

République l'Algérienne Démocratique et Populaire

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique**

CENTRE UNIVERSITAIRE D'EL-OUED

INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE

Mémoire de fin d'études

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE

LICENCE ACADEMIQUE

Domaine: Sciences et techniques
Spécialité : Hydrocarburs et chimie
Option : Raffinage

Thème

**Traitement de gaz naturel au niveau champ
Gassi Touil**

Réalisé par :

HAMIDI TAREK

LAIB ABDE RRAZZAK

Encadré par :

Mr. OUCIF KHALED M^{ed} TAYEB

PROMOTION 2011

REMERCIEMENTS

*Mes remerciements les plus respectueux vont à mon promoteur
Mr.OUCIF KHALED M^{ed} TAYEB
qui m'a dirigé et qui a été à la hauteur de sa noble tâche.*

*Nous tenons aussi à remercier profondément tout le
Personnel de GASSI TOUIL :*

Mr. Bezai, chef de Division Exploitation .

*Messieurs : Chelalba, Abadi, Boukhrisse, Bahaz et tous les travailleurs
de la Division Exploitation .*

*Et avec immense plaisir que je présente mes vives gratitudees à tous ceux qui
ont contribué de près ou de loin au déroulement de mon stage pratique.*

Je tiens à remercier également ;

**l'ensemble des enseignants de «Faculté Gènie des Procèdes »*

**nombreuses sont les personnes que nous n'avons pas cité.*

HAMIDI TAREK

LAIB ABDE RRAZZAK

dédicace

**J'ai le grand honneur de dédier ce travail A celui qui ma fait de moi un
homme, mon père.**

A l'être le plus cher de ma vie, ma mère.

A mes frères

Et ma sœur

A toute ma famille et surtout mes grands père

Et mes grandes mère

A tous mes amis, à tous ceux qui sèment le bonheur dans mon chemin.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de raffinage.

A mon cher pays « l'ALGERIE », et ma belle ville « EL-OUED».

A tous ceux que j'aime

ABDE RRAZZAK

dédicace

*J'ai le grand honneur de dédier ce travail A celui qui ma fait de moi un
homme, mon père.*

A l'être le plus cher de ma vie, ma mère.

A mes frères

Et ma sœur

A toute ma famille

*A tous mes amis, surtout " KHALED, MOHAMMED,
ABDE RRAZZAK " à tous ceux qui sèment le bonheur dans mon
chemin.*

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de raffinage

A mon cher pays « l'ALGERIE », et ma belle ville « el-oued».

A tous ceux que j'aime

TAREK

SOMMAIRE

Introduction	1
--------------------	---

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

I-1- Hydrocarbures dans l'histoire	2
I-1-1- Origines	2
I-1-2- Actualité	2
I-2- Répartition des ressources gazières dans le monde	3
I-3- Le gaz dans le monde et en l'Algérie	4
I-3-1- Gaz naturel dans le monde	4
I-3-1-1 Réserves gaz naturel dans le monde	4
I-3-1-2- Durée de vie des réserves gazières	7
I-3-1-3- Production mondiale du gaz naturel	7
I-3-1-4- Consommation mondiale en gaz naturel.....	9
I-3-2- Gaz naturel en l'Algérie	11
I-3-2-1- Développement de l'industrie du gaz naturel en Algérie	11
I-3-2-2- Richesse algérienne en gaz naturel	12
I-3-2-3- Hydrocarbures (production et réserve) an 2010	12
I-3-2-4 Les réserves gaziers en Algérie	13
I-4 Caractéristiques du gaz naturel	14
I-4-1 La densité	14
I-4-2 Pouvoir calorifique	14
I-4-3 Composition chimique	15
I-4-4 Avantages spécifiques du gaz naturel	15
I-4-5 Les différents types de gaz naturel	16
I-5 Transport	16
I-6 Utilisation	17

CHAPITRE-II : GENERALITES SUR LE TRAITEMENT DU GAZ

II-1 Introduction	20
II-2 Procédés de traitement du gaz	22

II-2-1 Différentes procédés de traitement du gaz	22
II-2-2 Les étapes de traitement du gaz	23
II-2-2-1 Elimination de l'eau	23
II-2-2-2 Extraction des l'hydrocarbures liquides	23
II-2-2-3 Stabilisation et fractionnement des l'hydrocarbures liquides	23
II-2-2-4 Recompression Des Gaz Moyenne Pression	24
II-3 Fractionnement des hydrocarbures	24
II-3-1 Fractionnement par réfrigération	24
II-3-2 Cycle frigorifique à compression	24
II-3-3 Fractionnement par distillation à basse température	25
II-3-4 Absorption à l'huile	25
II-3-5 Séparation par adsorption	25
II-4 Techniques de réinjection de gaz	25
II-4-1 Objectif de la réinjection	25
II-4-2 Principe de la compression du gaz de réinjection	26

CHAPITRE-III : PRESENTATION DE LA REGION DE GASSI TOUIL (GT)

III- 1-Introduction	27
III-2-Situation géographique	27
III-3-Histoire des découvertes dans la région Gassi-Touil	27
III-4-Organisation et structure	29
III-5-Les installations d'exploitations	30
III-5-1-Installation de traitement et stockage du brut	30
III-5-2-Installations de traitement du gaz naturel	32
III-5-3-Unité de réinjection de gaz	34
III-5-4 Unité de récupération des gaz associes	34
III-5-5-Unité de fuel gaz	35
III-5-6-Unité de production d'air	36
III-5-7-Unité de traitement des rejets industriels	36
III-6-Energie électrique	37
III-7- Process huile et gaz associe dans la région de Gassi Touil	37
III-8-Process traitement gaz dans la région Gassi Touil	38
III-9-Production total de gaz région	39

III-10-Production total huile région	39
III-11- Ressources Humaines	40

CHAPITRE-IV : UNITE DE TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

IV-1 Procédé initial de traitement du gaz	41
IV-1-1 Spécification gaz traité	42
IV-1-2 Description de l'unité	42
IV-1-3 Description du process	43
IV-1-3-1 Circuit du gaz	44
IV-1-3-2 Circuit du condensat	45
IV-1-3-3 Circuit du DEG	45
IV-2 Nouveau procédé de traitement du gaz (REVAMPING)	46
IV-2-1 Description du nouveau procédé de traitement du gaz	46
IV-2-1-1Circuit du gaz	46
IV-2-2-2 Circuit condensâts	47
IV-2-2-3 Circuit DEG	47

CHAPITRE-V : MODELISATION ET SIMULATION PAR HYSYS

V-1 Introduction	48
V-2 Principes de fonctionnement et rôle des simulateurs	48
V-3 Modes de fonctionnement des simulateurs	49
V-4 Concepts et caractéristiques du simulateur HYSYS	50
V-4-1 Concepts de base du simulateur HYSYS	50
V-4-1-1 Environnement de simulation	51
V-4-2 Caractéristiques principales de HYSYS	53
V-5 Simulation du processe du Gassi Touil	56
Conclusion	59
Bibliographie	

INTRODUCTION

Le gaz naturel constitue une source d'énergie qui prend de plus en plus d'importance dans la consommation énergétique mondiale. Cet intérêt trouve ses origines dans les crises pétrolières et dans les préoccupations liées à la protection de l'environnement.

Outre l'accroissement de la consommation, le développement du marché mondial du gaz naturel est également lié au mouvement de libéralisation et de démantèlement des monopoles historiques. Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. Elle représente le cinquième de la consommation énergétique mondiale.

La présente étude constitue de cinq chapitres.

Le premier est une étude piégraphique rassemblant des généralités sur le gaz naturel leur historique, leur production et consommation du monde et en l'Algérie, et la Caractéristique du gaz naturel.

Le deuxième est réservé aux généralités sur les procédés et les techniques de traitement.

Dans le troisième et quatrième chapitres on a donné une description de lieu de stage et le procédé de traitement du gaz au niveau Gassi Touil.

Pour arriver aux meilleures conditions de travail on a effectué une simulation du processus par HYSYS. La simulation et le résultat obtenue sont groupés dans le cinquième chapitre.

Enfin pour finaliser ce modeste travail une conclusion rassemble l'importance du gaz naturel et discussion des résultats obtenues.

I- GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

I-1- Hydrocarbures dans l'histoire [1] :

I-1-1- Origines:

Plusieurs siècles avant J-C, ils avaient mis au point des techniques de forage pour obtenir du sel, Ils rencontraient parfois des accumulations de Gaz Naturel.

Le Gaz était alors capté en tête de puits par des tubes de bambou, et servait à alimenter les chaudières salines; il assurait en outre l'éclairage des rues et des halles, l'excédent était comme aujourd'hui brûlé à l'air libre.

I-1-2-Actualité :

Il est indubitable que l'histoire du Moyen-Orient est écrite à l'encre du pétrole. Les enjeux stratégiques de cette matière première essentielle dont à l'origine de principaux accords déterminants de la région, à l'instar du traité Franco-Anglais « GEORGE PICOT –MARK SYKES ».

Mais il faut attendre l'entre deux guerres pour voir les accords entre compagnies pétrolières détrôner les accords d'états.

A la fin des années 50 les hydrocarbures « pétrole et gaz »représentent 50%des sources d'énergie dans le monde.

Il est facile de comprendre que les années 50, qui consacrent les hydrocarbures comme première source d'énergie dans le monde vont également imposer une stratégie mondiale de diversification des zones d'approvisionnement, notamment pour les pays consommateurs dépendants des gisements extérieurs.

Il n'est donc pas étonnant que ce soit à cette période que les gisements de Hassi Messaoud, Hassi R'mel et Edjelé soient découverts en Algérie colonisée, ainsi que d'autres gisements en Afrique (Libye, Gabon et Nigeria entre autres).

Il faut cependant attendre les années 60, 70 pour s'apercevoir que les prix des hydrocarbures étaient extrêmement bas et favorisaient la croissance de l'économie mondiale en même temps qu'un gaspillage inouï des ressources énergétiques non renouvelables.

De là, apparût la guerre des prix « chocs pétroliers » dans une volonté de réajustement décidé alors par les Etats Unis et des compagnies pétrolières qui contrôlent le marché.

A l'orée de l'an 2000, et après l'effondrement du bloc socialiste, la concentration au Moyen Orient de la production mondiale d'hydrocarbures est plus que jamais un élément déterminant de la sécurité et de la stabilité dans le monde.

Toutes les nations reconsidèrent leurs alliances respectives en fonction de cette donnée essentielle.

I-2- Répartition des ressources gazières dans le monde [5] :

Les découvertes gazières se sont étendues progressivement à la totalité des continents, au début de 1990, on comptait 73 pays possédant des réserves gazières significatives supérieures à (20 milliards Tep).

L'énergie du nord représentait en 1960 la moitié des réserves mondiales. En 1990 les réserves prouvées ne représentaient qu'environ 6% de la totalité mondiale avec 7580 milliards m³.

L'Amérique latine est une grande région gazière de 2000 milliards m³ de réserves prouvées entre 1965 et 1975.

Grâce aux découvertes au Mexique, Argentine, Chili, Venezuela, Brésil, Pérou, elle passe à 7000 milliards m³ pour représenter 5.5 % de l'ensemble des réserves mondiales.

Les réserves prouvées de l'Europe occidentale se concentrent aux Pays Bas, la Mer du Nord Britannique, la Norvège, l'Irlande, l'Italie, et le Danemark avec une totalité de 5500 milliards m³.

Les réserves gazières de la CEI(communions des états indépendants) passent de 2000 milliards m³ entre 1960 à 52000 milliards m³ en 1990.

Ces ressources se localisent principalement en Sibérie et en Asie centrale.

En Afrique, suite aux découvertes gazières en Algérie, Nigeria et en Libye, le volume des réserves s'est stabilisé entre 7000; 8000 milliards m³.

Au Moyen-Orient les réserves de 38 000 milliards m³ se répartissent entre l'Iran, et les Pays du Golf (Qatar, Emirates et l'Arabie Saoudite).

I-3- Le gaz dans le monde et en Algérie :

I-3-1- Gaz naturel dans le monde :

I-3-1-1 Réserves gaz naturel dans le monde [1] :

Supérieures à celles du pétrole, les réserves prouvées de gaz naturel dans le monde sont très abondantes.

Avec 150 milliards gigatonnes d'équivalents pétrole (Gtep), elles représentent 65 années de production actuelle. Quant aux réserves ultimes restantes de gaz dans le monde, les experts les évaluent entre 300 et 450 Gtep.

Ils affirment que l'on n'a encore que peu entamé le potentiel ultime initial de gaz, soit pas plus de 10 ou 15 %.

Depuis 1980, les réserves prouvées mondiales de gaz naturel se sont accrues de 3.6% par an en moyenne (2.4% pour le pétrole), une progression justifiée par les très nombreuses découvertes et les réévaluations de réserves sur les gisements existants.

Le volume des réserves a ainsi plus que doublé entre 1980 et 2005, passant de $77 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ à $180 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, en hausse de $4 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ en moyenne chaque année.

En 2004, le ratio réserves prouvées/production annuelle s'établissait à 65 contre 40,5 pour le pétrole.

Mais ces chiffres ne comprennent pas les réserves de gaz « inexploitable », qui ont été estimées à 25000 milliards m^3 , équivalentes à environ 14% des réserves vérifiées.

Environ 70% des réserves gazières mondiales sont concentrées dans deux régions le Moyen Orient et la CEI et leur répartition géopolitique reste malgré tout assez similaire à celle du pétrole.

Avec $88.9 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, les pays de l'OPEP disposent d'environ 50% des réserves gazières totales, par rapport à 75% dans le cas du pétrole.

La CEI bénéficie d'une situation plus avantageuse dans le cas du gaz, avec 32% des réserves gazières contre seulement 10.2% des réserves de pétrole.

Dans le cas des pays OCDE, la situation n'est guère différente dans un cas comme dans l'autre, avec 10% des réserves de gaz et 7% des réserves pétrolières.

Qu'on le veuille ou non, l'offre sera de plus en plus dominée par trois grandes zones d'exportation : la Russie, le Moyen Orient et l'Afrique du Nord.

RUSSIE :

Avec les plus grandes réserves de gaz au monde, environ 47 000 milliards mètres cubes, soit dix fois plus que celle de l'Algérie, le premier producteur au monde de gaz avec environ 630 milliards mètres cubes par an et premier exportateur de gaz au monde avec 200 milliards de mètres cubes par an, la Russie est courtisée par les plus grands pays consommateurs, compris les Etats-Unis.

EUROPE :

L'Europe occidentale doit faire face à la fois à la faiblesse de ses réserves, compte tenu de ses besoins de consommation, et à une dépendance de plus en plus marquée envers des sources extérieures d'approvisionnement.

Concentrées à raison de 90 % dans trois pays seulement la Norvège, le Royaume-Uni et les Pays-Bas, les réserves prouvées étaient estimées à 6 232 Gm³ au 1er janvier 2005, en baisse de 1 % par rapport à leur niveau un an auparavant, alors que les réserves mondiales ont entre-temps grimpé de 1,5 %. L'Europe ne détient plus que 3,4 % du total des réserves mondiales.

AMERIQUE DU NORD:

Les réserves prouvées nord-américaines sont en baisse et ne représentent plus que 6 940 Gm³, soit 3,8 % des réserves mondiales, alors que l'Amérique du Nord a absorbé, en 2005, 29,4 % de la consommation totale.

Au rythme actuel, les réserves prouvées permettront de tenir dix ans, contre une moyenne mondiale de soixante-cinq ans.

Non moins inquiétant est le résultat très décevant des efforts considérables qui ont été déployés pour découvrir de nouveaux gisements.

En 2005, 2000 puits d'exploration étaient creusés chaque mois, alors qu'ils n'étaient que 830 en 1990.

AFRIQUE :

Les réserves africaines (7,8% des réserves mondiales) sont détenues par quelques pays qui disposent de l'infrastructure adéquate pour l'exploitation et la commercialisation, à savoir l'Algérie, le Nigeria, l'Egypte et la Libye.

Même si la terre africaine est riche en gaz, seulement 1% de la population africaine - situé pour la plupart en Afrique du Nord - en bénéficie.

Pour remédier à cette situation, un business plan a été établi, focalisant le déploiement de Sonatrach vers les régions de l'Afrique du Nord, les pays du Sahel et de l'Afrique de l'Ouest.

ALGERIE [5] :

En Algérie, des spécialistes dans le domaine de l'énergie estiment que sur les réserves algériennes initiales prouvées d'environ 4600 milliards mètres cubes, (qui sont appelés à s'élever à 8 trillions de mètres cubes à la faveur des nouvelles prospections dans le grand Sahara) 80% d'entre elles sont considérés récupérables actuellement, mais uniquement 15% de ces réserves ont été produits à ce jour.

Environ 1000 autres milliards de mètres cubes de gaz sont considérés aujourd'hui comme réserves probables et possibles.

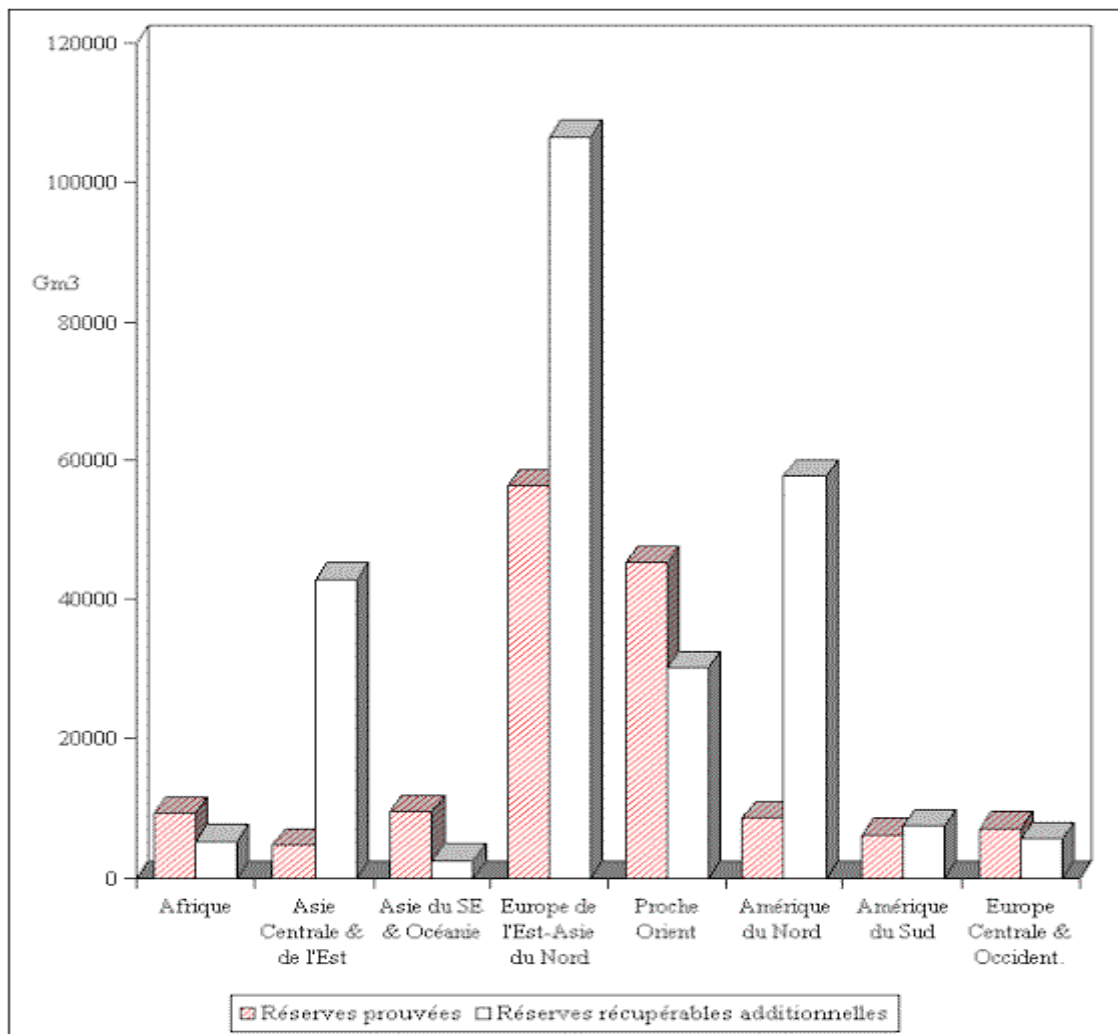


Fig .I-1 : Réserves de gaz naturel dans le monde

I-3-1-2-Durée de vie des réserves gazières :

La durée de vie (rapport des réserves à la production d'une année donnée) des réserves totales mondiales de gaz est actuellement de 187 ans.

Elle est de 68 ans sur la base des seules réserves prouvées, chiffre sensiblement supérieur à celui de 45 ans pour le pétrole.

Selon le scénario, la durée de vie des réserves totales connues sera comprise entre 99 et 124 ans en 2010 après déduction des quantités consommées d'ici là.

Les réserves mondiales de gaz sont donc abondantes; leur accroissement a couvert deux fois la production intervenue ces trois dernières années.

Elles permettront de fournir les quantités de gaz nécessaires durant le siècle prochain et au-delà.

I-3-1-3-Production mondiale du gaz naturel [1]:

La concentration de la production de gaz naturel dans deux pays CEI (commutons des états indépendants) et les Etats Unis qui contribuent pour plus de 50% à la production annuelle est très frappante.

Le classement des pays producteurs illustre surtout les problèmes liés au coût élevé du transport du gaz naturel hors CEI et USA.

Les principaux producteurs sont proches des grandes marches consommateurs : Canada (USA) Pays- Bas, Royaume-Uni et Algérie (Europe).

L'offre mondiale croît rapidement pour se situer dans l'intervalle 2520-2890 Gm³/an en 2000, puis dans l'intervalle 2960-3640 Gm³/an en 2010.

Cette croissance se ralentit ensuite dans les deux scénarios, le niveau d'offre potentielle en 2030 étant compris entre 3110 et 4130 Gm³/an.

La répartition géographique de l'offre potentielle est présentée dans les tableaux 1 et 2.

Tableau -1: Offre potentielle de gaz - Scénario haut (en Gm³)

Unité: Gm ³	Réalisé	Potentiel			
1 Gm ³ = 10 ⁹ m ³	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	82	136	199	229	230
Asie Centrale et de l'Est	77	142	187	224	255
Asie du Sud Est et Océanie	125	180	219	269	305
Europe de l'Est - Asie du Nord	698	984	1289	1397	1400
Proche-Orient	143	242	373	476	552
Amérique du Nord	714	746	880	943	1026
Amérique du Sud	75	117	163	181	199
Europe Centrale et Occidentale	250	344	330	269	166
Monde	2,164	2,891	3,640	3,988	4,133

Tableau -2: Offre potentielle de gaz - Scénario de référence (en Gm³)

Unité : Gm ³	Réalisé	Potentiel			
1 Gm ³ = 10 ⁹ m ³	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	82	134	168	189	192
Asie Centrale et de l'Est	77	116	142	155	165
Asie du Sud Est et Océanie	125	171	200	204	210
Europe de l'Est - Asie du Nord	698	714	893	947	950
Proche-Orient	143	232	331	408	464
Amérique du Nord	714	734	801	833	854
Amérique du Sud	75	101	131	149	155
Europe Centrale et Occidentale	250	318	290	203	117
Monde	2,164	2,520	2,956	3,088	3,107

L'offre potentielle augmente régulièrement en toutes régions, sauf en Europe Centrale et Occidentale où elle commence à décliner lentement après l'an 2000.

Cette baisse n'est significative qu'après 2010 ce qui est une évolution favorable par rapport au précédent rapport où la chute entre 2000 et 2010 fût assez rapide.

On notera en outre que des réserves importantes se trouvent à des distances de transport moyennes dans les régions environnant l'Europe Centrale et Occidentale.

Les prévisions relatives à l'offre enregistrent des variations mineures comparées à celles des études précédentes

I-3-1-4-Consommation mondiale en gaz naturel [1]:

✓ Demande actuelle de gaz :

Entre 1985 et 1995, la demande mondiale d'énergie a augmenté à un rythme moyen de 1,6 % par an pour atteindre 338 EJ.

Durant la même période, la croissance a été de 2,2 % par an pour le gaz naturel dont la consommation a atteint 2120 Gm³ (78 EJ) en 1995, soit presque 23 % de la demande d'énergie.

Cette croissance de la demande de gaz est proche des prévisions à court terme des études réalisées au triennat précédent.

Elle est observée en toutes régions, sauf toutefois en Europe de l'Est Asie du Nord où une diminution importante a été enregistrée durant le dernier triennat.

✓ Demande potentielle d'énergie et de gaz :

La consommation mondiale d'énergie continuera de croître pour atteindre 475 EJ en 2010 et 680 EJ vers 2030, soit plus de deux fois le niveau actuel.

La croissance sera modérée dans les pays développés qui continueront à investir pour améliorer l'efficacité des usages de l'énergie.

Au contraire, une forte augmentation est attendue dans les nouveaux pays industrialisés et les pays en voie de développement, en particulier en Asie et en Afrique, en raison de la croissance de la population et de l'implantation d'activités grosses consommatrices d'énergie aujourd'hui localisées dans les pays développés.

Le scénario de référence pour la demande potentielle de gaz se place dans ce contexte. Selon ce scénario, la demande mondiale atteindra 2550 Gm³ (93 EJ) en 2000, 3200 Gm³ (117 EJ) en 2010 et 4100 Gm³ (150 EJ) en 2030, comme le montrent le tableau 3. La part du gaz dans la demande mondiale d'énergie dépassera 24 % en 2010.

Les estimations sont très proches des prévisions de l'étude précédente pour l'an 2000. Elles sont par contre plus optimistes pour le long terme (supérieures à 10% en 2030).

L'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie du Nord resteront les principaux marchés gaziers, mais la demande de gaz croîtra plus modérément dans ces régions que dans d'autres.

Le gaz sera néanmoins l'énergie ayant la plus forte croissance dans ces régions avec de nouvelles perspectives notamment dans les domaines de la production d'électricité et du transport (GNV).

Dans tous les secteurs de consommation, le gaz naturel contribuera à l'amélioration de l'environnement. C'est dans les autres régions du monde, et en particulier dans les régions Afrique, Asie Centrale et de l'Est et Proche-Orient que les taux de croissance les plus élevés seront observés. Ces régions verront leur part dans la demande mondiale de gaz passer de 16 % aujourd'hui à 26 % en 2030.

Ces prévisions sont en évolution par rapport à celles de 1994. La croissance attendue en Europe Centrale et Occidentale est légèrement plus modérée alors qu'elle est au contraire revue nettement à la hausse au Proche-Orient, en Asie Centrale et de l'Est.

Tableau -3: Demande mondiale de gaz par région (Cas de base)

Unité : Gm³	Réalisé	Potentiel				
(1 Gm³=10⁹m³)	1994	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	43	49	68	105	145	177
Asie Centrale & de l'Est	139	145	233	342	441	526
Asie du Sud Est et Océanie	68	74	103	132	157	185
Europe de l'Est - Asie du Nord	548	522	614	740	812	883
Proche-Orient	128	144	203	278	337	388
Amérique du Nord	698	727	760	899	980	1,082
Amérique du Sud	68	75	99	134	164	197
Europe Centrale et Occidentale	356	384	467	560	614	650
Monde	2,048	2,120	2,547	3,190	3,650	4,088

Tableau -4: Demande mondiale de gaz par région (Scénario Alternatif).

Unité : Gm ³	Réalisé	Potentiel				
(1 Gm ³ =10 ⁹ m ³)	1994	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	43	49	64	98	138	168
Asie Centrale et de l'Est	139	145	201	265	322	373
Asie du Sud Est et Océanie	68	74	89	103	115	131
Europe de l'Est - Asie du Nord	548	522	570	652	685	720
Proche-Orient	128	144	191	247	283	313
Amérique du Nord	698	727	730	755	773	784
Amérique du Sud	68	75	96	121	141	163
Europe Centrale et Occidentale	356	384	437	494	524	543
Monde	2,048	2,120	2,378	2,735	2,981	3,195

La sensibilité de ces prévisions au jeu d'hypothèses est importante, comme le montre la croissance limitée du scénario alternatif du tableau 4.

En Amérique du Nord notamment, l'hypothèse d'une croissance économique réduite pèse fortement sur la demande d'énergie; dans ce cas, la consommation de gaz croît très lentement au-dessus du niveau actuel.

En Europe de l'Est Asie du Nord, le potentiel du marché gazier est réduit de presque 20% si l'on suppose que l'évolution économique générale conduira à une stagnation de la production industrielle.

I-3-2- Gaz naturel en l'Algérie :

I-3-2-1-Développement de l'industrie du gaz naturel en Algérie [5]:

A la fin de 1953, plusieurs compagnes de sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'Mel, un premier forage (HR-1-) a été réalisé en 1956.

Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz.

Ce premier développement du champ permet de préciser le viciés des niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers

un gazoduc reliant Hassi- R'Mel à Arzew, le condensât était évacué à Haoudh el Hamra via l'oléoduc « N°8 ».

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards m³ et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974 : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.10⁶ m³/j, un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.).

Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc trans-méditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovaquie via la Tunisie.

I-3-2-2-Richesse algérienne en gaz naturel [3]:

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de Hassi-R'Mel, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de Ain- Salah qui sera exploité en l'an 2002.

L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m³. Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.

I-3-2-3-Hydrocarbures (production et réserve) en 2010 [5]:

Les réserves algériennes en gaz naturel sont évaluées à 5000 milliards de m³ prouvés, ce qui place notre pays au 5^{ème} rang mondial des pays détenteurs de gaz naturel.

La production algérienne de gaz naturel assurée par sept principaux gisements devra

atteindre à l'année 2005 selon les estimations initiales 2350 milliards m³ dont 750 milliards de m³ de gaz commercial 344 milliards de m³ de réinjection 330 milliards de m³ de condensât 100 milliards de tonnes de GPL.

I-3-2-4 Les réserves gazières en Algérie [4]:

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à $4,077.10^9$ m³.

Au cours des dix dernières années les bassins de BERKINE et d'ILLIZI ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%.

Parmi les autres bassins de BERKINE qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin de OUED MYA ou ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de TIMIMOUN et HASSI MESSAOUD.

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7 Milliards \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées.

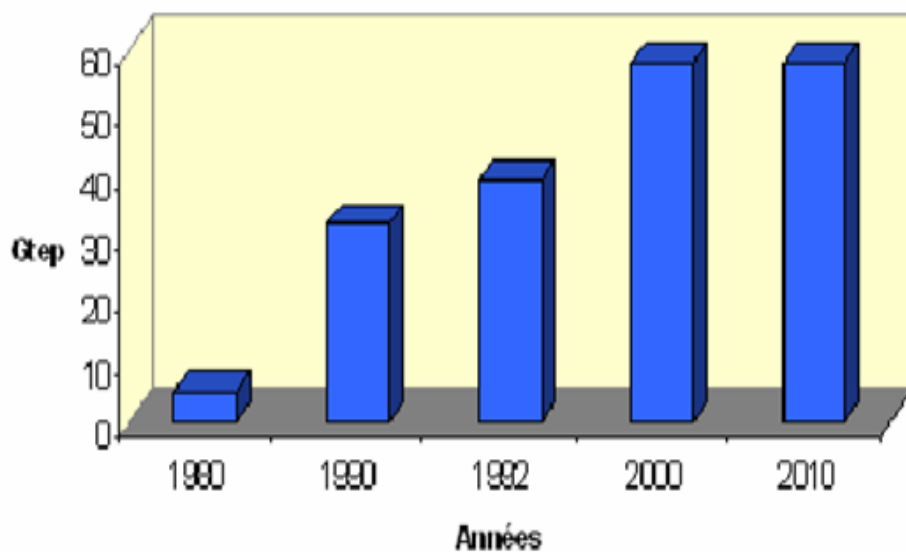


Fig. I-2: Production du gaz naturel en Algérie

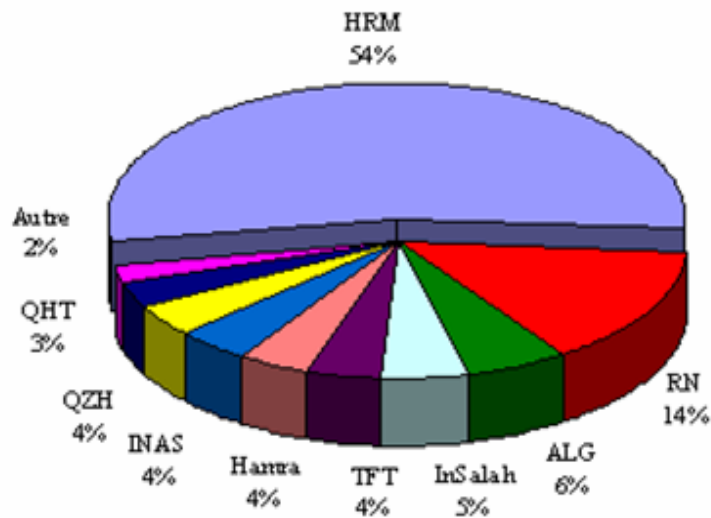


Fig.I-3:La répartition de réserves gazières en

I-4 Caractéristiques du gaz naturel [8]:

I-4-1 La densité :

La densité d'un gaz est le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de température et de pression.

Elle peut également être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation suivante :

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

I-4-2 Pouvoir calorifique :

Il représente la quantité de chaleur dégagée lors de la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Il s'exprime par [joules/m³].

Il existe deux types de pouvoir calorifique :

- pouvoir calorifique supérieur (PCS): correspondant à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion (hydrogène ou produits d'hydrogène) sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant à l'état liquide.
- pouvoir calorifique inférieur (PCI) :

Correspondant à la combustion dans laquelle l'eau resterait à l'état vapeur. Le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur qui est égale à la chaleur latente de vaporisation de l'eau.

I-4-3 Composition chimique :

Elle est utilisée pour l'étude de vaporisation. Elle sert aussi à calculer certaines des propriétés du gaz en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de l'exploration (extraction des produits liquides).

I-4-4 Avantages spécifiques du gaz naturel :

Les avantages spécifiques du gaz naturel tiennent à ses caractéristiques de combustion, de pureté, et sont également liés à l'état physique du produit.

En effet, le gaz naturel, inodore, incolore, composé en majeure partie de méthane (70 à 95%) (en plus des composants plus lourds en proportions variables selon la provenance géographique), est le combustible fossile le plus respectueux de l'environnement.

Car il ne contient presque pas de soufre responsable des pluies acides et sa combustion à énergie produite équivalente émet moins d'oxydes d'azote et de dioxyde de carbone (CO₂) (20 à 25% en moins de CO₂ que le pétrole et jusqu'à 40% moins que le charbon).

Bien que les valeurs faibles de la vitesse de déflagration aient fait du gaz naturel, les premiers temps, un combustible difficile à brûler, on dispose maintenant de brûleurs parfaitement adaptés.

Par ailleurs, sa plage d'inflammabilité relativement faible montre une moins grande aptitude à la formation de mélanges explosifs en cas de fuite.

Enfin, son pouvoir calorifique élevé valorise les capacités de transport préexistantes.

La pureté du gaz naturel représente un incontestable avantage; Elle limite les frais d'entretien en évitant la corrosion, et permet un très haut rendement thermique et l'obtention de produits de bonne qualité.

De plus, la constance de la composition du gaz naturel facilite le réglage des appareils d'utilisation.

L'état physique du gaz naturel n'est pas particulier à ce dernier, cependant les avantages qu'il présente sont plus sensibles que pour les autres combustibles gazeux.

Par comparaison avec les combustibles solides ou liquides, il faut citer le gain de place (suppression des stockages et des manutentions), la souplesse d'emploi due à l'absence d'inertie de l'alimentation et à la facilité de réglage du débit, et l'absence de cendres.

I-4-5 Les différents types de gaz naturel :

Selon la composition et la disparité régionale, on distingue généralement trois types de gaz naturel :

- 1- Le gaz non associé qui n'est pas en contact avec l'huile.
- 2- Le gaz associé « de couverture » (gas-cap gas) qui surmonte la phase huile dans le réservoir.
- 3- Le gaz associé dissout dans l'huile dans les conditions du réservoir.

En outre, un gaz sec est un gaz qui ne contient pas de produits facilement condensables à la température et la pression ambiante (c'est-à-dire qu'il est composé de méthane, d'éthane, et de quelques impuretés non condensables : gaz carbonique, azote etc....).

En fait, aucun gaz n'est sec à proprement parler, on a coutume cependant d'appliquer cette définition aux gaz dont la fraction condensable est faible.

Un gaz naturel est dit humide lorsque, par refroidissement jusqu'à la température ordinaire, il permet d'obtenir une phase liquide.

Un gaz naturel est dit à condensat lorsque la composition des hydrocarbures qu'il renferme est telle qu'une détente isotherme produit une phase liquide.

I-5 Transport [2]:

Il est de nature beaucoup plus difficile que dans le cas du pétrole, cela explique que pendant longtemps les gisements de gaz n'intéressaient les compagnies que s'ils étaient relativement proches des lieux de consommation, tandis que les gisements trouvés dans des endroits isolés n'étaient développés que si leur taille justifiait les infrastructures nécessaires.

Avec l'augmentation de la rentabilité des gisements, et le développement du transport, plusieurs gisements qui étaient vus comme sub-commerciaux, sont maintenant profitables.

Le moyen de transport le plus répandu est le gazoduc. Cependant, le GNL est en plein essor, transporté par méthanier, il offre une plus grande flexibilité d'approvisionnement, permet d'éviter les problèmes avec les pays de transit, et de

diversifier les sources d'approvisionnement, en plus, au-delà d'une certaine distance, il devient moins cher que le transport par gazoduc.

I-6 Utilisation [2]:

En un demi siècle, l'expansion gazière a été jalonnée de revirement de tendances, les craintes de raréfaction des ressources qui ont conduit à l'adoption de mesures de politique énergétique qui visaient à réserver le gaz naturel pour des usages nobles (directive européenne interdisant l'utilisation du gaz naturel dans les centrales thermiques) en est le meilleur exemple.

Puis, l'ancien parent pauvre du pétrole, qui n'a à priori pas de marché captif, a rapidement acquit ses lettres de noblesse grâce à une grande souplesse d'utilisation par rapport aux énergies concurrentes, cette supériorité technique est particulièrement notable dans le domaine de la production d'électricité, il assura 20% de l'électricité au niveau mondial en 2006, et cette part ne cesse d'augmenter (les nouvelles installations en cycle combiné devraient absorber la moitié de la croissance mondiale attendue de gaz naturel) (Fig. 4).

Chez les particuliers, 30% de la consommation de gaz est destiné au secteur résidentiel/ tertiaire (notamment pour le chauffage, l'eau chaude et la cuisson).

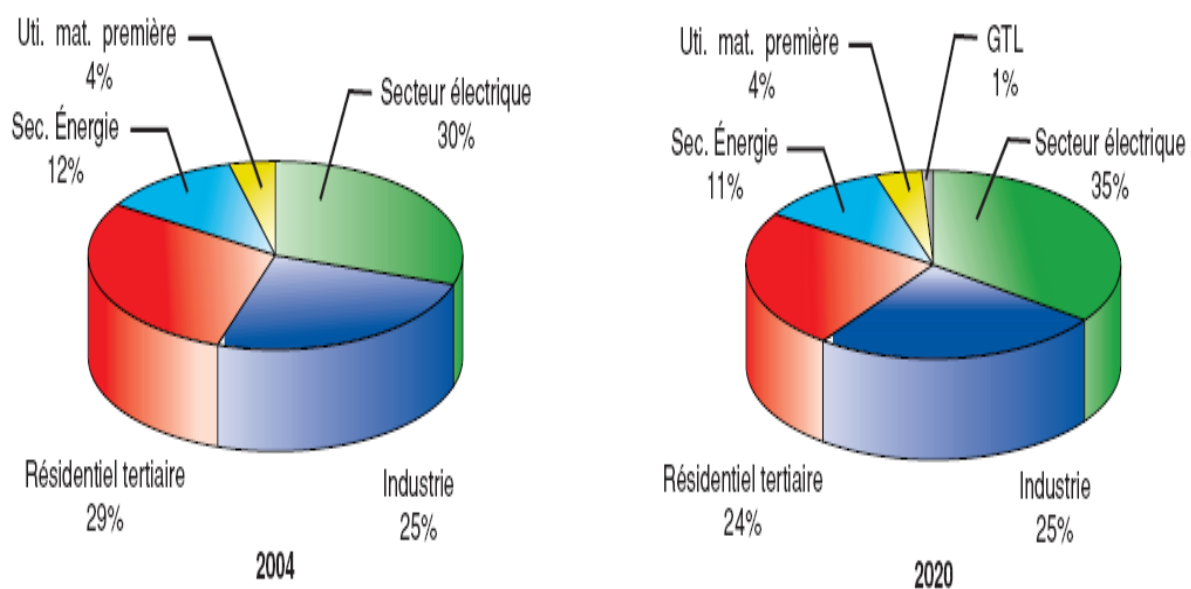
Le nouvel or bleu est aussi la matière première d'une bonne partie de l'industrie chimique et pétrochimique, à la quasi-totalité de la production d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac, produits de base pour les industries d'engrais, de résines plastiques, solvants et du raffinage de pétrole (pour les additifs).

Toutefois, cette utilisation reste en retrait avec 4% de la production de gaz par rapport à l'industrie qui en absorbe 25%.

Enfin, depuis quelques années, après le GPL carburant, le gaz naturel comprimé en bouteilles est utilisé comme carburant pour les véhicules (GNV), plus d'un million de véhicules roulent avec dans le monde, en particulier en Argentine et en Italie.

Mentionnons également que du gazole synthétique, qui ressemble à s'y méprendre au gazole, peut être fabriqué à partir du gaz naturel, la conversion chimique du gaz en carburant liquide (GTL/ gas to liquid), pourrait constituer un nouveau débouché et une alternative intéressante offrant un carburant diesel de haute qualité (absence de soufre et d'aromatiques, indice de cétane très élevé) qui peut être directement utilisé sans adaptation du moteur.

Cependant, son développement est difficile, encore handicapé par un faible rendement énergétique par rapport aux produits pétroliers (55 à 60%), des coûts élevés et de fortes émissions de dioxyde de carbone liées à la production.



Source : CEDIGAZ.

Fig.I-4 : Répartition des usages du gaz en 2004 et 2020

➤ **Exemple l' utilisation du GPL carburant :**

Si les projecteurs de l'actualité se braquent aujourd'hui sur le GPL/C, il n'en pas moins une déjà une longue histoire.

Dés **1912**, aux USA le GPL / C alimentait les voitures, mais cette innovation est restée sans lendemain, car il n'était utilisé que comme carburant de substitution en cas de crises. Il fallut attendre les années **80** pour que la fiscalité devienne favorable dans certains pays et permette le développement des voitures équipées de la bi-carburant.

Le GPL/C est largement prouvé ses qualités à être un carburant alternatif avantageux tant au plan économique qu'un plan écologique .Actuellement de nombreux pays possédant une flotte de véhicules roulant au GPL/C, ce sont principalement :

Les Pays-Bas, le Japon, l'Italie, l'Allemagne, la Grande -Bretagne, la France, les USA, l'Espagne, la CIE, le Canada. Le GPL / C est adopté sous le nom commercial « **SIRGHAZ**».

L'indice d'octane élevé du GPL / C permet leur substitution à l'essence sans modification du moteur.

Le niveau alarmant de pollution devrait au contraire favoriser l'utilisation des véhicules GPL/C, car il produit moins de **CO₂** et de **CO**, il ne contient pas de Plomb.

L'introduction massive du GPL/C en Algérie est aujourd'hui une option stratégique, d'une part en raison de l'accroissement de la demande nationale en carburant et d'autre part pour des raisons environnementales cruciales .il a été introduit en Algérie en **1980**.

La demande mondiale en GPL/C atteint **9,6MT** en **1994**, **12,3MT** en **2000**, le scénario fort table sur **20MT** en **2010**.

II-GENERALITES SUR LE TRAITEMENT DU GAZ

II-1 Introduction [2]:

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

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraisons résulte de considérations économiques.

Il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les traitements qui rendent le gaz transportable.

La (fig.1) schématise les principaux traitements qui sont effectués. Une première étape permet de réaliser la séparation des fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits : fraction liquide d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât), eau libre...

L'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté. Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous diverses formes :

- ◆ Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc)
- ◆ Gaz naturel liquéfié. (GNL)
- ◆ Gaz de pétrole liquéfié. (GPL)
- ◆ Produits chimiques dérivés (Méthanol, ammoniac, urée,...)

Certains composants naturels doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de spécifications commerciales ou réglementaires. Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- L'hydrogène sulfuré H_2S toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 , corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure, corrosif dans certains cas.
- L'eau, conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures lourds, condensassent dans les réseaux de transport.
- L'azote de valeur thermique nulle.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées soit aux conditions de transport, soit aux conditions d'utilisation (gaz commercial).

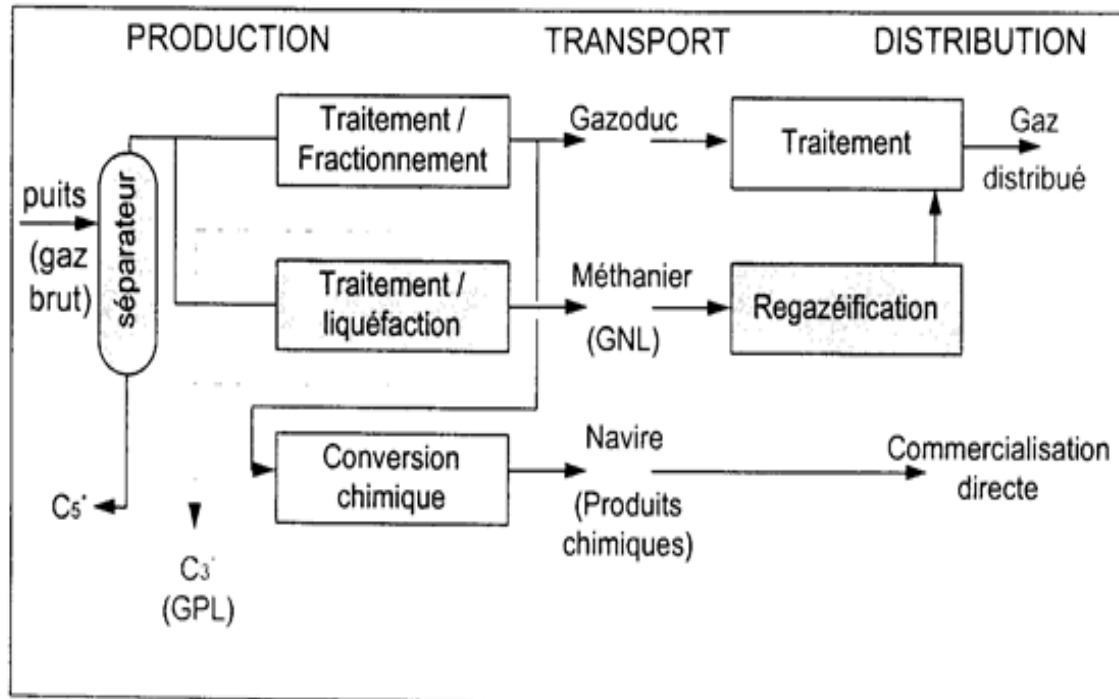


Fig.II-1: Répartition des traitements (gaz sec ou gaz à condensât)

Dans le cas du transport par gazoduc, les spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (Hydrocarbures ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante.

On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée eau et hydrocarbure. La valeur du point de rosée dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C, pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrograde.

Dans le cas d'un gaz commercial, les spécifications sont plus sévères et comprennent également une fourchette dans la quelle doit se situer le pouvoir calorifique.

Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont présentées sur le tableau suivant :

39100 à 39500	Pouvoir calorifique supérieur pcs (KJ/m ³)
Inférieur à -6°C	Point de rosée hydrocarbure.

Spécifications d'un gaz commercial

La teneur maximale en H_2S que peut contenir le gaz traité est en générale très faible et varie habituellement entre 2 et 20 mg/m^3 .

Compte tenu de ces différences entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales, un traitement complémentaire peut être requis après l'étape de transport, avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution.

Le traitement réalisé pour obtenir les spécifications de transport peut être accompagné d'un fractionnement, dans le but d'obtenir une fraction liquide comprenant les GPL (propane, butane) et éventuellement l'éthane, lorsqu'il apparaît avantageux de valoriser cette fraction liquide séparément.

Dans certains cas particuliers, une séparation d'azote peut être nécessaire et une récupération d'hélium est envisageable, si le gaz naturel en contient.

Lorsque le gaz naturel est liquéfié, le traitement préalable doit permettre d'éviter tout risque de cristallisation dans les échangeurs de l'unité de liquéfaction. Un fractionnement entre le Méthane et les hydrocarbures lourds est généralement opéré au cours de la liquéfaction.

De ce fait, le gaz obtenu après regazéification du GNL arrivant au terminal de réception peut être en principe directement envoyé dans le réseau de distribution.

Si le gaz subit une transformation par conversion chimique, le traitement préalable dépend de la nature du procédé de conversion utilisé. L'utilisation de catalyseur, impose des spécifications qui sont fréquemment très sévères.

II-2 Procédés de traitement du gaz :

II-2-1 Différentes procédés de traitement du gaz [6]:

Les procédés de traitement du gaz sont multiples, le choix du procédé se base sur les critères suivants :

- ❖ Qualité de l'effluent brut.
- ❖ Taux de récupération d'hydrocarbures liquides visé.
- ❖ Spécifications des produits finis.
- ❖ Coût global des investissements.

Pour les types de procédés qui sont mis en œuvre, il y a :

➤ **Procédés « PRITCHARD » :**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermique et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant pour atteindre en fin de cycle de température voisine de -23 °C.

➤ **Procédés « HUDSON » :**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermique et par une série de détente à travers une machine dynamique appelée « turbo-expander » qui permet d'atteindre un niveau de -40° C.

➤ **Procédés mixtes :**

Ils sont les plus performants, car ils utilisent le turbo-expander, la vanne Joule –Thomson et la boucle de propane, où on atteint les -66°C.

Les procédés mixtes sont plus performants, car ils permettant une meilleure récupération des hydrocarbures.

II-2-2 Les étapes de traitement du gaz [4] :

Le gaz brut en provenance des puits producteurs est un mélange (Gaz et hydrocarbures liquides) contenant une faible proportion d'eau de gisement.

Le fonctionnement s'articule autour de quatre étapes :

II-2-2-1 Elimination de l'eau :

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau du premier ballon de séparation par un refroidissement à travers des aèrorefrigérants.

L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par adsorption sur un tamis moléculaire ou par absorption au glycol.

II-2-2-2 Extraction des l'hydrocarbures liquides :

Elle se fait par abaissement progressif de la température du gaz brut suivant les procédés cités précédemment obtenant ainsi un gaz très sec répondant aux spécifications commerciales.

II-2-2-3 Stabilisation et fractionnement des l'hydrocarbures liquides :

Cette section de la chaîne permet le traitement des hydrocarbures liquide extraits de l'effluent en deux phases et par distillation fractionnée.

La stabilisation permet d'éliminer tous les gaz légers tels que le méthane et l'éthane entraînés et le fractionnement consiste à séparer les hydrocarbures liquides stables en condensât et GPL.

II-2-2-4 Recompression Des Gaz Moyenne Pression :

Le gaz des séparateurs moyenne pression ont les mêmes qualités que le gaz sec produit, pour cela, ils sont récupérés puis comprimés avant d'être mélangés au gaz sec.

II-3 Fractionnement des hydrocarbures [2]:

Lorsque le gaz naturel contient une fraction relativement importante d'hydrocarbures lourds, la séparation est en général réalisée par abaissement de la température avec formation d'une phase liquide, il peut être également effectuée par une opération d'absorption ou d'adsorption.

II-3-1 Fractionnement par réfrigération :

La fractionnement par réfrigération est réalisé par :

* Détente isentropique à travers une vanne. Il représente le procédé le plus simple mais aussi un procédé relativement inefficace. Le travail de détente étant dégradé en chaleur.

L'abaissement de température obtenu par détente isenthalpique est qualifié d'effet JOULE -THOMSON.

* Détente à travers une turbine qui se rapproche d'une détente isentropique est beaucoup plus efficace. Elle est surtout utilisée lorsqu'une séparation poussée des hydrocarbures autre que le méthane est envisagée.

Le procédé fonctionnant à basse température, nécessite un séchage poussé du gaz par tamis moléculaire et éventuellement une décarbonatation pour éviter la cristallisation de dioxyde de carbone.

Réfrigération externe permet d'abaisser la température du gaz à traiter sans réduire la pression, aux pertes de charge près.

II-3-2 Cycle frigorifique à compression :

La réfrigération est réalisée par vaporisation à une pression relativement basse d'un fluide frigorigène; celui-ci est le plus souvent du propane ou parfois, un fluide halogène de type frion.

Le fluide frigorigène vaporisé est comprimé et condensé sous pression, en transférant la chaleur de condensation d'un fluide de refroidissement (eau ou air), et enfin recyclé après détente à travers une vanne.

II-3-3 Fractionnement par distillation à basse température :

Lorsqu'il s'agit de séparer la fraction C_3^+ ou la fraction C_2^+ avec un rendement de récupération élevé, il est nécessaire d'avoir recours à une opération de distillation.

La consommation d'énergie peut être réduite en réalisant l'étape de rectification, au cours de laquelle la fraction d'hydrocarbures en C_3^+ ou C_2^+ est éliminée du méthane, ne pas dans la partie supérieure de la colonne mais dans un échangeur à plaque, ceci permet de réaliser Simultanément un échange thermique avec le gaz traité sortant froid en tête et d'améliorer ainsi les performances du procédé

II-3-4 Absorption à l'huile :

Pour éviter de comprimer le gaz naturel ou de le réfrigérer à basse température, il est possible de recourir à une absorption dans une huile.

Le gaz à traiter est mis en contact, dans une colonne à garnissage ou à plateau, avec une huile d'absorption dont la composition peut varier depuis l'essence lourde jusqu'au gasoil.

Cette huile d'absorption est en général réfrigérée à une température modérée comprise entre -30 à 10°C et absorbe les hydrocarbures.

II-3-5 Séparation par adsorption :

L'adsorption sélective permet également de séparer des hydrocarbures autres que le méthane présent dans le gaz.

La séparation par adsorption d'une fraction des hydrocarbures les plus lourds présents dans le gaz naturel, peut être particulièrement intéressante si le gaz est à une pression suffisamment élevée, proche de cricondenbar. L'adsorbant peut être du gel de silice ou du charbon actif.

II-4 Techniques de réinjection de gaz [3]:**II-4-1 Objectif de la réinjection :**

La récupération des hydrocarbures liquides est limitée par suite de la condensation au niveau des réservoirs. La réinjection retenue vers le gisement permet :

- De réduire cette condensation par le maintien de pression.
- De maximiser l'extraction des hydrocarbures liquides en balayant les gaz humides.
- De produire un potentiel optimal en condensât et GPL sans avoir recours à la torche des gaz.

II-4-2 Principe de la compression du gaz de réinjection :

Pour pouvoir réinjecter le gaz sec dans le gisement, il faut le porter à une pression suffisante qui puisse vaincre la pression naturelle de gisement.

Ceci revient à fournir une certaine énergie au gaz à réinjecter en le comprimant à 270 bars. Ce transfert d'énergie est réalisé par des compresseurs centrifuges tournants à une vitesse de 10000 trs/mn, et entraînés par des turbines à gaz d'une puissance unitaire de 33500 CV.

Cette compression est réalisée en deux étapes :

- Recompression du gaz sec à 150 bars, par des compresseurs à basses pressions avec refroidissement à travers des aéro-réfrigérants et séparation dans des ballons pour éventuelle récupération des liquides.
- Recompression du gaz à 270 bars par des compresseurs de hautes pressions avec refroidissement final à travers des aéro-réfrigérants avant son acheminement vers les puits ré injecteurs.

III- PRESENTATION DE LA REGION DE GASSI TOUIL (GT) [7]

III- 1-Introduction :

La région de Gassi Touil est l'une des dix régions qui constituent actuellement la Division Production de la branche Amont du SONATRACH.

Elle dispose de différentes installations de base, permettant d'assurer la production, le stockage et l'expédition des hydrocarbures, dont principalement :

- Une unité d'expédition du brut.
- Des chaînes de séparation.
- Des unités de stockage du brut.
- Une unité de traitements du GAZ.
- Une unité d'injection gaz pour le maintien de la pression dans le gisement.
- Une unité de déshuilage pour la protection de l'environnement.

III-2-Situation géographique :

La région de Gassi Touil fait partie de la wilaya de Ouargla, elle est située à environ 1000 Km d'Alger et à 150 km au sud-est de Hassi- Messaoud implantée au lieu de Hassi-Touarg situe a côté de la route nationale N°03 reliant Ouargla-Ain Amenas. .

Elle s'étend sur une superficie d'environ 170 Km de long et 105 Km de large.

La pluviométrie est faible en hiver et nulle le reste de l'année. Les températures varient entre -5°C et +50°C. Le paysage est constitué de plateaux de sable et de cordons de dunes.

III-3-Histoire des découvertes dans la région Gassi-Touil :

La région de Gassi Touil est à vocation pétrolière et gazière, elle est composée de plusieurs champs dont les principaux :

- NEZLA Nord découvert en 1958, 10 puits forés de l'huile et de gaz.
- NEZLA Sud découvert en 1958, 21 puits forés de gaz.
- Hassi Touareg Nord découvert en 1959, 08 puits forés de gaz.
- Hassi Touareg Sud découvert en 1959, 06 puits forés de gaz.
- Gassi Touil découvert en 1961, 80 puits forés de huile et gaz.
- Hassi Chergui Nord découvert en 1962, 01 puits forés de huile.
- Hassi Chergui Sud découvert en 1962, 09 puits forés de huile.

Et des champs en développement :

- Brides découvert en 1958 ,06 puits forés de gaz sec.
- Toulal découvert en 1958 ,09 puits forés de gaz et condensât .

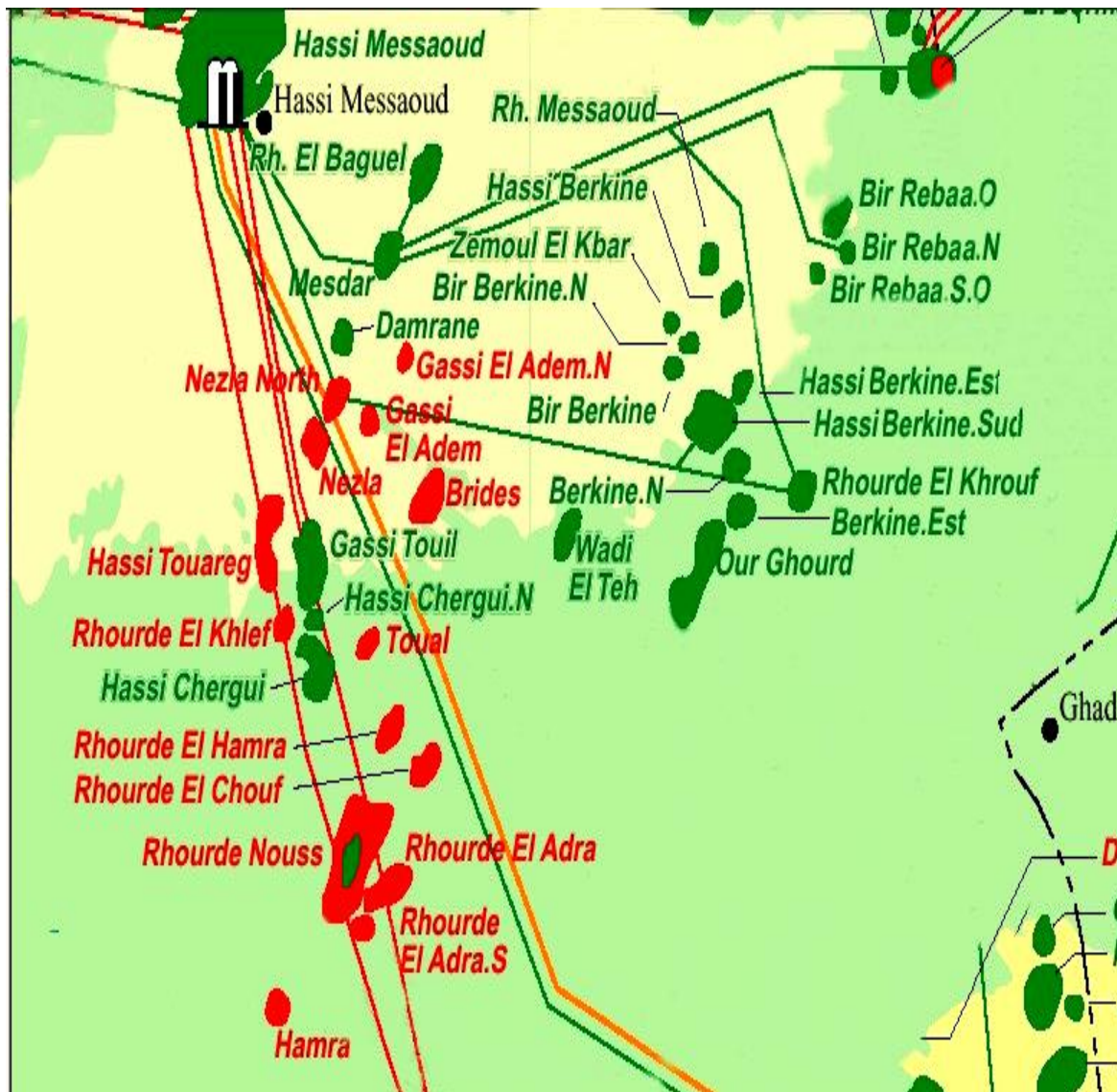
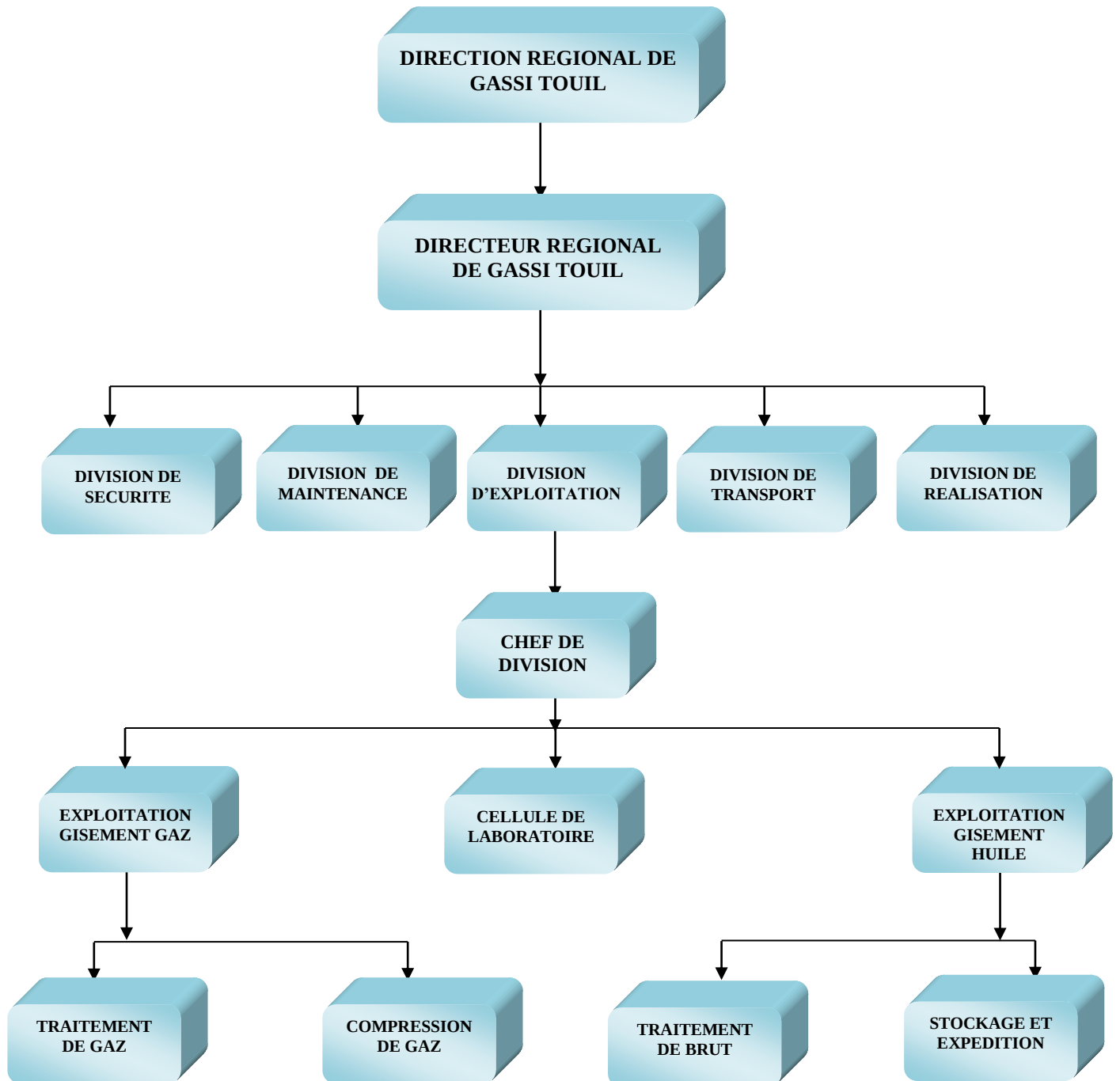


Fig.III-1: Les champs de Gassi Touil

III-4-Organisation et structure :

La direction régionale de Gassi Touil est composée de 9 divisions dirigées par directeur régional.



III-5-Les installations d'exploitations :

Elles comprennent une unité de traitement de brut, une unité de traitement du gaz, une unité de réinjection du gaz et une unité de production d'énergie.

III-5-1-Installation de traitement et stockage du brut :



Fig.III-2: Photo de l'installation de traitement du brut

Les installations de traitement de brut de Gassi Touil sont subits plusieurs renouvellements:

1963 : Installation de 02bacs de stockage sur champ près du puitsGT1, capacité unitaire 310 m³.

1965 : Installation par la société REPAL de :

- Un (01) batterie de séparation (batterie1).
- Un (01) bac de stockage de 3390m³ (R1).
- Un (01) ligne d'expédition par gravité de 20" longueur de 800mètres reliant le bac (R1) à l'oléoduc 30" Ohanet –Haoud-El-Hamra.

1968 : Réalisation de l'unité de séparation du brut, composée de :

- Trois (03) batteries de séparation (batterie2, 3,4).
- Deux (02) batteries de test (test1, test2).

Extension du bac de stockage par la construction de :

- Un (01) nouveau bac de stockage de 3390 m³ (R2).
- Deux (01) bacs de stockage à toîts flottants de 20 000 m³ chacun (R21, R22).

Réalisation d'une pomperie d'expédition du brut composée de :

- Trois (03) électropompes centrifuges (P1, P2, P3), débit unitaire : 1250m³ /h sous une hauteur de 40mètre d'eau.
- Un (01) électropompe de transfert bac à bac (P4), débit unitaire : 250m³ /h sous une hauteur de 40mètres d'eau.
- Un (01) ligne de 20" pour raccorder la pomperie à la ligne d'expédition.

1975 : Extension du parc de stockage avec un troisième bac de 20 000 m³ (R23).

1976 : Extension de l'unité de traitement du brut avec une nouvelle batterie de séparation (batterie5).

1980 : Installation d'une batterie de séparation (batterie6) qui est réservée a la stabilisation des condensats.

1985 : Installation d'une deuxième pompe de transfert en parallèle a celle existante (P4bis).

1991 : Installation de la batterie de test (test 3).

Installation des deux premiers bacs de 310m³ (R3 R4), récupérés du champ pour être utilisés comme bacs de test.

1992 : Installation de séparateur HP7, d'une capacité de traitement 850 m³/j de brut et de 2 MMm³/j de gaz associés; pour la récupération de gaz torchés.

Ce séparateur reçoit la production des puits à fort G.O.R . La séparation

Huile-gaz se fait a 65bars sans flash pour permettre l'envoi du gaz à l'entrée de l'unité de traitement gaz qui fonctionne a 60 bars.

L'unité de traitement de brut se compose de :

- Une section de séparation
- Une section de stockage et expédition.

La section séparation regroupe une série de 9 batteries .chaque batterie est formée D'un couple de séparateur.

La section stockage et expédition comprend 7 bacs de stockage et une pomperie d'expédition.

Capacité de traitement installée : 21850 m³ /j.

Capacité de stockage installée : 67400 m³

Pomperie : 1250 m³ /h sous 40m de hauteur.



Fig.III-3 Photo de stockage du brut

III-5-2: Installations de traitement du gaz naturel :



Fig.III-4: Photo d'installations de traitement du gaz naturel

Le développement chronologique des Installations de traitement du gaz naturel des champs de Gassi Touil est:

1976 : Réalisation de l'unité de traitement du gaz par la société française SOFREGAZ.

Cette unité a été installée pour traiter pendant deux ans, le gaz de Gassi Touil.

Dans un premier temps, ensuite, le gaz des champs de Nezla et Hassi-Touareg après leur raccordement et mise en exploitation en 1980 et 1984.

1988 : Déplétion de gisement de gaz a engendré une chute de pression qui s'est faite ressentir d'une manière cruciale à partir de 1988.

Le procédé de refroidissement basé sur l'énergie potentiel de gaz, a atteint ses limites thermodynamiques et techniques (pression d'entrée limitée à 95 bars par le design).

1992 : Pour pallier à cette situation, une usine de traitement à basse pression a été prévue pour 1994 entre-temps, une solution rapide et provisoire a été adoptée en 1994 elle consiste en une rénovation des installations existantes par l'adjonction de turbo-expander (revamping) afin de pouvoir exploiter au maximum la pression du gaz d'entrée et assurer un refroidissement adéquat qui permettrait à l'usine actuelle de fonctionner jusqu'à l'horizon 1995 ou 1996.

La capacité initiale de traitement installée est de 20 millions de Nm^3/j de gaz pour une production de 2900 tonnes des condensats récupérés.

L'unité se compose principalement de :

- Quatre (04) trains de traitements identiques appelés chaînes : de capacité unitaire de 5 millions de $\text{std m}^3/\text{j}$.
- Un (01) manifold d'entrée où sont raccordées les arrivées des effluents des 04 champs de gaz (GT, NZ, HTG).
- Deux (02) unités de régénération de diéthylèneglycol (DEG).
- Deux (02) réchauffeurs de mélange condensat-DEG.

Chaque chaîne comprend :

- Un (01) séparateur d'entrée appelé FWKO (Free Water Knock Out Drum) pour récupérer les liquides.
- Un (01) séparateur froid calorifugé, appelé LTS (Low Température Séparateur).
- Un (01) échangeur de chaleur, type faisceau-calandre simple passe.

Chaque couple de chaîne partage en commun :

- Un (01) séparateur commun pour recevoir les condensats récupérés dans les FWKO et les LTS des chaînes.
- Un (01) réchauffeur pour le mélange condensats-DEG afin de faciliter leur séparation en réduisant leurs viscosités.

III-5-3-Unité de réinjection de gaz :

L'unité de réinjection du gaz est réalisée en deux phases :

La première phase constitue d'une station de 03 moto-compresseurs, et la seconde en une extension identique à la première station.

La capacité totale installée est de 4,2 Millions m^3/j .

1974 : Réalisation de l'unité de réinjection de gaz associée par la société américaine Dresser Rand.

Elle est composée de 03 moto-compresseurs alternatifs de capacité unitaire de $744000 \text{ Nm}^3/\text{j}$.

1980 : Extension de l'unité de réinjection par l'installation de 03 autres moto-compresseurs identiques aux premiers :

Capacité unitaire : $744000 \text{ Nm}^3/\text{j}$.

Puissance : 3200 CV.

Pression d'aspiration 1^{ère} étage : 26.2 bar (380 psig)

Pression de refoulement 1^{er} étage : 70 bar (1000 psig)

Pression d'aspiration 2^{ème} étage : 70 bar (1000 psig)

Pression de refoulement 2^{ème} étage : 172.5 bar (2500 psig)

Vitesse : 360 tr/mn

III-5-4 Unité de récupération des gaz associés :

Fig.III-5: Photo Unité de récupération des gaz associés

La nouvelle station centrifuge a pour rôle de remplacer l'ancienne unité alternative; et de collecter 4,9 MM std m³/j des gaz torchés à partir de différents point de l'unité de réinjection et de l'unité de traitement gaz; le gaz comprimé est réinjecté à une pression de 152 bars (abs) dans les puits injecteurs afin de pouvoir maintenir la pression du réservoir.

III-5-5-Unité de fuel gaz :

La fonction de cette unité est de conditionner le fuel gaz nécessaire aux différents consommateurs (turbine, étanchéités compression BP et balayages des torches BP-HP). Cette préparation est effectuée en trois étapes :

- Séparation de la phase liquide
- Réchauffage
- Filtration

Le débit total de fuel gaz en sortie est de 20 000 Sm³/j à 18,5 bars (abs).

Le sous-système de fuel gaz comprend principalement :

- Deux (02) alimentations fuel gaz inter-verrouillées.
- Un (01) séparateur S-07.
- Deux (02) réchauffeurs électriques de fuel-gaz E-07 A/B.
- Deux (02) filtres de séparation S-10 A/B.
- Un (01) réseau de distribution fuel-gaz.

Il existe deux sources en fuel-gaz :

En opération normale, l'unité de fuel-gaz est alimentée par un gazoduc 30" existant délivrant du gaz à 49 bars (abs) maximum. Ce gaz est détendu jusqu'à 43 bars (abs).

En secours, une alimentation est prévue à partir du gaz à 19,5 bars (abs) alimentant l'entrée de la ligne de compression MP/HP.

Le piquage est effectuée en amont de la connexion vers le circuit d'alimentation du compresseur MP.

Ces deux sources sont inters verrouillés au moyen de leurs vannes d'alimentation MS019etMS020.

Une vanne de sectionnement SDV0620 permet d'isoler ces deux alimentations du séparateur S-7.

III-5-6-Unité de production d'air :

L'unité de production d'air est conçue pour produire :

- L'air instrument (sèche/filtré) à 12 bars (eff).
- L'air service à 12,5 bars (eff).

L'unité est conçue en package et comporte tous les équipements de contrôle, de régulation et de commandes propres nécessaires à son fonctionnement :

- Compresseurs.
- Skid de séchage et de refroidissement.
- Capacité d'air instrumentation.
- Aéroréfrigérant.

III-5-7-Unité de traitement des rejets industriels :

La mise en service de cette unité s'effectue en AOÛT 2001 par la société SARPI
En collaboration avec les différentes structures de la région GTL, après les essais de performances et réglage des quelques anomalies l'unité rentre en expédition.

L'unité comprend les équipements suivants :

- Cuve de relevage.
- Bac tampon.
- Cuve C.P.I (Corrugated Plate Interceptor/ intercepteur à tôles gaufrées).
- Cuve de floculation.
- Cuve de flottation.
- Cuve d'eau traitée.
- Cuve à boues.
- Cuve d'huile.
- Cuve d'épaississement de boues.
- Centrifugeuses.
- Décharge de boues.
- Les bassins.
- Station de préparation et dosage du poly-électrolyte.
- Station de préparation et dosage de silice activée.
- Cuve de réaction, cuve de maturation, cuve tampon.

III-6-Energie électrique :

L'énergie électrique est produite localement au centre de production. La centrale électrique comprend :

- Deux (02) turbo-alternateurs RUSTON de 1 MW chacun

Date de mise en service : **1965**

- Un (01) turbo-alternateur SOLAR de 2.5 MW

Date de mise en service : **1976**

Un groupe Électrogène de secours de 0.9 MW

- Une ligne électrique HT 220/30KV HMD-GTL-BERKINE et un poste blindé sont réalisés pour alimenter la base de vie et le centre de production par deux(02) lignes de 30KV.

III-7-Process huile et gaz associe dans la région de Gassi Touil :

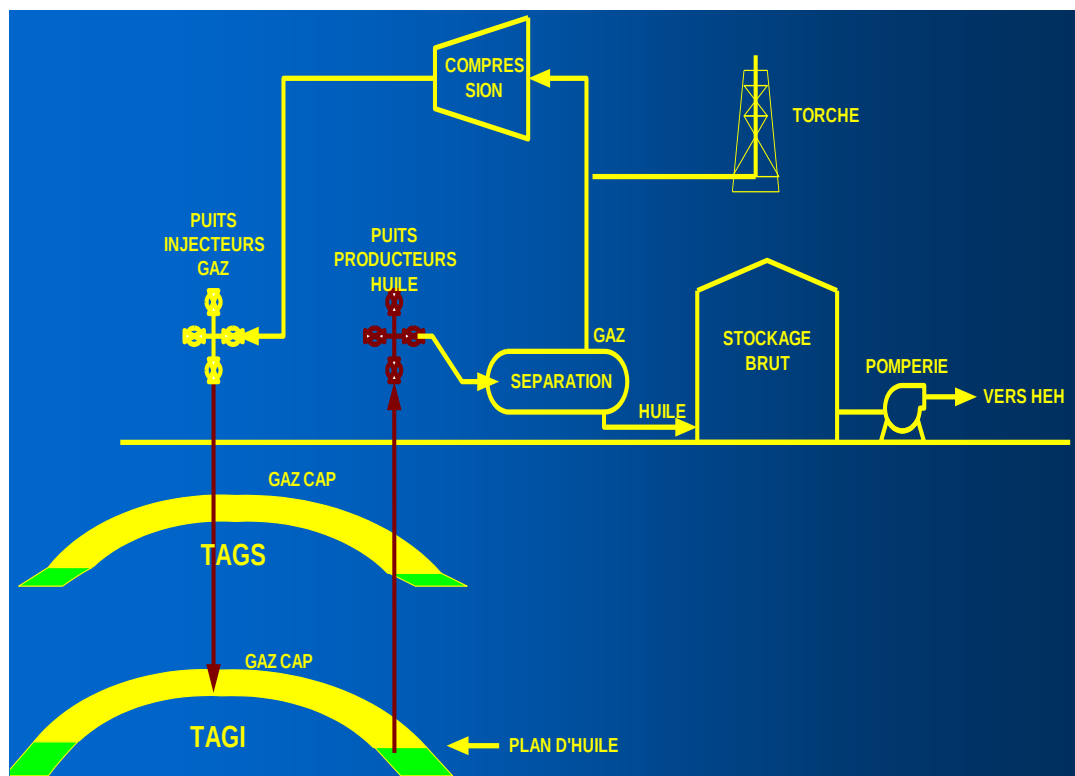
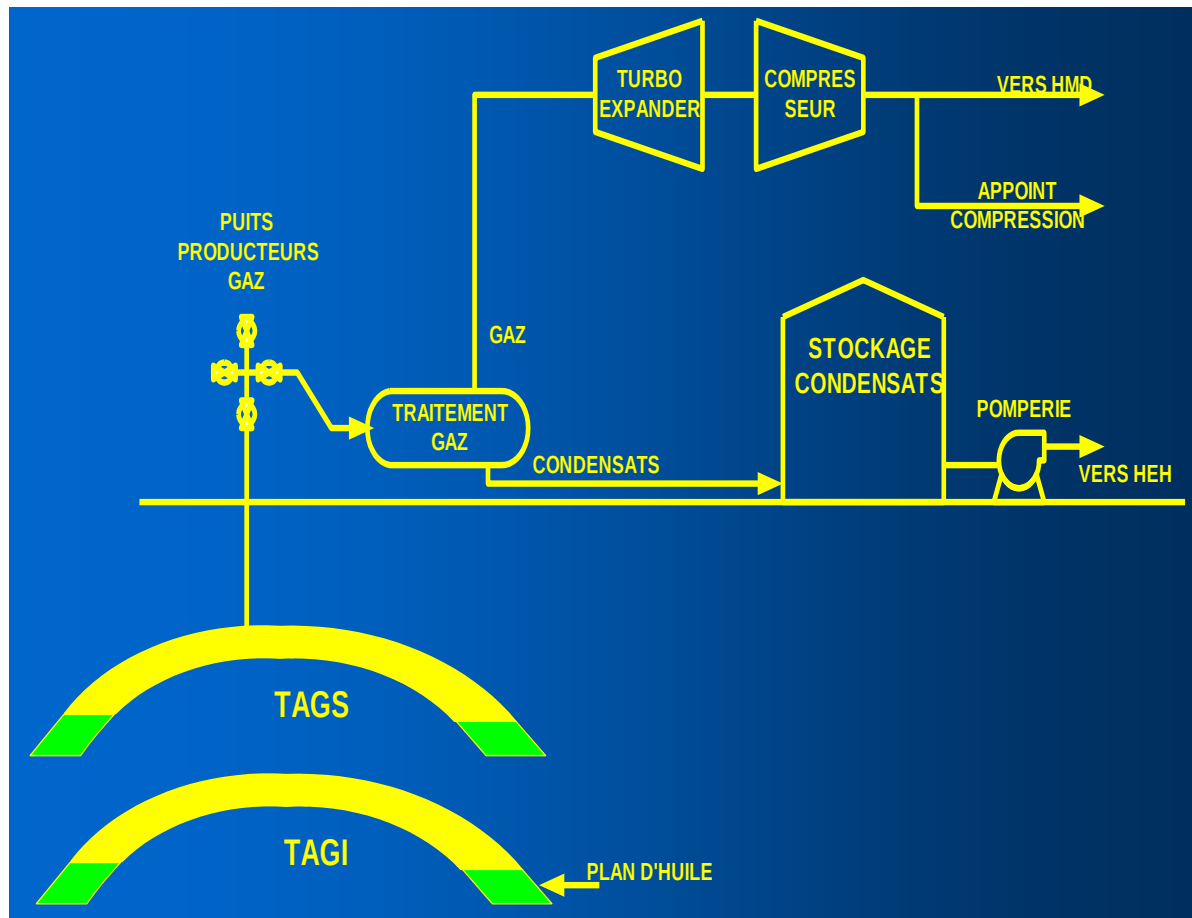


Fig.III-6: Schéma process huile et gaz associe dans la région de Gassi Touil

III-8-Process traitement gaz dans la région Gassi Touil :**Fig.III-7: Schéma process traitement gaz dans la région Gassi Touil**

III-9-Production total de gaz région :

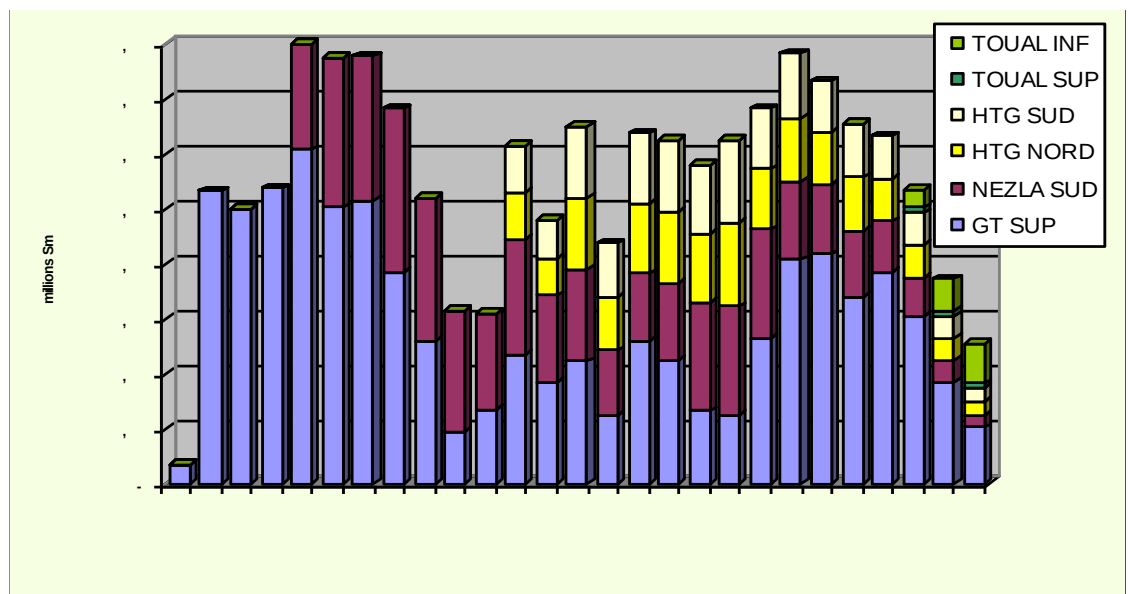


Fig.III-8: Production total de gaz région

III-10-Production total huile région :

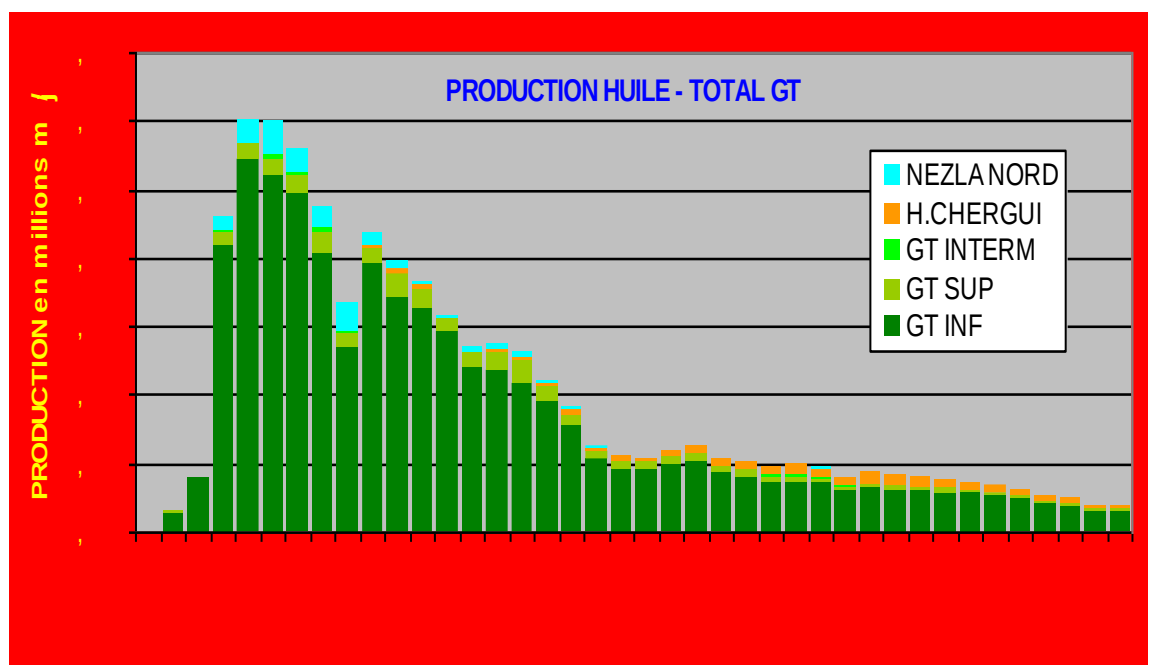


Fig.III-9: Production total huile région

III-11- Ressources Humaines :

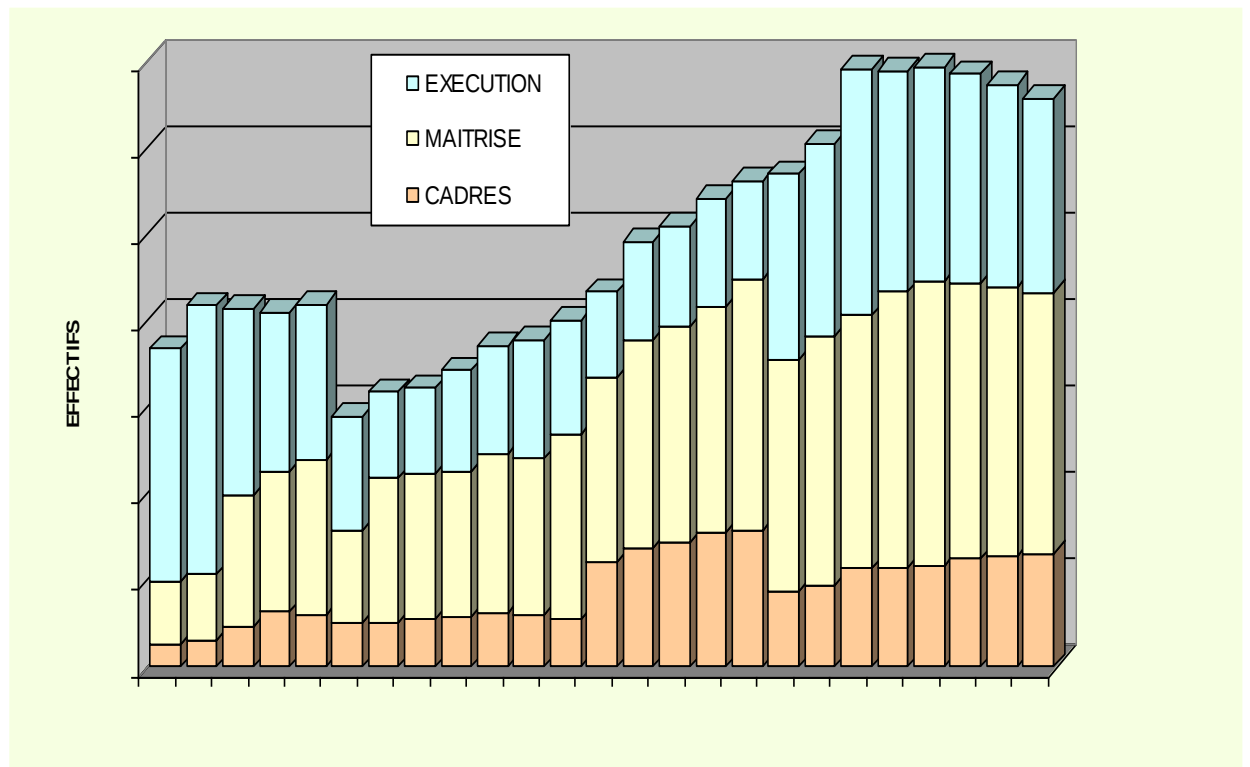


Fig.III-10: Ressources Humaines

IV- UNITE DE TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

IV-1 Procédé initial de traitement du gaz [9]:

Le gaz naturel de Gassi-Touil est saturé en hydrocarbures liquides et en eau ($1,5 \text{ g/stm}^3$) dans les conditions initiales du gisement (197 bars et 63°C).

Lors du soutirage et du transport de ce gaz, les pertes de charge et les chutes de température dûes à son écoulement, et ensuite dans le réseau de collectes, provoquent la condensation de l'eau et des hydrocarbures lourds (C5+).

La présence de liquides en quantités plus ou moins importantes dans le gaz à expédier par pipes vers Hassi-messaoud fait apparaître la nécessité de traiter ce gaz avant son évacuation dans le but de :

- ✓ Réduire les pertes de charge dues au régime d'écoulement diphasique (gaz + liquide).
- ✓ Augmenter les quantités de gaz transportées.
- ✓ Réduire les charges de transport.
- ✓ Eviter les difficultés d'exploitation du gazoduc GT-HMD occasionnées par la présence d'éventuels bouchons de liquides, la formation des hydrates et la corrosion du pipe qui serait favorisée par la présence de l'eau.
- ✓ Respect des spécifications du gaz exigées par les designs des unités de réinjection de Hassi Messaoud.

IV-1-1 Spécification gaz traité :

Pression maximale de départ : 60 bars

Température de rosée = 9°C

Composants	composition % molaire
Azote	1,00
Méthane	88,75
Gaz carbonique	0,22
Ethane	6,29
Propane	2,11
Iso-Butane	0,46
Normal-Butane	0,57
Iso-Pentane	0,23
Normal-Pentane	0,15
Hexane	0,15
Heptanes	0,01
Octanes	0,01
Eau	0,03
Poids molaire	18,49
Densité/air	0,64

IV-1-2 Description de l'unité :

LA capacité initiale de traitement installée est de 20 millions de m³/j de gaz pour une production de 2900 tonnes de condensats récupérés.

L'unité se compose principalement de :

- ❖ 01 manifold d'entrée où sont raccordées les arrivées des effluents des 04 champs de gaz (GT, NZ , HTG et Toulal),
- ❖ 02 unités de régénération de Diéthylèneglycol (DEG).
- ❖ 02 réchauffeurs de mélange condensât-DEG.

04 trains de traitement identiques appelés Chaînes; de capacité unitaire de

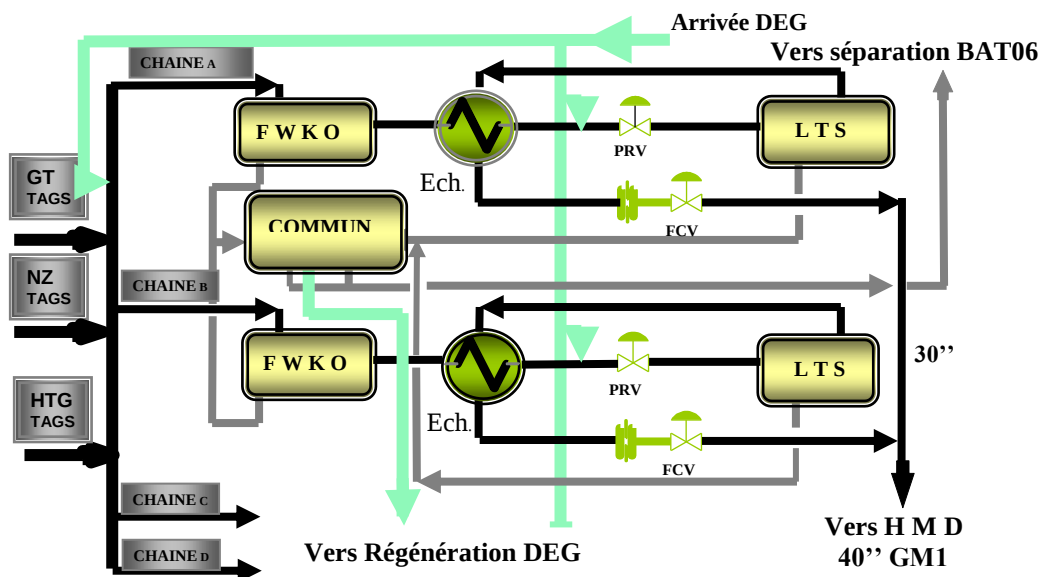
3.125 millions de std m³/j. Chaque chaîne comprend :

- ❖ 01 séparateur d'entrée appelé FWKO (Free Water Knock Out Drum) pour récupérer les liquides.
- ❖ 01 séparateur froid calorifugé, appelé LTS (Low Température separator).
- ❖ 01 échangeur de chaleur, type faisceau-calandre simple passe.

Chaque couple de chaîne partage en commun :

- ❖ 01 séparateur commun pour recevoir les condensats récupérés dans les FWKO et les LTS des 2 chaînes.
- ❖ 01 réchauffeur pour le mélange condensats-DEG afin de faciliter leur séparation en réduisant leurs viscosités.

IV-1-3 Description du process :



PRV: Contrôle pression
LTS : Séparateur froid

ECH : Echangeur
FCV : Contrôle débit

FWKO : Séparateur
GT, NZ, HTG : Champs de gaz en

Fig. IV-1: Schéma process initial de traitement du gaz

Le procédé initial de traitement utilisé pour rendre le gaz transportable par gazoduc est le procédé de refroidissement par détente isentropique du gaz, appelé aussi "cold frac" (fractionnement par le froid).

Ce procédé permet d'éliminer à partir du gaz humide, simultanément :

- ✓ Les hydrocarbures lourds qui risqueraient de se condenser en cours du transport dans le gazoduc 40".
- ✓ L'eau qui risquerait d'engendrer la formation d'hydrates susceptibles d'obturer certains équipements (vannes, filtres...).

L'eau récupérée dans les séparateurs est envoyée au bourbier et les hydrocarbures liquides.

Dans les installations de séparation d'huile pour être stabilisés.

Le gaz produit à Gassi-Touil provient des Quatre (04) champs de la région :

- Gassi-Touil supérieur (TAGS) dans des collectes individuelles, 6" et 8".
- Hassi-Touareg sud et nord dans un pipe de 16" sur une distance de 30 Km.
- Nezla gaz dans un pipe de 24" sur 35 Km.
- Toulal gaz dans un pipe de 16" sur une distance de 40 Km environ.

IV-1-3-1 Circuit du gaz:

Le gaz provenant du manifold entre dans le séparateur FWKO où sont piégés tous les liquides véhiculés par le gaz.

Le gaz humide sort par le haut du séparateur FWKO et entre dans l'échangeur de chaleur côté faisceau où il est refroidi à une température de 28 °C par le gaz traité sec.

Il subit ensuite une détente à travers le Turbo-Expander (Turbine de détente). L'injection de DEG en du Turbo-Expander permet d'éviter la formation d'hydrates. Le gaz pénètre alors dans le séparateur froid LTS où il dépose les condensats et l'eau formés à basse température, ensuite, il sort par le haut du séparateur et retourne à l'échangeur du côté calandre pour refroidir le gaz humide entrant tout en se réchauffant à son tour jusqu'à la température ambiante (environ 30 °C).

A la sortie de l'échangeur, le gaz traité sec passe à travers une cellule de comptage et une vanne de contrôle de débit, puis est évacué à travers un collecteur de Ø 30" vers le gazoduc de Ø 40" reliant GT à HMD, sous une pression de 50 bars à la température de 30 °C avec un point de rosée de 9°C.

IV-1-3-2 Circuit du condensat :

Les condensats récupérés dans le premier séparateur FWKO et dans le second séparateur LTS sont acheminés vers un séparateur commun où ils subiront une détente à 34 bars et libéreront le gaz de flash.

La solution de DEG récupérée du séparateur commun est régénérée tandis que les condensats sont acheminés vers l'unité de séparation pour être stabilisés, stockés et finalement expédiés mélangés au brut car ils sont hors spécifications.

IV-1-3-3 Circuit du DEG :

Le DEG (Diéthylèneglycol) est un produit chimique polarisé, à base d'alcool organique. En contact avec le gaz humide, le DEG polarisé accapare les molécules d'eau pour empêcher la formation d'hydrates.

Il est injecté en (amont ou aval) du Turbo-expander où il est mélangé avec les condensats à basse température dans le séparateur LTS S 202. Le mélange est dirigé vers un réchauffeur puis est récupéré dans le séparateur commun S 301.

De là il est renvoyé dans l'unité de régénération pour éliminer l'eau excédentaire et reconstituer ainsi sa concentration initiale de 75%. Le DEG régénéré est réinjecté dans les chaînes au moyen de pompes alternatives à piston, à haute pression.

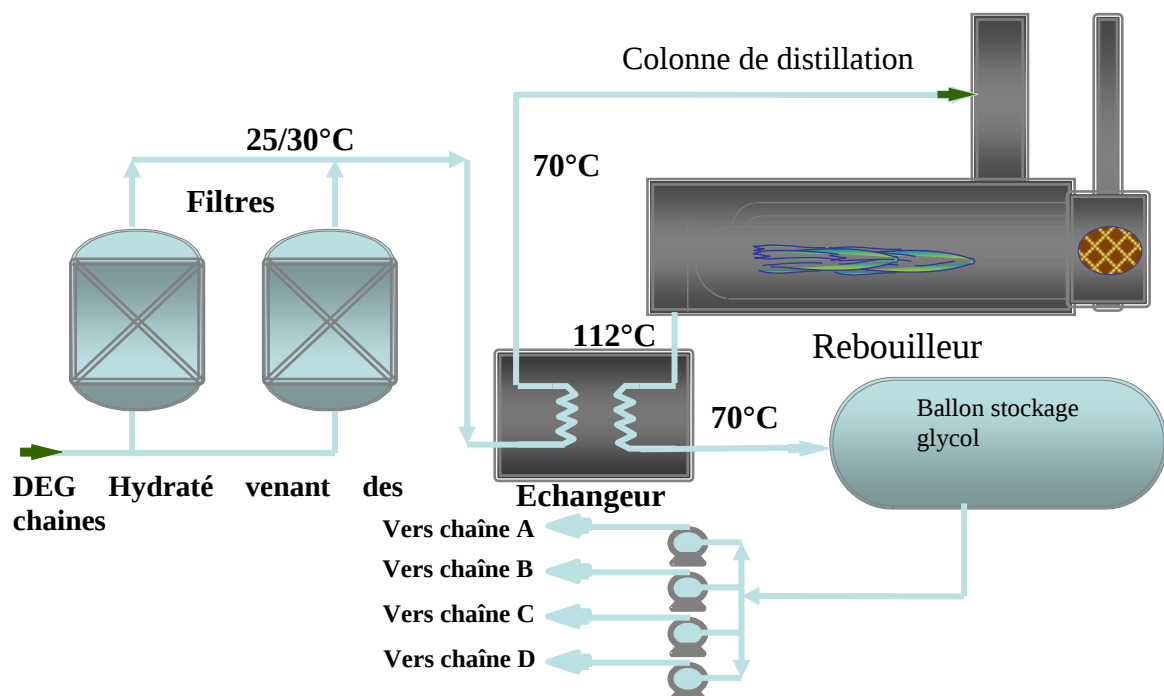


Fig. IV-2: Schéma de circuit du DEG

IV-2 Nouveau procédé de traitement du gaz (REVAMPING) :

La déplétion des champs de gaz a rendu le procédé actuel de refroidissement par détente isenthalpique Joule-Thompson insuffisant pour traiter le gaz produit.

Aussi, un nouveau procédé a été réalisé (Revamping). Le refroidissement s'effectue par détente isentropique du gaz lui-même.

Ce procédé permet d'atteindre la température de traitement de 9°C même si la pression à l'entrée usine chute à 60 bars. [9]

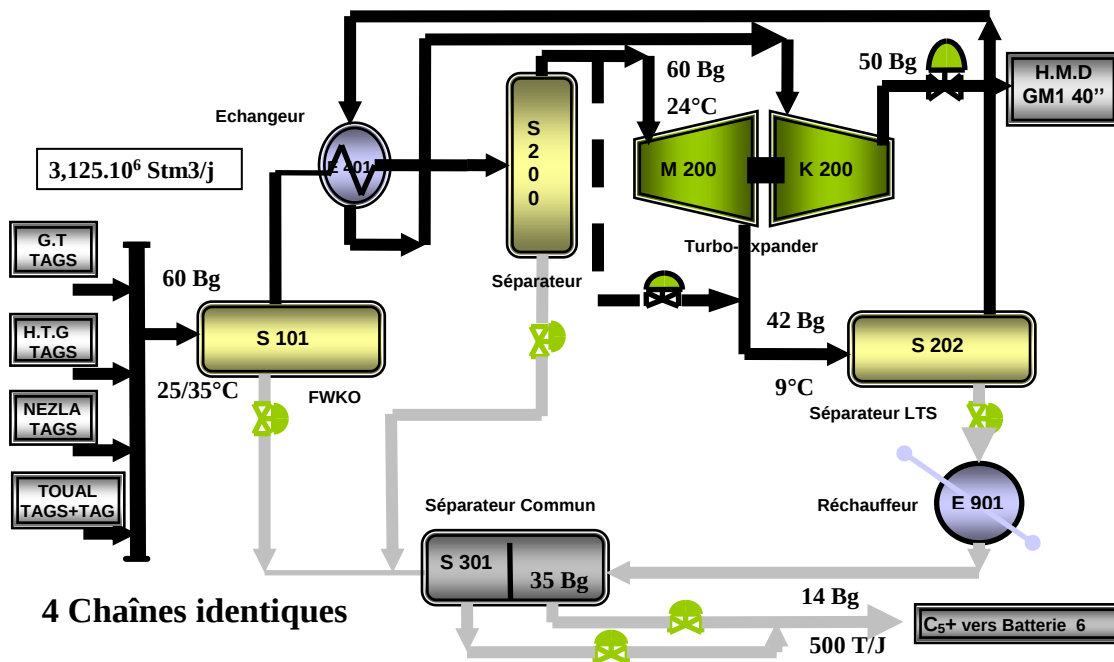


Fig. IV-3: Schéma nouveau procédé de traitement du gaz

IV-2-1 Description du nouveau procédé de traitement du gaz [7]:

IV-2-1-1Circuit du gaz :

Le gaz provenant du manifold entre dans le séparateur FWKO sous régulation de pression à 60 bars quelle que soit la pression du manifold d'entrée (minimum 60 bars).

Ce séparateur retient les liquides (condensats et eau libre). Le gaz humide sort par le haut du séparateur FWKO et entre dans l'échangeur de chaleur côté faisceau pour être pré refroidi par échange thermique avec le gaz traité sec (9°C) jusqu'à une température de 24 °C. A la sortie de l'échangeur, le gaz humide ainsi refroidi pénètre dans un séparateur intermédiaire où les 3 phases sont séparées, puis est admis à l'aspiration de la Turbo-expander détente à 59,5 bars et en sortie à 44 bars et 9°C. Le gaz pénètre ensuite

dans le séparateur froid calorifugé (LTS) où il dépose les condensât et l'eau formée à basse température pendant la détente, sortie par le haut du séparateur et retourne à l'échangeur du côté calandre pour refroidir le gaz humide entrant tout en se réchauffant à son tour de 9°C à la température ambiante (environ 30 °C). A la sortie de l'échangeur, le gaz traité réchauffé est comprimé de 42 à 50 bars puis compté avant de passer à travers une vanne de contrôle de pression. Ensuite il est évacué à travers un collecteur de Ø 30" vers le GR1, gazoduc de Ø 40" reliant Gassi-Touil à Hassi-Messaoud, sous une pression de 50 bars à la température de 30 °C avec un point de rosée de 9°C.

IV-2-2-2 Circuit condensâts:

Les condensâts récupérés dans le premier séparateur FWKO, du séparateur intermédiaire et ceux récupérés au niveau du séparateur LTS sont acheminés vers le séparateur tri phasique commun où ils subiront et libéreront le gaz de flash.

La solution de DEG récupérée du séparateur commun est régénérée tandis que les condensâts sont acheminés vers l'unité de séparation pour être stabilisés, stockés et finalement expédiés mélangés au brut car ils sont hors spécifications.

IV-2-2-3 Circuit DEG :

Le DEG (Diéthylèneglycol) est injecté à l'entrée de l'expander, seulement en cas de formation d'hydrates. Il est récupéré dans le séparateur LTS où il est mélangé avec les condensât à basse température. Il suit ensuite le même chemin que celui du procédé initial. Il est alors réchauffé puis séparé des condensât dans le séparateur tri phasique commun puis réacheminé vers les nouvelles unités de régénération. Le DEG est préchauffé dans un échangeur à plaque par échange thermique avec le DEG chaud régénéré. Il passe dans un filtre avant d'être injecté dans une colonne de distillation à garnissage. Le DEG reconcentré à 75 % descend dans le rebouilleur où il est maintenu à 110°C par chauffage à l'aide de brûleurs disposés dans une chambre de combustion immergée dans la solution de DEG (appelée tube à feu).

Le DEG s'écoulant du rebouilleur est pompé dans un réservoir de stockage d'où il est repris par des pompes alternatives pour être réinjecté.

V-MODELISATION ET SIMULATION PAR HYSYS

V-1 Introduction [10] :

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant différentes solutions et différentes conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système, et permet de réaliser des scénarios et d'en déduire le comportement du système physique analysé.

Un modèle n'est pas une représentation exacte de la réalité physique, mais il est seulement apte à restituer les caractéristiques les plus importantes du système analysé.

Il existe plusieurs types de modèle d'un système physique : allant du modèle de représentation qui ne s'appuie que sur des relations mathématiques traduisant les grandes caractéristiques de son fonctionnement, jusqu'au modèle de connaissance complexe issu de l'écriture des lois physiques régissant les phénomènes mis en jeu.

Le choix du type de modèle dépend principalement des objectifs poursuivis.

V-2 Principes de fonctionnement et rôle des simulateurs [11] :

Les simulateurs de procédés utilisés classiquement dans l'industrie, peuvent être considérés comme des modèles de connaissance. Ils sont basés sur la résolution de bilans de masse et d'énergie, des équations d'équilibres thermodynamiques, et sont à même de fournir l'information de base pour la conception.

Ils sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés (dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation), pour l'optimisation de procédés existants et l'évaluation de changements effectués sur les conditions opératoires. Avant même de parler de modèles d'opération de transformation de la matière, il faut des modèles pour prédire les propriétés physiques de la matière. C'est pourquoi ces simulateurs disposent tous d'une base de données thermodynamiques contenant les propriétés des corps purs (masse molaire, température d'ébullition sous conditions normales, paramètres des lois de tension de vapeur,.....) Cette base de données est enrichie d'un ensemble de modèles thermodynamiques permettant d'estimer les propriétés des mélanges.

Tout simulateur industriel de procédés chimiques est organisé autour des modules suivants :

- Une base de données des corps purs et un ensemble de méthodes pour estimer les propriétés des mélanges appelés aussi modèles thermodynamiques.
- Un schéma de procédé permettant de décrire les liaisons entre les différentes opérations unitaires constituant l'unité (PFD pour *Process Flow Diagram*).
- Des modules de calcul des différentes opérations unitaires contenant les équations relatives à leur fonctionnement : réacteur chimique, colonne de distillation, colonne de séparation, échangeurs de chaleur, pertes de charges, etc.
- Un ensemble de méthodes numériques de résolution des équations des modèles.

Avec ce type de logiciel, les ingénieurs peuvent à partir de la donnée des corps purs présents dans le procédé et du schéma de procédé, développer un modèle du processus reposant sur la mise en commun des équations décrivant les différentes opérations unitaires, les réactions chimiques, les propriétés des substances et des mélanges, qui puisse aussi communiquer avec d'autres applications comme *Excel*, *Visual Basic* et *Matlab*,....

V-3 Modes de fonctionnement des simulateurs [11] :

Il y a deux modes de fonctionnement dans un simulateur : statique (ou stationnaire) et dynamique. Les simulateurs statiques résolvent des équations statiques qui traduisent le fonctionnement en régime permanent (à l'équilibre), tandis que les simulateurs dynamiques permettent d'évaluer l'évolution des variables dans le temps à partir de la résolution de systèmes d'équations différentielles. Les simulateurs industriels sur la thermodynamique les plus connus mondialement sont :

- Statiques : *ASPEN PLUS* (*Aspen Technologies*), *Design II* de (*WinSim*), *HYSYS* (*Hyprotech*), *PRO/II* (*Simulation Sciences*), *PROSIM*
- Dynamiques : *HYSYS* (*Hyprotech*), *ASPEN DYNAMICS* (*Aspen Technologies*), *Design II* de (*WinSim*), *DYMSYM* (*Simulation Sciences Inc.*)

Selon Winter (Winter, 1992) les simulateurs dynamiques sont en passe de se substituer aux simulateurs en régime permanent. Par exemple, *HYSYS* (*Hyprotech*) peut passer de la simulation d'un régime permanent à celle d'un régime transitoire (dynamique) par un seul « click » sur un bouton.

Néanmoins, tout procédé ne peut être simulé à l'aide de ces simulateurs industriels. En effet, dans le cas de la mise au point de nouveau procédé, il est généralement nécessaire de disposer de son propre simulateur. Le concept est le même

sur la base des propriétés thermodynamiques des corps purs impliqués dans l'opération et des modèles thermodynamiques, il y a résolution des équations de bilan de matière et d'énergie et des relations d'équilibre constituant le modèle. La différence vient du fait que généralement seules les propriétés des corps présents dans le procédé chimique considéré ne sont détaillées et que l'environnement de développement est moins convivial. On parlera de simulateur dédié (spécifique à un procédé donné). Il a l'avantage de pouvoir avoir une totale maîtrise sur la façon d'écrire les équations du modèle et de les résoudre.

V-4 Concepts et caractéristiques du simulateur HYSYS :

V-4-1 Concepts de base du simulateur HYSYS : [10]

HYSYS est un simulateur de conception orientée-objets. Tout changement spécifié sur un élément est répercuté dans tout le modèle.

C'est un logiciel de simulation interactif intégrant la gestion d'événements (« Event driven »); c'est-à-dire qu'à tout moment, un accès instantané à l'information est possible, de même que toute nouvelle information est traitée sur demande et que les calculs qui en découlent s'effectuent de manière automatique. Deuxièmement, il allie le concept d'opérations modulaires à celui de résolution non-séquentielle. Non seulement toute nouvelle information est traitée dès son arrivée mais elle est propagée tout au long du Flowsheet.

Dans ce qui suit, on définit les principaux concepts de base et vocabulaires associés, qui sont utilisés pendant les étapes de construction d'un modèle dans le simulateur HYSYS (Figure 1) :

- « Flowsheet » : c'est un ensemble d'objets « Flowsheet Elements » (courants de matière, d'énergie, d'opérations unitaires, de variables opératoires) qui constituent tout ou une partie du procédé simulé et qui utilisent la même base de données thermodynamique « Fluid Package ». Ce simulateur possède une Architecture Multi-Flowsheet, il n'y a pas de limite par rapport au nombre de Flowsheets.

On peut préalablement construire des Flowsheets pour les utiliser dans une autre simulation, ou organiser la description de procédés complexes en le scindant en sous-Flowsheets qui sont des modèles plus concis (ceci permet de hiérarchiser un processus très complexe). Il possède un certain nombre d'entités particulières, un « *Process Flow Diagram* » (PFD), un « *Workbook* ».

- « Fluid Package » : il permet de définir les composants chimiques présents

dans le procédé simulé et leurs affecte les propriétés chimiques et physiques contenues dans la base de données des corps purs. Il permet aussi de définir les modèles thermodynamiques qui seront utilisés pour le calcul des propriétés des mélanges et de définir les cinétiques des réactions chimiques mises en jeu dans le procédé.

- « Process Flow Diagram » : ce diagramme permet de visualiser les courants et les opérations unitaires, représentées par des symboles dans le « Flowsheet », ainsi que la connectivité entre les courants, les opérations unitaires et les tableaux des propriétés des courants.
- « Workbook » : il permet d'avoir accès à l'information sur les courants et les opérations unitaires sous forme de tableau de données.
- « Desktop »: c'est l'espace principal de HYSYS pour visualiser les fenêtres lors de la conception.
- « Property view » : il contient l'information décrivant un objet (opération ou courant)
- « Simulation Case » (fichier de simulation) : c'est l'ensemble des « Fluid Packages », « Flowsheets » et « Flowsheet Elements » qui constituent le modèle.

V-4-1-1 Environnement de simulation:

Il existe 5 environnements de développement pour manipuler et mettre en forme l'information dans le simulateur (Figure 2) :

- **Environnement « Basis Manager »:** cet environnement permet de créer et modifier le « Fluid Package ».
- **Environnement « Oil Characterization »:** il est utilisé pour caractériser les fluides de type pétrolier.
- **Environnement « Main Flowsheet »:** il permet de définir la topologie du Flowsheet principal de la simulation. Il est utilisé pour placer et définir les différents courants, opérations unitaires et « Sub-Flowsheets » qui constituent le procédé simulé.
- **Environnement « Sub-Flowsheet »:** il permet de définir la topologie d'un sous-ensemble particulier du schéma principal (un courant ou une opération particulière et des autres Sub- Flowsheets).
- **Environnement « Column »:** c'est un objet particulier permettant de définir la

topologie de l'opération unitaire colonne à distiller. Il possède ses propres «Flowsheet», «Fluid Package», «PFD» et «Workbook».

Dans la Fig.18, les flèches montrent que seuls l'environnement «Column» et le «sub- Flowsheet» sont accessibles depuis l'environnement principal «Main Flowsheet». Toutefois, en utilisant l'Object Navigator on peut se déplacer directement d'un *Flowsheet* à autre.

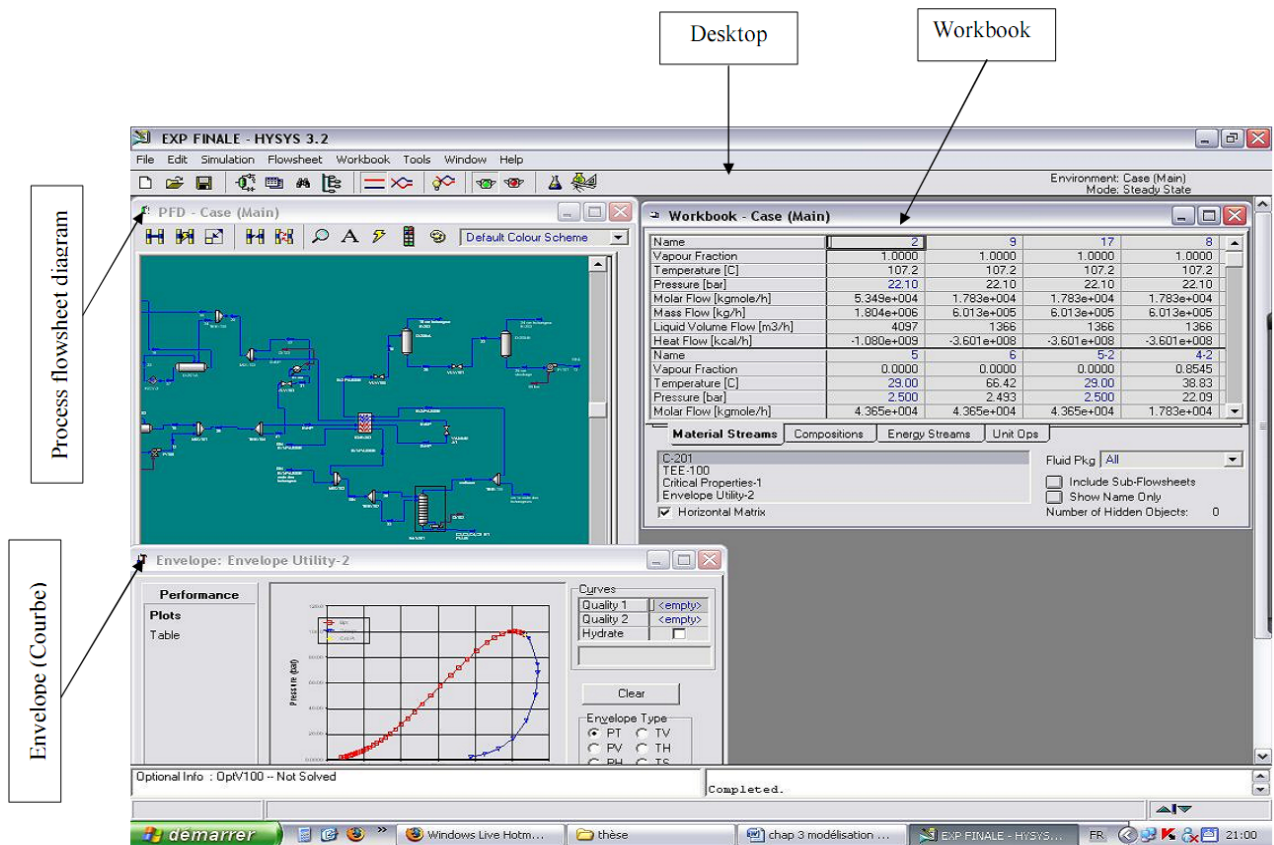


Fig.V-1: Interface HYSYS montrant quelques vocabulaires utilisés pendant les étapes de construction d'un modèle

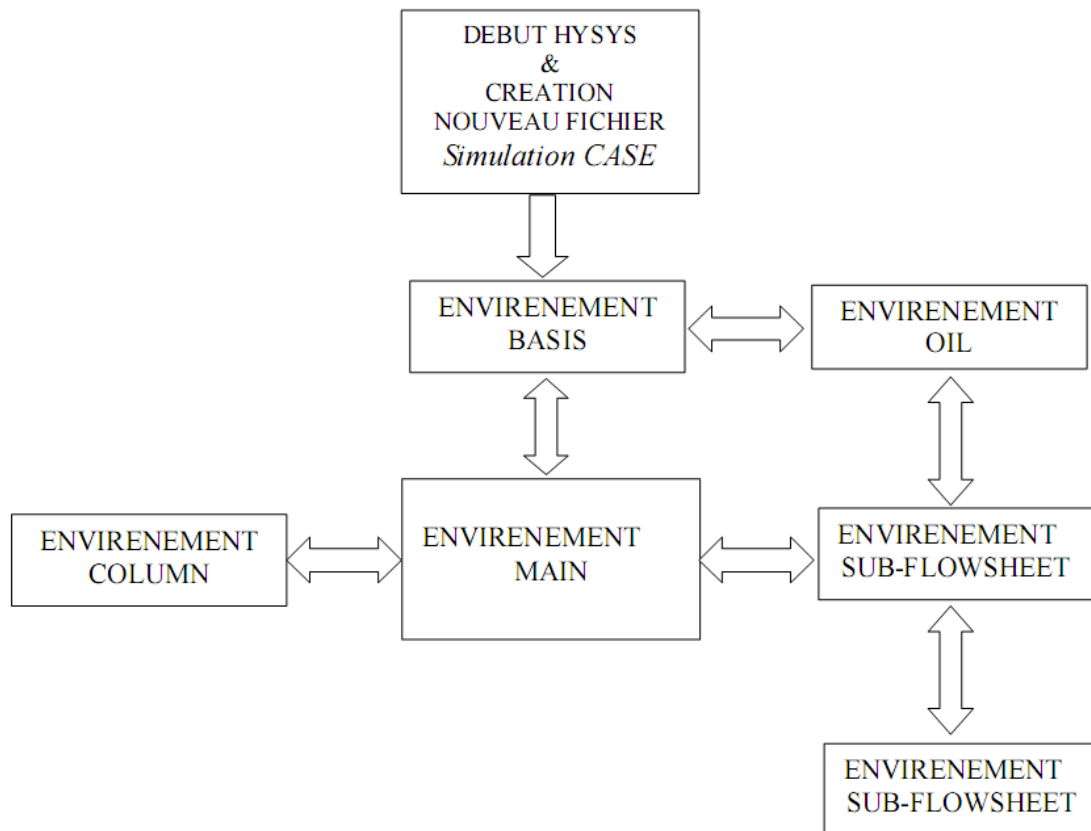


Fig.V-2: Environnements dedéveloppement dansHYSYS

V-4-2 Caractéristiques principales de HYSYS [11] :

Cette partie décrit brièvement les caractéristiques importantes qui font de HYSYS une plate-forme de simulation et de développement très puissant.

- (The Integrated Engineering Environment) : Toutes les applications nécessaires sont utilisées dans un environnement de simulation commun.
- Il intègre la possibilité d'une modélisation dans un état stable ou stationnaire et en régime dynamique : la modélisation dans un état stable et l'optimisation étant utilisées lors de la conception des procédés ; la simulation en régime dynamique étant réservée aux études de contrôlabilité de procédés et au développement de stratégies de contrôle.
- Programmation de HYSYS : HYSYS contient un *Internal Macro Engine* qui supporte la même syntaxe que *Microsoft Visual Basic*. On peut automatiser différentes tâches dans HYSYS sans avoir besoin d'un autre programme.

Voici quelques caractéristiques de HYSYS sur la manière dont sont réalisés les calculs :

- Gestion des événements (*Event Driven*): HYSYS combine le calcul interactif (les calculs sont exécutés automatiquement chaque fois que l'on fournit une nouvelle information) avec un accès instantané à l'information (à tout moment on peut avoir accès à l'information depuis n'importe quel environnement de simulation).
- Gestion intelligente de l'information (*Built-in Intelligence*): Les calculs des propriétés thermodynamiques s'effectuent instantanément et automatiquement dès qu'une nouvelle information est disponible.
- Opérations Modulaires: Chaque courant ou unité d'opération peut réaliser tous les calculs nécessaires, en utilisant l'information soit indiquée dans l'opération ou communiquée depuis un courant. L'information est transmise dans les deux directions à travers les *Flowsheets*.
- Algorithme de résolution non séquentielle : on peut construire des *Flowsheets* dans n'importe quel ordre.

Voici les caractéristiques de HYSYS sur comment opèrent les environnements :

Lorsque l'on effectue des développements dans un *Flowsheet* particulier, seul ce *Flowsheet* et les autres situés au-dessous dans la description hiérarchique, seront modifiés. Par exemple, si l'on considère (Fig. 3) et que l'on suppose que l'on désire faire des changements dans le *SubFlowsheet* D, on se place dans son environnement pour y effectuer ces changements. Puisque D est au-dessus de E dans la hiérarchie, tous les *Flowsheets* autres que D et E resteront inchangés. Dès que les calculs dans D seront effectués, il est possible alors de se déplacer dans l'environnement *Main Flowsheet* pour recalculer toutes les autres parties du modèle contenues dans les autres *SubFlowsheets*.

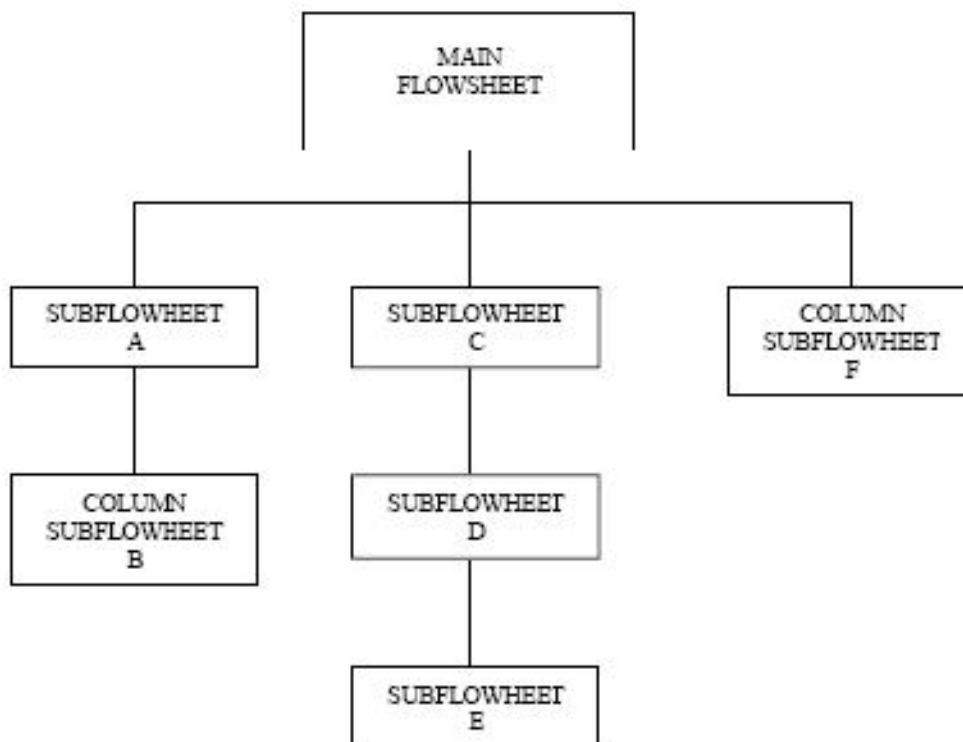


Fig.V-3: Organigramme des environnements dans la hiérarchie

V-5 Simulation du process du Gassi Touil :

On a suivi la processe de traitement du gaz par HYSYS . Nous avons introduit les donnès et le paramètre actuelle de fonctionnement du l'unité traitement Gassi Touil (Fig.V-4).

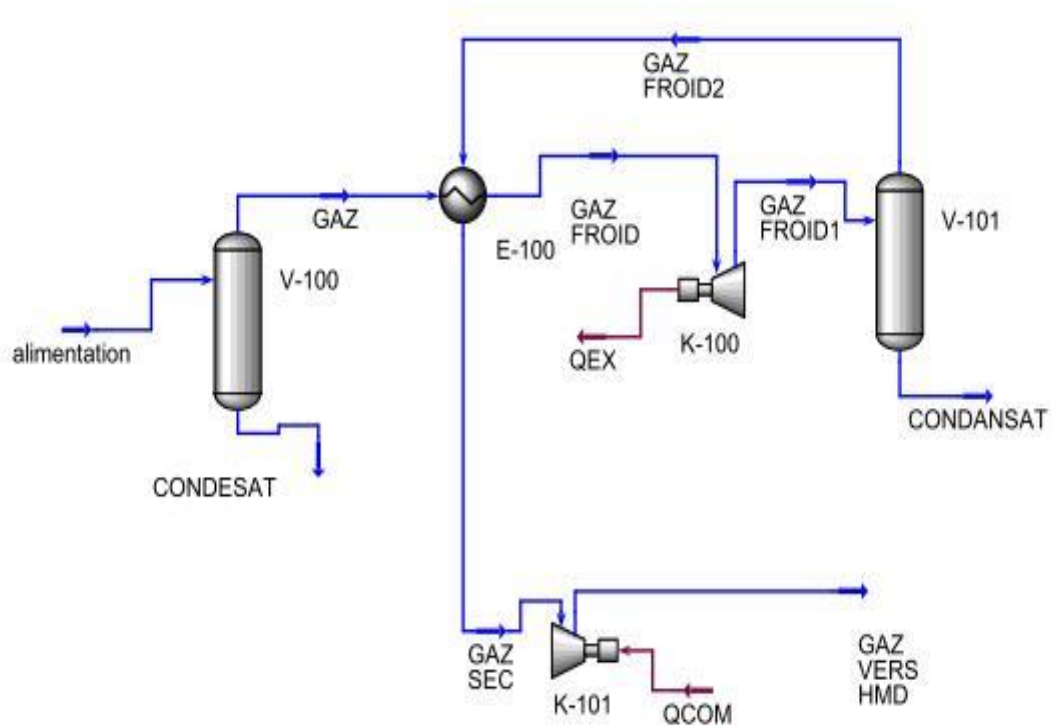


Fig.V-4 : schéma processe de traitement du gaz par HYSYS.

A laide de HYSYS ou à dèduire la courbe (PT) de l'alimentation et de la gaz vers HMD. Ce qui permet de choisir le meilleur condition de procédé. (Fig.V-5) .

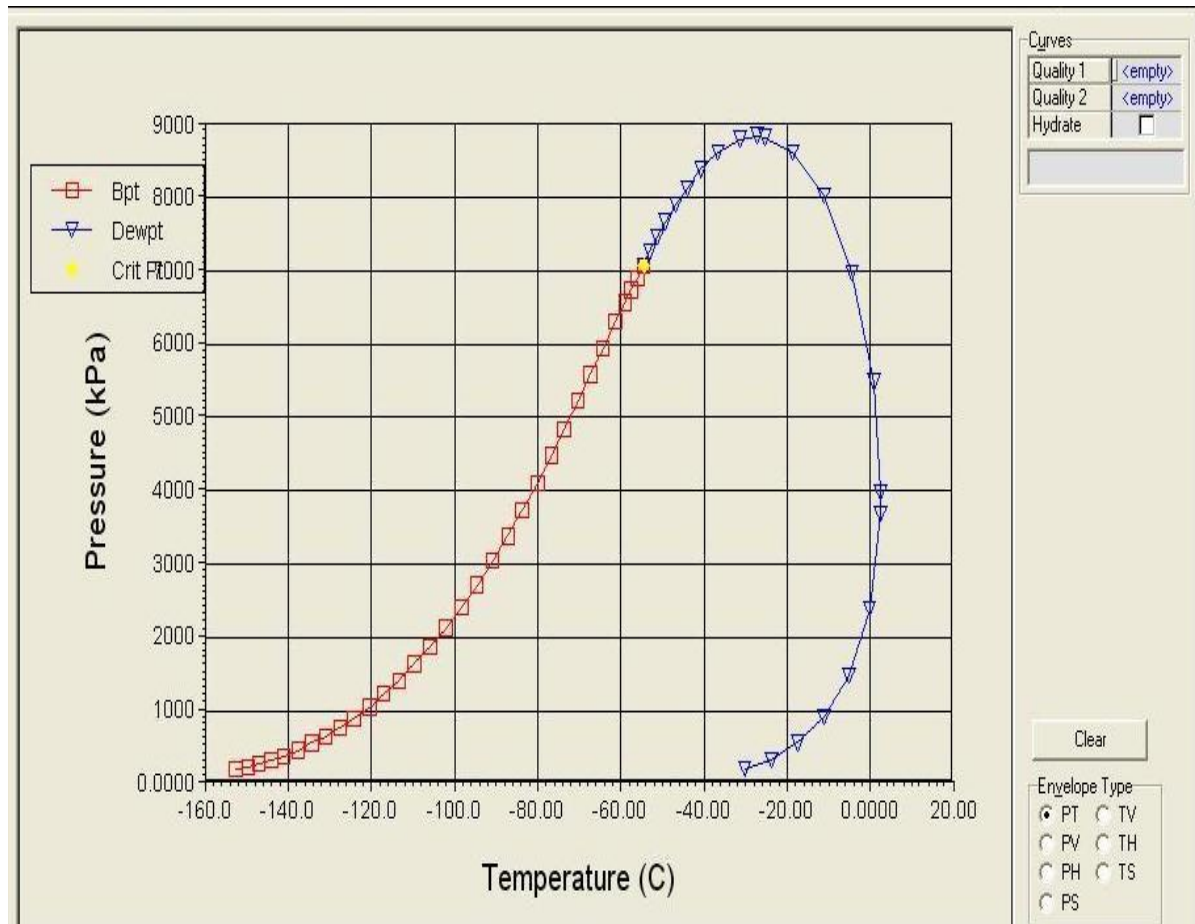


Fig.V-5 : la courbe (PT) de l'alimentation et de la gaz vers HMD.

Influence de la température sur la puissance de compresseur :

Pour suivre l'évolution de la puissance du compresseur on fonction de la température du gaz d'alimentation on à simulé la processe avec deux température (24,30) °C.

On à arrivée résulta suivant :

Le schéma ci-dessous on représente la simulation de processe avec le température 24 °C.

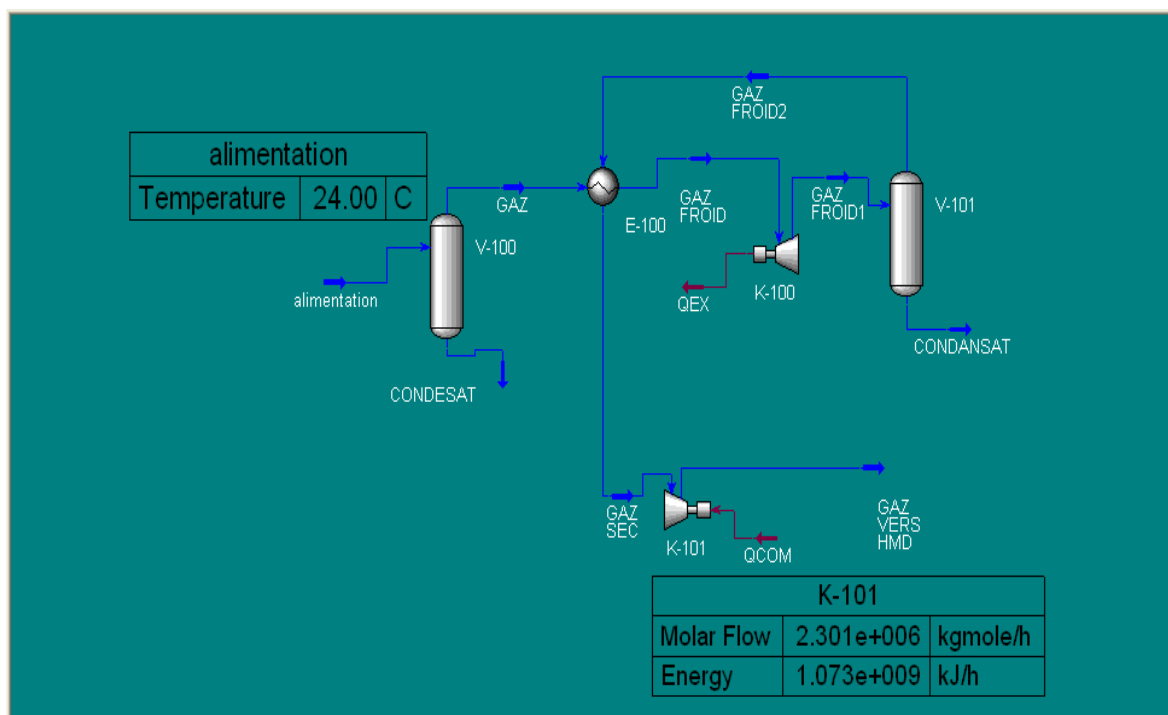


Fig.V-6: schéma puissance le compresseur en température 24 °C.

Le schéma ci-dessous on représente la simulation de processe avec le température 30 °C.

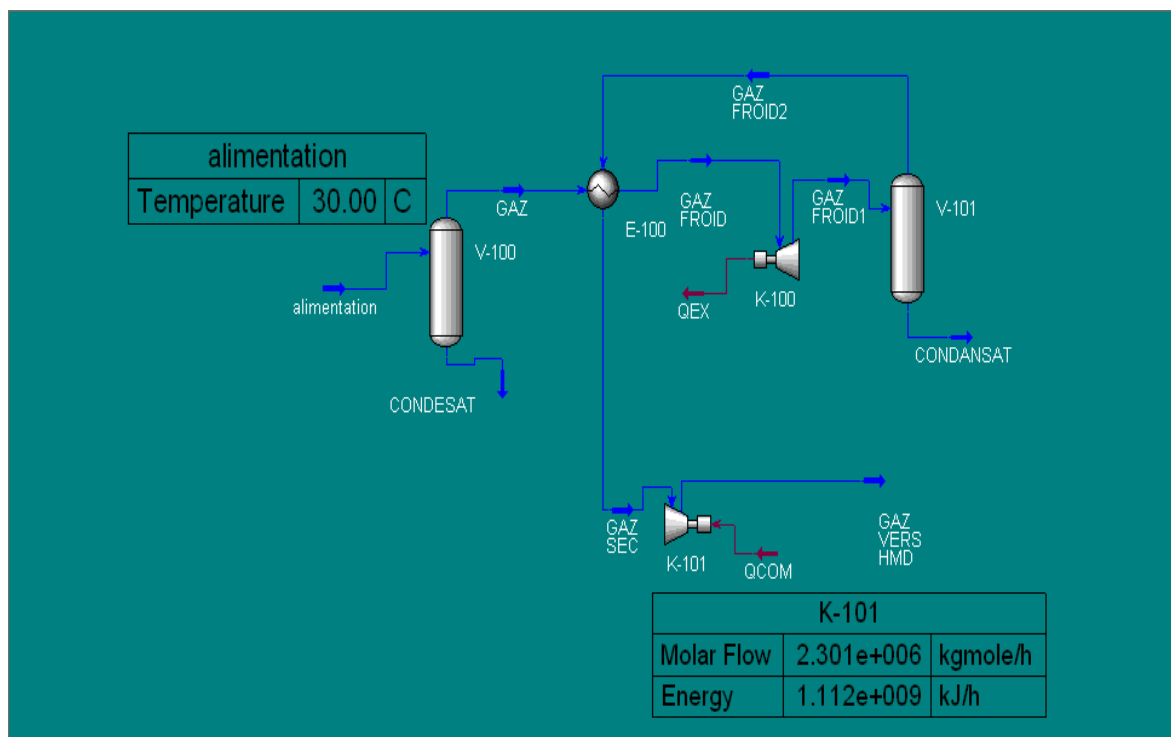


Fig.V-7: schéma puissance le compresseur en température 30 °C.

CONCLUSION

En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole. D'après le Département américain de l'énergie (EIA), la part du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de 22% en 2004 et les perspectives de développement de la demande sont excellentes. Il est considéré comme le combustible fossile du siècle, comme le pétrole l'était lors du siècle précédent et le charbon il y a deux siècles.

Ce travail nous permet de connaître le différent procédé de traitement du gaz naturel, et de maîtriser le logiciel de simulation HYSYS qui économiser l'énergie de fonctionnement du compresseur. Il faut travailler à une base température dans le domaine autorisé (une température supérieure à la température de la formation des hydrates).

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : Rapport du Centre de formation de Gassi Touil :
Revue Sonatrach. « Gaz naturel dans le monde. ».
- [2] : Le gaz naturel production traitement et transport : édition technip 1994
publications de l'institut français du pétrole.
- [3] : Revue trimestriel de Sonatrach. Revue n°15.Décembre 2002.
- [4] : *AOUDECHE El hadj*, Etude paramétrique du debutaniseur de l'unité de
separation de gaz In Amenas : Mémoire de fin d'étude génie de procédé
Université de boumerdes 2007.
- [5] : Revue Sonatrach : développement du gaz naturel dans le monde et
en Algérie.
- [6] : John.MCOPBLLL : « Gas conditioning and processing. ».
Publication de IAP. Edition Technique.Volume 1.
- [7] : Rapport de stage Gassi Touil.
- [8] : Le gaz naturel, ALEXANDRE ROJEY, Edition technip 1994.
- [9]: Manuel opératoire. Edition 2000. Gassi Touil.
- [10]: MILES ADEL.THEME: Optimisation des cycles de liquéfaction du
Gaz Naturel: Mémoire de fin d'étude en génie mécanique
Université de Montouri Constantine 2009
- [11]: HYSYS simulator 3.2 Canada 2002.