃ et C₄)	4,6	3,41	3,36
Taux de Condensat (C₅+) 	3,86	1,41	0,93

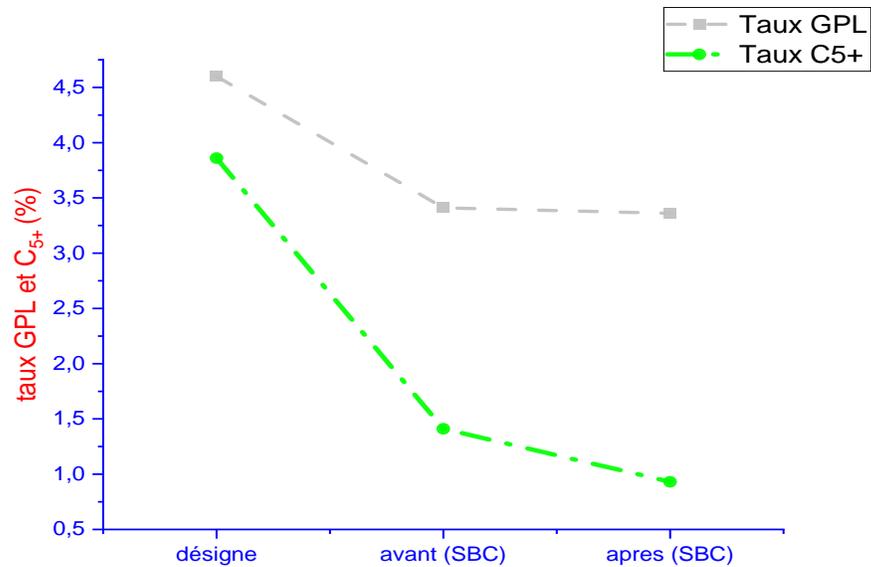


Figure 18 : la teneur en gpl et c5+ dans les différentes charges d'alimentation

Remarque : Une analyse précise des gaz d'alimentation est essentielle pour insérer la quantité correcte de gaz d'alimentation et obtenir le bilan matière de l'assemblage du module. Malheureusement, aucun laboratoire dans la région de Hassi-R'mel ne peut analyser le gaz brut. (Moyens d'analyse - Analyse CRD de Boumerdes).

Interprétation

La plupart des condensats sont déjà récupérés au niveau de la station de surpression Boosting et s'écartent également du condensat, tout cela grâce au premier séparateur présent au niveau de l'usine SBC pour diriger la charge vers un fonctionnement correct. Adapter les machines d'usine aux stations SBC. Ces données donnent un aperçu des changements dans les installations du MPPO.



5. L'EFFET DE MIS EN SERVICE L'INSTALLATION BOOSTING SUR LES SEPARATEURS V1101 ET V1103

On utilise les mêmes équipements, mais avec des données différentes, et vise à maintenir une production de gaz sec constamment élevée à faible coût.

Hypothèse :

- Les débits de (DEG) et (H₂O vapeur) restent constant dans tous les cas

Tableau 21 : les débits de DEG et H₂O vapeur sur installation HP-MPPO (désigne) [34]

Produits (désigne)	Débit (kg/h)
H ₂ O vapeur	568
Déthylène glycol DEG	4518

Les tableaux suivants présentent les résultats obtenus pour différents cas impliquant les séparateurs V1101 et V1103.



Tableau 22 : les résultats des flux obtenus au niveau de séparateur V1101

CAS	(Cas 100 kg/cm ²)		Les paramètres actuels (Simulation HYSYS)		Le cas actuelle	
	Désigne	Simulateur	Avant	Après		
DEBIT (kg/h)	220669					
PRESSION (kg/cm ²)	101,5		99	104,2	104,2	
TEMPERATURE (°C)	65		57	60	60	
DEBIT-GAZ (kg/h)	184392	182200	212300	220699	220669	
DEBIT- LIQUIDE RECUPERER	kg/h	36314	38470	8351	Négligeable	Négligeable
	m ³ /h	42,35	61,63	12,91	Négligeable	Négligeable



Tableau 23 : les résultats des flux obtenus au niveau de séparateur V1103

CAS		(Cas 100 kg/cm ²)		Les paramètres actuels		Le cas actuelle
				(Simulation HYSYS)		
Paramètres		Désigne	Simulateur	Avant	Après	
DEBIT – charge (kg/h)		184392	186300	216400	224700	224700
PRESSION (kg/cm ²)		81,5	80,4	78.62	80,48	81,5
TEMPERATURE (°C)		-13,8	-12.67	-13,34	-12,67	-14,5
DEBIT-GAZ Sortant (kg/h)		162262	164400	199000	207000	220690
DEBIT-LIQUIDE SORTANT RECUPERER	kg/h	22130	21860	17430	17780	4010
	m ³ /h	42,35	39,55	29,67	30,35	6,58

Interprétation :

- Le pourcentage de condensat dans le gaz d'alimentation est réduit.
- La différence entre le paramètre identifiant et le paramètre simulateur signifie que le paramètre de charge de l'alimentation n'est pas le même.
- La mise en service de la station de Boosting (Phases I, II et II) a entraîné le pompage de gaz dans le module de traitement des gaz à des vitesses liquides très faibles.
- Le séparateur V1101 montre une récupération de liquide presque nulle grâce au séparateur installé dans la station de Boosting (prétraitement).



- La quantité de liquide récupérée au niveau du séparateur froid V1103 est très faible par rapport à la quantité attendue, en raison de la nature de la charge et en fonction des performances de certains appareils.
- Un faible niveau de liquide peut provoquer une fuite de gaz de la sortie de liquide. Cela peut causer de graves dommages à l'équipement en aval. Le transport par le fond est évité grâce à une rupture de vortex et un capteur de sécurité de niveau bas qui coupe le débit de liquide si le niveau devient trop bas.



6. COMPARAISON DE LA COMPOSITION ET DES PROPRIETES DU GAZ DE VENTE (GAZ SEC) DANS DIFFERENTS CAS

Tableau 24 : la composition de gaz de vente obtenue

Constituants	GAZ de vente (gaz sec)				
	Désigne Mol %		Design simulé Mol %		Actuelle (2023) Mol %
	Document	Simulateur	Avant	Après	
N₂	6,10	6,05	5,78	5,78	5,41
CO₂	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22
CH₄	83,40	83,10	83,28	83,27	83,74
C₂H₆	6,97	7,10	7,54	7,54	7,60
C₃H₈	2,17	2,26	2,02	2,02	2,03
i-C₄H₁₀	0,34	0,38	0,33	0,33	0,29
n-C₄H₁₀	0,52	0,58	0,52	0,52	0,42
i-C₅H₁₂	0,10	0,12	0,11	0,11	0,09
n-C₅H₁₂	0,11	0,13	0,12	0,12	0,13
C₆H₁₄	0,05	0,06	0,07	0,07	0,05
C₇H₁₆	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
C₈H₁₈	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
C₉H₂₀	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
H₂O	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	100	100	100	100	100
C5+	0,28	0,34	0,3	0,0033	0,29
PM	19,07	19,06	18,97	18,98	18,85
PCS (kcal/Sm³)	/	9353	9348	9351	9402
DENSITE	0,657	0,657	0,654	0,654	0,652



Interprétation

- C'est le pourcentage de méthane qui a changé entre les résultats rapportés par l'analyse du gaz de vente et les résultats obtenus à partir du simulateur et représente le fonctionnement idéal de l'usine. Cependant, l'adéquation d'une analyse de gaz de vente dépend des spécifications observées entre une analyse donnée et l'analyse en cours.
- Valeur de poids moléculaire sensiblement proche de la valeur du désigne.



7. L'EFFET DE MIS EN SERVICE L'INSTALLATION BOOSTING SUR LES ECHANGEURS

Tableau 25 : les paramètres de l'échangeur HE1 et les résultats obtenus

Paramètres	Cas	Simulateur		Actuelle	
		Avant SBC	Après SBC		
Débit massique coté tube (kg/s) – chaud		60,11	62,42	62,42	
Débit massique coté calandre (kg/s) - froid		55,28	57,53	61,30	
Températures coté tube °C CHAUD		C _p kJ/kg. °c	2,730		
		Entre (Tce)	59,21	60,42	59,7
		Sortie (Tcs)	-2,7	-2,7	10,3
Températures coté calandre °C FROID		C _p kJ/kg. °c	2,830		
		Entre (Tfe)	-13,34	-13,34	-13,2
		Sortie (Tfs)	53,97	55,35	53,6
Ecart de température de fluide chaud (coté tube) °C		61,91	63,12	49,4	
Ecart de température de fluide froid (coté calandre) °C		67,31	68,69	66,8	
Ecart de température à l'entrée (ΔTe) °C		5,24	5,07	6,1	
Ecart de température à la sortie (ΔTs) °C		10,64	10,64	23,5	
Ecart de température maximum (ΔTmax) °C		72,55	73,76	72,9	
Débit thermique fluide chaud (q_{tc}) (kJ/kg.°c) °C		164100,3	170406,6	170406,6	
Débit thermique fluide froid (q_{tf}) (kJ/kg.°c) °C		156442,4	162810	173479	
Différence de température logarithmique moyenne ΔTLM °C		7,6	7,5	12,9	
Le flux thermique maximum Φ_{max} (kJ/s)		11349896,12	12008858,22	12422641,14	
Le flux thermique utile Φ_{utile} (kJ/s)		10530137,94	11183412,03	8418086,04	
Efficacité (ε)		0,93	0,93	0,68	



Interprétation des résultats

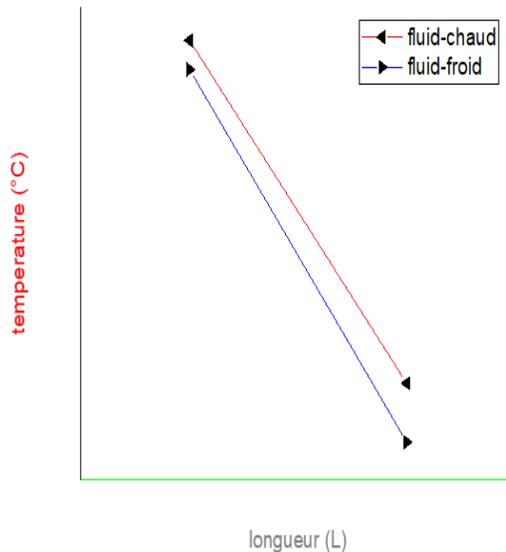


Figure 19: profils de température (cas – avant)

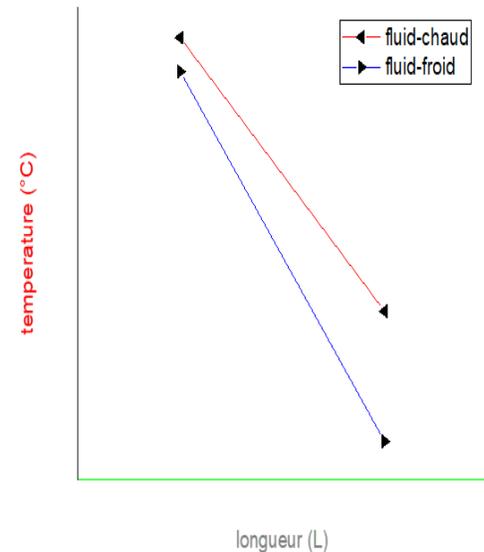


Figure 20 : profils de température (cas – après)

- Un échangeur de chaleur à contre-courant peut théoriquement utiliser la chaleur potentielle de l'un des deux fluides. (Comme on le voit dans HE1 et HE2).
- L'efficacité d'un échangeur de chaleur mesure sa capacité à exploiter l'interchangeabilité d'un des deux fluides. Nous concluons donc que l'efficacité des échangeurs de chaleur HE1, HE2 dans ce cas est réduit par plusieurs facteurs.
- Dans le cas précédent (documentation) ou le cas précédent (simulation), on observe qu'après l'échange le fluide froid est quasiment épuisé et le rendement de l'échangeur approche les 100% (+90%). Cependant, dans le cas actuel, il tombe à seulement 70%.
- Les résultats obtenus montrent que les échangeurs de chaleur (HE1, HE2) sont suffisamment longs pour attendre un certain équilibre thermique correspondant au moment où les températures des deux fluides sont égales.



- HE1 fonctionne très bien. On constate que le rendement est élevé et que la température de sortie du fluide froid (+53 °C) est très supérieure à la température de sortie du fluide chaud (10 °C), situation très favorable.
- Notez que pour la conception HE1 et le simulateur, la différence de température est presque constante sur la longueur d'échange et est de 0 °C. La variation de température est linéaire. Vous ne manquez jamais de liquide et le flux de chaleur est le même.

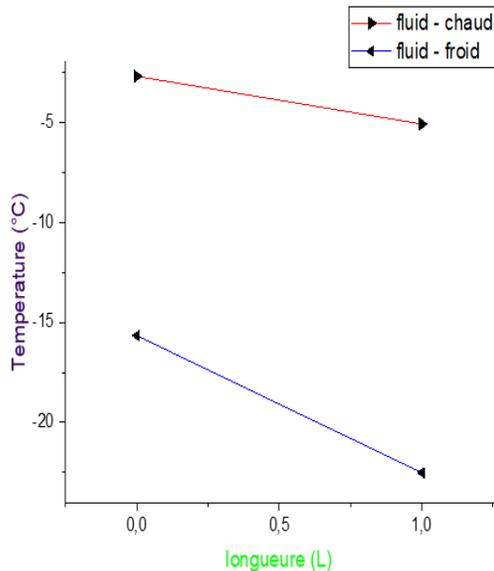


Tableau 26 : les paramètres de l'échangeur HE2 et les résultats obtenus

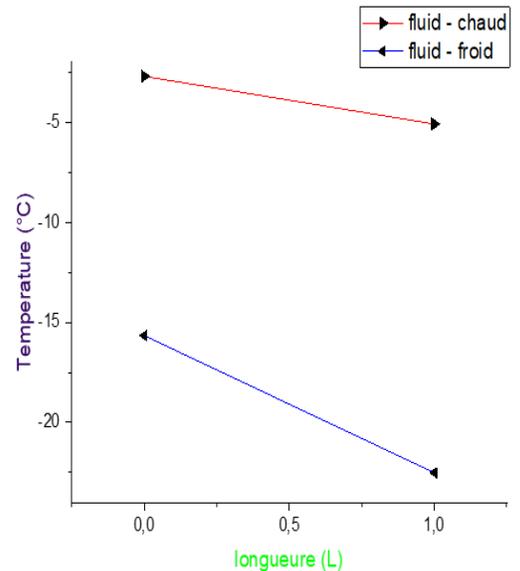
Cas Paramètres		Simulateur		Reel
		Avant SBC	Après SBC	
Débit massique coté tube (kg/s) – chaud		216400	224700	224700
Débit massique coté calandre (kg/s) - froid			17600	4010
Températures coté tube °C		CP kJ/kg. °c		3,250
CHAUD	Entre (Tce)	-2,7	-2,7	10,3
	Sortie (Tcs)	-5,08	-5,5	-1,6
Températures coté calandre °C		CP kJ/kg. °c		2,340
FROID	Entre (Tfe)	-22,51	-22,59	-17
	Sortie (Tfs)	-15,66	-15,73	-13,2
Ecart de température de fluide chaud (coté tube)		2,38	2,8	11,9
Ecart de température de froid chaud (coté calandre)		6,85	6,86	3,8
Ecart de température à l'entrée (ΔT_e)		12,96	13,03	23,5
Ecart de température à la sortie (ΔT_s)		17,43	17,09	15,4
Ecart de température maximum (ΔT_{max})		19,81	19,89	27,3
Débit thermique fluide chaud (q_{tc}) (kJ/kg.°c)		195361,1	202854,2	202854,2
Débit thermique fluide froid (q_{tf}) (kJ/kg.°c)		11329,5	11440	2606,5
Différence de température logarithmique moyenne ΔT_{LM}		15,1	15,0	19,2
Le flux thermique maximum Φ_{max} (kJ/s)		224437,395	227541,6	71157,45
Le flux thermique utile Φ_{utile} (kJ/s)		77607,075	78478,4	9904,7
Efficacité (ϵ)		0,35	0,34	0,14



Interprétation des résultats



➤ **Figure 21** : profils de température (cas – avant)



➤ **Figure 22** : profils de température (cas – après)

- La différence de température entre le côté tube et le côté calandre de l'échangeur de chaleur HE2 est inférieure à celle de l'échangeur de chaleur HE2 dans le cas de désigne, et même dans le cas du simulateur par rapport au cas actuel, l'efficacité du cas actuel est très bien. Diminution due aux fluctuations du débit de liquide.
- Dans l'échangeur de chaleur HE2, le delta de température (dT) ou la différence de température n'est pas suffisant pour assurer l'échange de chaleur. La transmission peut ne pas se produire ou être très difficile et énergivore.
- Dans HE2, le flux thermique du fluide froid est supérieur à celui du fluide chaud. Dans tous les cas, la différence de température selon x diminue légèrement au cours de l'échange. On dit que les liquides froids chassent les liquides chauds.



Conclusion sur les échangeurs

Une étude comparative des cas avant et après de mis en service de la station BOOSTING (SBC), notamment en ce qui concerne les équipements à l'étude, suggère que la légère variation entre les cas, c'est-à-dire la configuration de la charge, n'intervient pas suffisamment. Affecte les performances de l'échangeur de chaleur HE1 (échangeur de chaleur GAZ/GAZ) et modifie considérablement le débit côté calandre de l'échangeur de chaleur HE2, affectant les performances et l'efficacité de l'échangeur de chaleur.

Il est également conclu que la quantité maximale de chaleur transférée dans les cas avant et après de mis en service de la station BOOSTING (simulations de cas) est limitée par le fluide froid circulant du côté calandre. C'est le fluide qui a la plus faible capacité calorifique (q) et qui subit le plus grand changement de température. La température de sortie du liquide froid de HE1 est proche de la température d'entrée du liquide chaud.

Par conséquent, nous pouvons conclure que d'autres problèmes ont affecté l'efficacité de l'échangeur de chaleur (débit, encrassement).



CONCLUSION GENERALE

La mise en service de la station de refoulement de gaz « Boosting » (SBC) permettra à l'entreprise de maintenir et d'étendre davantage la production de gaz en utilisant les mêmes installations existantes pour répondre à la demande nationale et internationale croissante de gaz naturel. Un niveau qui couvre le niveau international.

Le projet vise également à établir une capacité de compression élevée associée à la chute de pression naturelle du réservoir de Hassi R'mel après l'achèvement de deux projets, Boosting 1 (2004) et Boosting 2 (2009).

Le premier impact de la mise en service de la station Boosting Center (SBC) sur les installations existantes est une réduction significative de la production de condensats.

En raison du changement de la charge d'alimentation en gaz brut de la zone de Hassi R'mel et de l'impact important que ce changement a sur la récupération des condensats après la chute de pression importante dans le réservoir et la mise en service ultérieure du SBC, l'unité doit être exploitée. Avec une grande efficacité.

Après avoir enquêté sur plusieurs pièces d'équipement, nous avons conclu que les opérations de la station avaient un impact sur certaines pièces d'équipement qui nécessitaient de l'entretien et des mises à niveau. Néanmoins, les avantages de l'exploitation de la station sont toujours très importants, soutenus par l'excellence et la compétence des recherches d'ingénieurs visant à augmenter les cadences de production au moindre coût possible.

La modernisation industrielle « le revamping » est le processus de modernisation et de rénovation des installations industrielles existantes pour améliorer les performances, l'efficacité énergétique, la durabilité et la conformité aux normes environnementales et de sécurité en vigueur. La modernisation peut être nécessaire pour adapter une installation à de nouveaux besoins et moyens de production, moderniser des équipements obsolètes ou améliorer la sécurité et la pérennité d'une installation.

Enfin, le projet de renforcement a rempli les obligations contractuelles internationales de l'Algérie, généré des revenus en devises et géré le déclin naturel du gisement de Hassi-R'mel.



REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] A.T. Kearney Energy Transition Institute, (2014)
- [2] <https://www.sefe-energy.fr> - Réserves mondiales de gaz naturel en 2021 - publié 04/08/2021
- [3] <https://www.veolia.com> - L'industrie du pétrole et du gaz face au défi d'un développement durable- Consulté le 20 mars 2023
- [4] Sonatrach ; rapport annuel ; 2019 ; p49
- [5] Sonatrach ; rapport annuel ; 2018 ; p50
- [6] Hagop Demirdjian ; Les combustibles fossiles : formation, composition et réserves ; <https://culturesciences.chimie>; Publié le 15.11.05
- [7] Isabelle DENIAU, Caractérisation géochimique du kérogène associé à l'argile Oligocène de Boom (Mol, Belgique) et évolution sous divers stress thermiques, THESE DE DOCTORAT DE L'UNIVERSITE PARIS VI, 2002, p19
- [8] R. Bertrand et Malo, maturité thermique et potentiel roche mère des roche ordoviciennes a dévonienne de secteur Matapédia – Témiscouata et Bas Saint – laurent, Québec, 2010, p43.44.45.46
- [9] The Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), Qu'est-ce que le gaz naturel? 2023
- [10] Les chiffres clés de l'énergie dans le monde <https://www.connaissancedesenergies.org>; parue le 28 juin 2022
- [11] bp Statistical Review of World Energy 2022
- [12] Agence d'information sur l'énergie (EIA) ; 1998
- [13] Marc-Martin-L ; L'ESSENTIEL À SAVOIR SUR LE GAZ NATUREL ; <https://www.choisir.com>; publié le 16/11/2021 | mis à jour le 09/09/2022



- [14] Joël Barrault, Jacques Bousquet, Jacques Kervennal, Bernard Neff, Bernard Sillion et Christine Travers, l'actualité chimique - juin-juillet 2015 - n° 397-398, p110
- [15] Alexandre Rojey ; Le gaz naturel - production, traitement, transport ; Edition Technip, paris France (1994), p19-20-25-258
- [16] Quels sont les avantages et les inconvénients du gaz naturel ?
<https://ebigaznaturel.com>; Posted 15 novembre 2020
- [17] CHARRON ; traitement du gaz ; 1998 ; p4.24.25.28
- [18] M. Sellami ; Cours de traitement du gaz naturel ; Université Ouargla ; 2012
- [19] Formation professionnalisant (production /Exploitation), IFP TRAINING ; Hassi Messaoud ; Mars 2015.
- [20] ZIAD, Youssef. Etude thermodynamique de la formation d'hydrates en absence d'eau liquide : mesures et modélisation.139p. Thèse de doctorat : Chimie : Lyon, Université Claude Bernard – Lyon 1 : 2009.
- [21] Julia MAGNÉ-DRISCH, Sébastien GONNARD ; Traitement du gaz naturel, déc. 2022
- [22] Noura CHAOUCH ; Traitement et industrie du gaz naturel ; POLYCOPIE, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA ; 2022
- [23] MEKHELFI A ; Evolution des exportations gazières de l'Algérie et son impact au sein de l'OPEC (1970 à 2012) ; 05/2014
- [24] The Algerian Business Performance Review (ABPR) of Kasdi Merbah Ouargla University-Algeria is proud to announce the release of Volume (15), (2014)
- [25] The National Institute of Cartography and Remote Sensing
- [26] Sonatrach ; rapport annuelle 2021
- [27] Sonatrach ; L'énergie du Changement. (S. d.-b) ; <https://sonatrach.com>; consulté le 20-04-2023

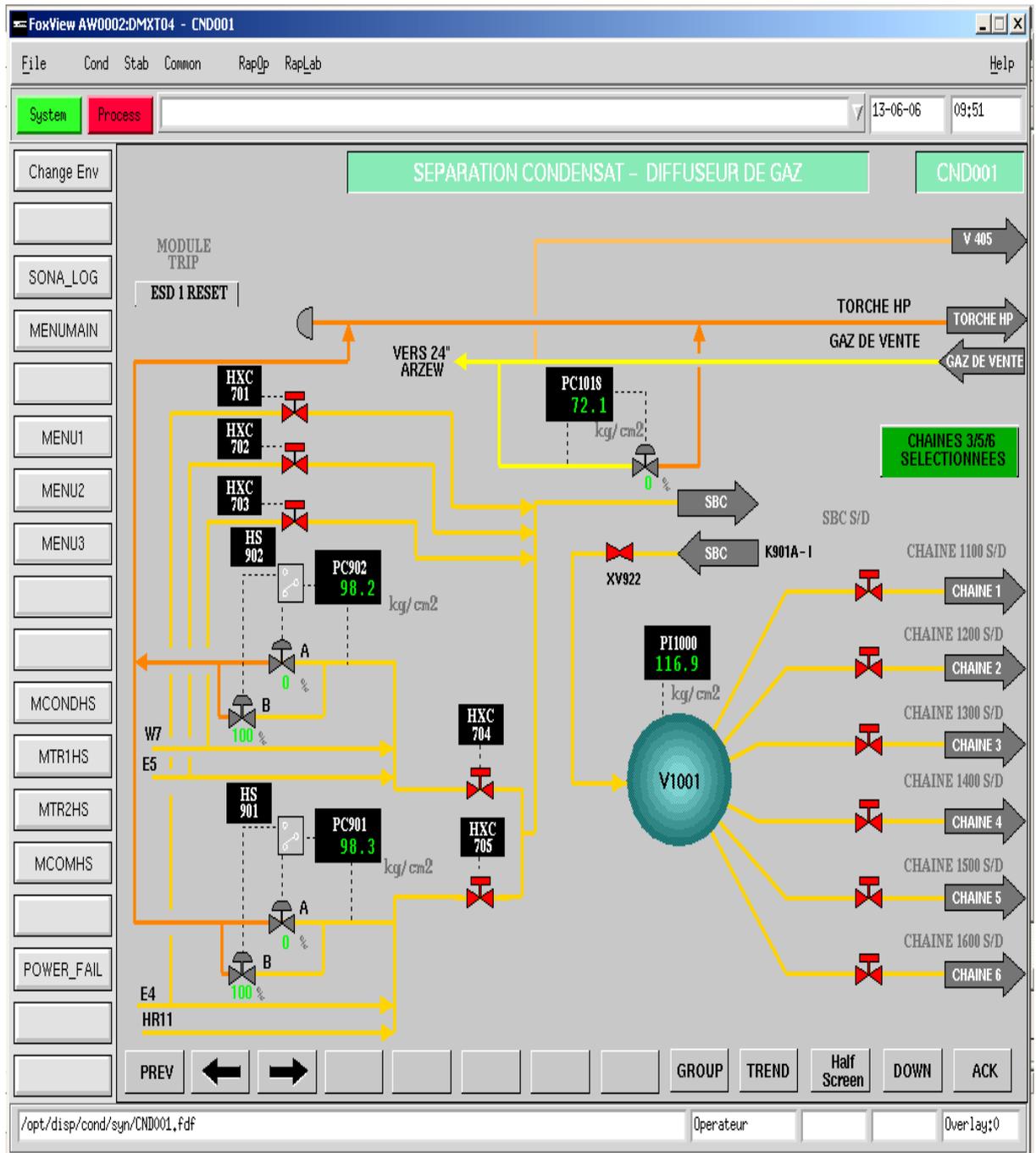


- [28] MM. Jean BERTAUD, Raymond BRUN, Maurice COUTROT, Alfred DEHÉ, Jacques GADOIN, Yves HAMON, René JAGER, Marcel LEBRETON, Modeste LEGOUEZ et Raymond PIN-CHARD, rapport d'information, N°303,1961, p24-25
- [29] Sonatrach ; DESCRIPTION DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION DES HYDROCARBURES & TARIFS DE TRANSPORT, 2021
- [30] Sonatrach ; Fiche technique de la région de Hassi R'mel ; 2022
- [31] Sonatrach ; manuel opératoire du module 0 ; 2022
- [32] Yves JANNOT ; TRANSFERTS THERMIQUES ; Ecole des Mines Nancy; 2012
- [33] MAHIDA Badra ; Simulateurs de procédés ; Polycopie ; UNIVERSITE DJILLALI LIABES SIDI BEL ABBES ; 2022
- [34] Sonatrach ; document interne ; 2010-2022



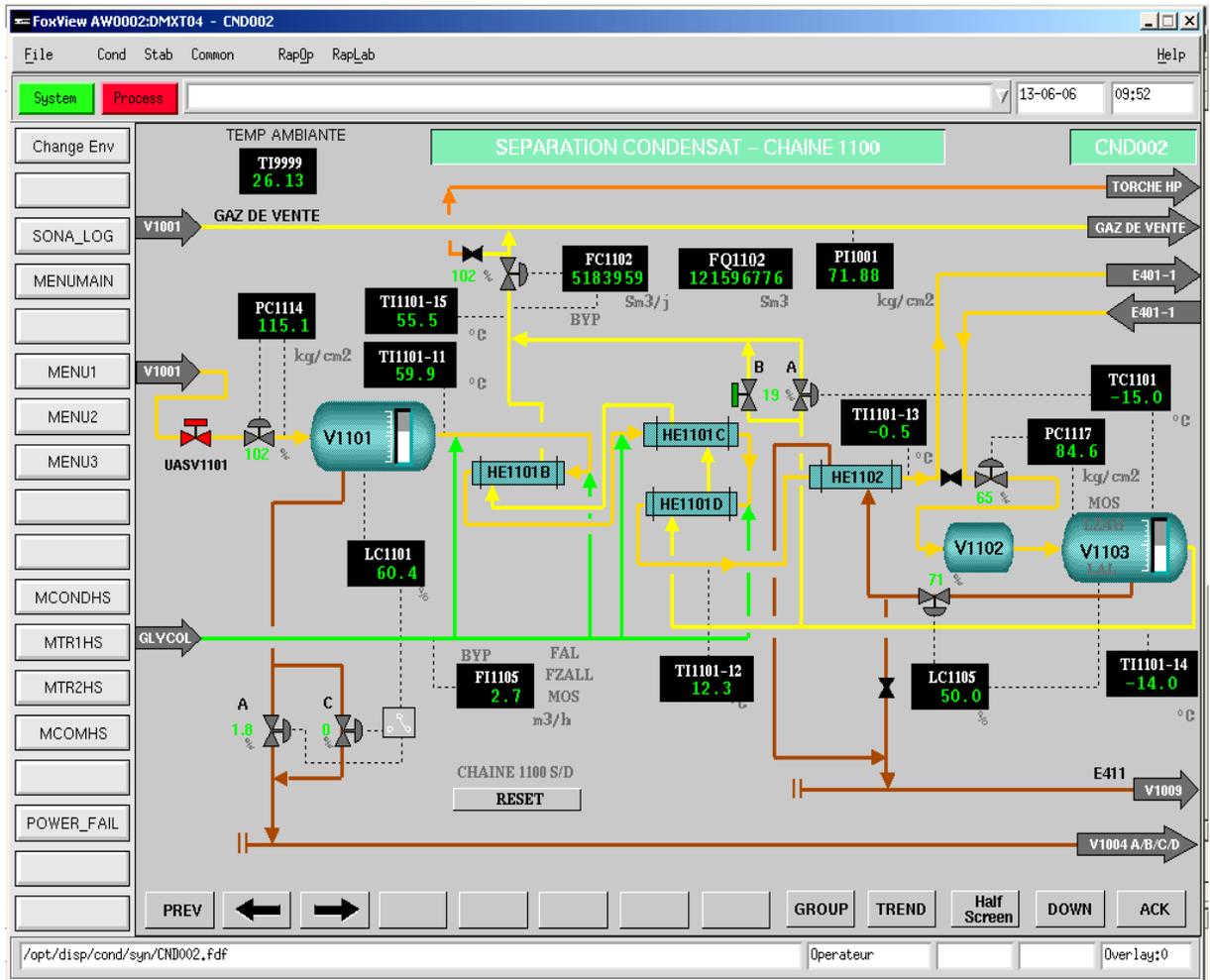
ANNEXES

Annexe 1 : les paramètres d'entrée section HP-MPPO, (affichage DCS) « diffuseur de gaz »



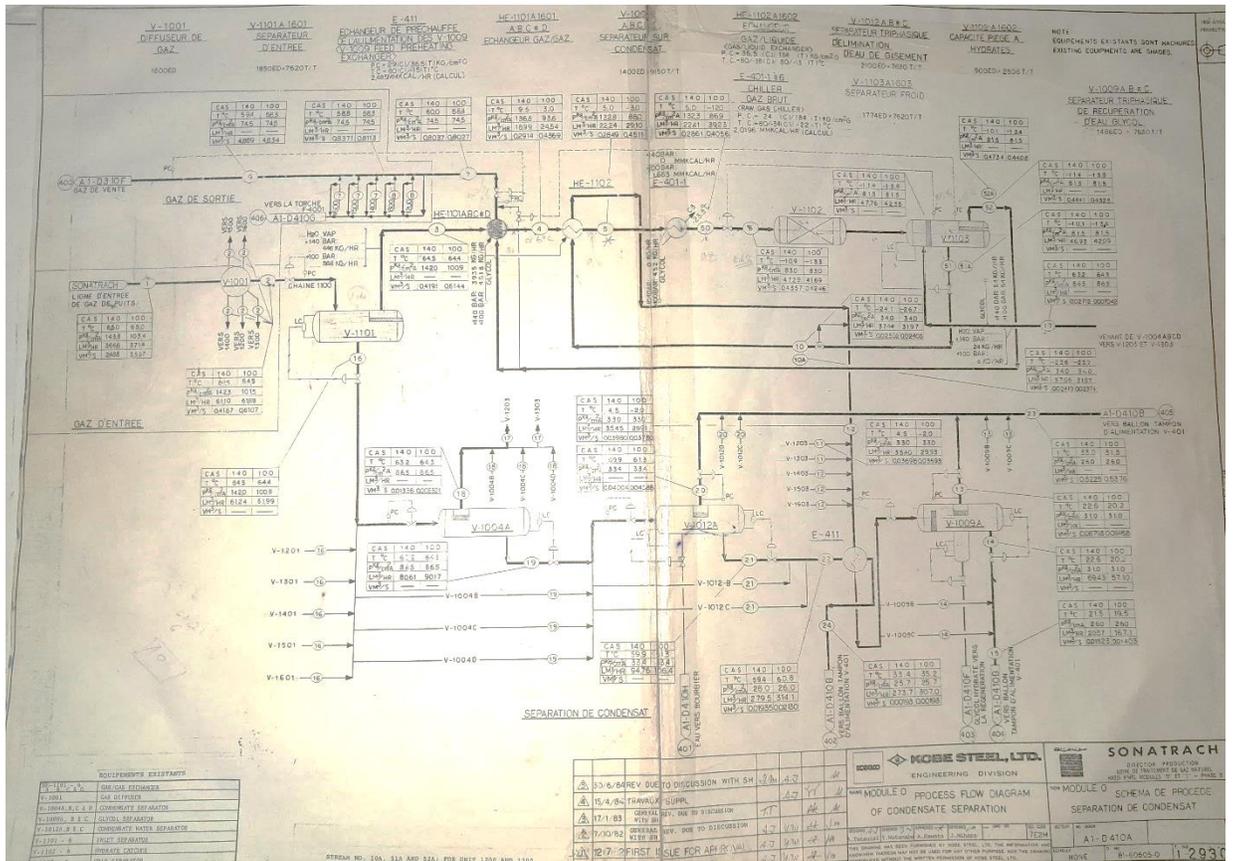


Annexe 2 : paramètres section HP-MPPO année 2006





Annexe 3 : schéma de procédé, séparation de condensat « section HP-MPPO » document désigné





Annexe 5 : analyse chromatographique du gaz – Sonatrach – Hassi R'mel - MPPO

Labo HRC

DIRECTION EXPLOITATION

Année : 2019

RAPPORT ANNUEL - LABO MPPO

GAZ SEC

ANALYSE CHROMATOGRAPHIQUE DU GAZ

Pipes	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆ ⁺	PCS	PM	Densité	C ₂ ⁺	H ₂ O (ppm)	T (°C)	P (kg/cm ²)
GZ0	5,43	0,22	83,88	7,71	1,86	0,25	0,39	0,08	0,09	0,10	9369	18,79	0,650	0,27	34	31,85	60,55
RGZ1	5,42	0,22	84,17	7,58	1,83	0,25	0,36	0,05	0,05	0,08	9328	18,69	0,650	0,18	ISO	36,49	66,45
GZ1	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO
GZ2	5,55	0,22	84,44	7,17	1,80	0,24	0,36	0,06	0,08	0,07	9292	18,66	0,650	0,21	ISO	32,12	63,25
GZ3	2,77	1,37	86,25	7,74	1,37	0,15	0,22	0,05	0,05	0,05	9352	18,46	0,640	0,15	0	39,70	61,88
GZ4	1,22	1,86	87,37	8,05	1,17	0,10	0,14	0,03	0,03	0,03	9399	18,32	0,630	0,09	33	42,96	66,15
GG1	1,90	1,05	89,05	6,51	1,10	0,12	0,17	0,03	0,03	0,04	9313	17,97	0,620	0,10	0	39,88	65,40
GK1	4,00	0,91	84,37	8,26	1,69	0,20	0,32	0,07	0,08	0,09	9422	18,78	0,650	0,24	34	44,81	63,87
GK2	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO
GO1/2	1,38	2,05	85,12	9,64	1,49	0,10	0,14	0,03	0,02	0,03	9516	18,70	0,650	0,08	ISO	47,95	59,19
GO3	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO	ISO
GME	1,06	1,47	89,93	6,33	0,93	0,08	0,12	0,03	0,03	0,02	9289	17,86	0,620	0,08	27	42,37	62,36
GR1/2	1,40	2,17	84,95	9,70	1,43	0,11	0,17	0,04	0,03	0,02	9509	18,74	0,650	0,09	33		67,47
GR3	0,41	0,04	97,83	1,40	0,22	0,02	0,04	0,01	0,01	ISO	8982	16,40	0,570	0,02	40	44,14	67,87
26MO	5,50	0,23	83,70	7,42	2,02	0,29	0,47	0,11	0,12	0,14	9418	18,92	0,650	0,37	39	45,69	67,34
26C	5,42	0,23	83,44	7,81	1,98	0,28	0,46	0,11	0,13	0,15	9443	18,95	0,660	0,39	40		67,38

POINT DE ROSEE HYDROCARBURES

PIPES	T (°C)	P (kg/cm ²)
GO1	-21,8	58,9
GO2	-21,4	59,4

PIPES	T (°C)	P (kg/cm ²)
GME	0,0	0,0
GZ4	-17,3	66,3

GPL

GPL DES TRAINS

	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₅ ⁺	C ₂ ⁻	Densité	OBS
TRAIN 1 + 2	0,00	1,85	58,38	14,24	25,53	0,00	0,00	0,00	1,85	0,530	/

Page : 1 / 2