

République Algérienne Populaire et Démocratique
Ministère de l'Enseignement Supérieur
Ecole Nationale Polytechnique
Département Génie Chimique

Mémoire de Magister en Génie Chimique présenté par

Nabila Barouche
Ingénieur en génie chimique (USTHB)
Ingénieur spécialiste en raffinage et pétrochimie
(Ecole Nationale Polytechnique)

Thème : ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE POUR L'IMPLANTATION
D'UNE UNITE DE GAS TO LIQUIDS (GTL) EN ALGERIE

Pr.C.E.Chitour : Professeur ENP
Pr.E.H.Benyoussef : Professeur ENP
Dr.T.Ahmed Zaid : Maître de conférences ENP
Dr.A.Mefti : Chargée de cours ENP
Dr.F.Mohallebi : Maître de conférences ENP
Mr.A.Djellout : Directeur Central NAFTEC

Rapporteur
Président
Examineur
Examineur
Examineur
Invité

Année 2007

À la mémoire de Hassen mon frère qui me manque...

Dédicaces

- * *Je souhaiterais dédier ce mémoire à mes parents en guise de remerciements et de gratitude pour tout absolument tout,*
- * *A mon frère Djamel,*
- * *A Aziz mon époux, "patience encore pour d'autres diplômes"*
- * *A mes petites princesses Tania et Inès*
- * *A Salah et son épouse,*
- * *A Assia, une autre princesse,*
- * *A Souad,*
- * *A ma belle famille,*
- * *Aux familles Barouche et Benabid.*

ملخص: في هذه الدراسة سنتحدث عن: العوامل التي تدفع الجزائر إلى الاهتمام بهذه التكنولوجيا، عن احتياطات، إنتاج و استهلاك الغاز الطبيعي على المستوى العالمي و كذا في الجزائر. سنهتم أيضا بعرض مختلف التكنولوجيات في هذا المجال و مقارنة هذه الأخيرة من الناحية التقنية و انتشارها عبر العالم. المحور الثاني في هذا العمل يختص بدراسة المردودية الاقتصادية عن طريق المقارنة بين مشروع تحويل الغاز الطبيعي بواسطة تكنولوجيا GTL أو التميع GNL لأجل تحديد الطريق المثلى لاستغلال الغاز الطبيعي الجزائري.

Résumé : le but de ce travail est l'étude technico-économique pour l'implantation d'une unité GTL "Gas-to-Liquids» en Algérie.

Dans cette étude il sera question des raisons pour lesquelles il y a eu un regain d'attention pour cette technologie. Il sera donné un état des lieux du paysage énergétique mondial, en donnant les réserves, production et consommation mondiales de toutes les énergies, en mettant en exergue toutes les données pour l'Algérie.

Le procédé GTL sera décrit en donnant les différentes étapes pour l'obtention des carburants, avec une description et une comparaison des différentes technologies existantes. Les détenteurs de licences seront présentés, en donnant les capacités installées dans le monde.

Un calcul de rentabilité est fait, en comparant le procédé GNL (gaz naturel liquéfié) et le procédé GTL afin de déterminer la meilleure option pour la valorisation du gaz naturel en l'Algérie.

Technical economic study for implementation a GTL unit in Algeria

Abstract: the purpose of this work is a technical and economic study of implementing a GTL "Gas-to-Liquids" plant in Algeria.

This study will give the reasons of the renewal attention for this technology.

Reserves, production and consumption world of natural gas will be given, by putting up all Algeria's data.

A full description of GTL's steps process via Fischer-Tropsch to get the products with specifications. There will have a description and a comparison of the various existing technologies and licensors and location of the plants all over the world.

The economical side will be treated in the last chapter. An economic study is made by comparing process GNL (liquefied natural gas) and process GTL in order to find the best option for valorization natural gas

Mots clés : Energie primaire, Energie renouvelable, Réserves, Production, Consommation, GTL, Gas To Liquids, Fischer-Tropsch,

Sommaire

Introduction:	1
---------------------	---

Partie I

1) Situation énergétique mondial	5
1.1) Une prépondérance du pétrole.....	5
1.1.1) Les réserves de pétrole.....	5
1.1.2) La production et la consommation de pétrole	7
1.2) Le gaz.....	8
1.2.1) Une énergie récente	8
1.2.2) Les réserves en gaz et leurs répartitions au niveau mondial.....	8
1.2.3) La production et la consommation mondiale de gaz naturel	8
1.3) Le charbon	9
1.3.1) Energie emblématique de la révolution industrielle	9
1.3.2) Réserves de charbon.....	9
1.3.3) Une consommation étroitement liée à la production	10
1.4) Le nucléaire.....	11
1.4.1) Les réserves de combustible nucléaire (réserves en Uranium)	11
1.4.2) Les perspectives du nucléaire	13
1.5) Les énergies renouvelables (ENR)	15
1.5.1) L'utilisation des énergies renouvelables	15
1.5.1.1) L'énergie hydraulique.....	15
1.5.1.2) La biomasse.....	16
1.5.1.3) La géothermie	16
1.5.1.4) L'énergie éolienne	16
1.5.1.5) L'énergie solaire	17
2) Prospective énergétique.	18
2.1) Une approche différente selon l'horizon temporel.....	18
2.2) Les scénarios prospectifs	19
2.3) L'avenir des énergies sur le long terme.....	20
3) L'énergie en Algérie	21
3.1) Les réserves en hydrocarbures	21
3.2) Potentiel des énergies renouvelables	21
3.2.1) Energie solaire	21
3.2.2) Potentiel éolien.....	22
3.2.3) Potentiel de l'énergie géothermique	22
3.2.4) Potentiel de l'hydroélectricité	22
3.2.5) Le potentiel de la biomasse.....	23
3.2.5.1) Potentiel de la forêt	23
3.2.5.2) Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles	23
3.3) Perspectives d'évolution de la consommation d'énergie en Algérie.....	23

Partie II

1) Origine et Histoire du gaz naturel	25
2) Description et caractéristiques techniques.....	26
3) Qualité	27

4) Les différentes opérations de transformation du gaz naturel	28
5) Industrie du gaz naturel.....	29
5.1) Transport par pipelines (gazoducs)	29
5.2) Le gaz naturel liquéfié (GNL).....	30
5.2.1) Principaux marchés du GNL dans le monde	31
5.3) La génération d'électricité	32
5.4) Les GTL (Gas To Liquids).....	33
5.4.1) Méthanol	33
5.4.2) Diméthylether.....	33
5.4.3) Ammoniaque	34
5.4.4) Conversion via Fischer-Tropsch	34

Partie III

1) Origine et histoire du procédé Fischer-Tropsch	37
2) Les différentes étapes de transformation	38
2.1) Purification du gaz.....	38
2.2) La génération de Syngas (gaz synthétique)	39
2.2.1) Le Vaporeformage « steam reforming ».....	39
2.2.1.1) Thermodynamique des réactions	39
2.2.1.2) Charges de Vaporeformage	40
2.2.1.3) Catalyseurs et conditions opératoires	40
2.2.1.4) Développement en cours	41
2.2.2) L'oxydation partielle (POX)	42
2.2.2.1) Thermodynamique et cinétique des réactions.....	42
2.2.2.2) Unité de séparation de l'air (ASU)	44
2.2.3) Procédé Autotherme catalytique " ATR "	45
2.3) Procédé Fischer-Tropsch	48
2.3.1) Mécanisme de la réaction Fischer-Tropsch.....	50
2.3.2) Les réacteurs pour la synthèse Fischer-Tropsch	51
2.3.2.1) Réacteur tubulaire à lit fixe	52
2.3.2.2) Réacteur à catalyseur entraîné	52
2.3.2.3) Réacteur à lit fluidisé.....	53
2.3.2.4) Le réacteur Slurry	54
2.3.3) Paramètres influençant la composition des produits Fischer-Tropsch	56
2.3.3.1) Conditions de fonctionnement.....	56
2.3.3.2) Composition du catalyseur	56
1) Le catalyseur à base de Fer.....	56
2) Le catalyseur à base de Cobalt	57
2.3.3.3) Le taux de conversion	59
2.3.4) Les sous-produits de la synthèse Fischer-Tropsch	60
2.4) Distillation et valorisation des produits	61
2.4.1) Technologies	61
2.4.2) Les produits GTL	62
2.4.3) Le coût d'investissement pour une unité GTL.....	64
3) Les unités GTL existantes à travers le monde	65
3.1) Les différents détenteurs de licences des unités GTL	65
4) Description des procédés GTL de différentes compagnies	67

4.1) Procédé BP	67
4.2) Procédé ConocoPhillips	68
4.3) Procédé ExxonMobil AGC-21	69
4.4) Procédé Rentech	70
4.5) Procédé Sasol Chevron	71
4.5.1) Procédé Haldor Topsoe pour la génération du Syngas.....	72
4.6) Procédé Shell (SMDS).....	73
4.7) Procédé Statoil et PetroSA	74
4.8) Procédé Syntroleum	74

Partie IV

1) Base de l'étude	77
2) Processus de décision	77
3) Données de base.....	78
3.1) Données économiques des projets.....	78
3.2) Bilan matière des différentes unités:	78
3.2.1) Unité GNL.....	78
3.2.2) Unités GTL	79
3.3) Marchés de destination des différents produits.....	79
3.4) Prime des produits GTL	80
3.5) Coûts de Fret	80
3.6) Prix des produits	81
4) Résultat de l'étude	82
4.1) Analyse de sensibilité	83
4.1.1) Etude de sensibilité par rapport au prix de la charge	84
4.1.2) Etude de sensibilité par rapport au prix de vente des produits.....	85
4.1.3) Etude de sensibilité par rapport au coût de l'investissement.....	86
4.2.4) Etude de sensibilité par rapport à la capacité des unités GTL.....	87
 Conclusion :.....	 89

Bibliographie

Annexe

Liste des tableaux

Tableau 1 : Evolution des réserves prouvées de pétrole.....	5
Tableau 2 : Estimations "pessimistes" des réserves de pétrole	6
Tableau 3 : Estimations "optimistes" des réserves de pétrole.....	6
Tableau 4 : Production et consommation de pétrole	7
Tableau 5: Evolution des Réserves prouvées de gaz naturel	8
Tableau 6 : Production et consommation de gaz naturel.....	9
Tableau 7 : Répartition des réserves de charbon par zones géographiques	10
Tableau 8 : Répartition des réserves de charbon par pays	10
Tableau 9 : Production et consommation de Charbon.....	11
Tableau 10 : Ressources d'Uranium au plan mondial en 1999	12
Tableau 11 : Répartition de la puissance nucléaire installée	14
Tableau 12: Bilan énergétique mondial	17
Tableau 13: Demande en énergie primaire en 2030	19
Tableau 14: IIASA/CME: Demande en énergie primaire en 2050	19
Tableau 15: Structure du bilan énergétique en 2030	20
Tableau 16 : Structure du bilan énergétique en 2050.....	20
Tableau 17 : Réserves, Production et consommation en Algérie.....	21
Tableau 18 : Potentiel solaire en Algérie	22
Tableau 19 : composition du gaz naturel brut de quelques gisements	27
Tableau 20 : Principaux importateurs par pipelines en 2005.....	30
Tableau 21 : Principaux exportateurs par pipelines en 2005	30
Tableau 22 : Principaux importateurs de GNL en 2005	32
Tableau 23 : Principaux exportateurs de GNL en 2005.....	32
Tableau 24 : Principaux pays producteurs d'électricité à partir du gaz naturel en 2005	33
Tableau 25 : Composition du gaz après Vaporeformage	40
Tableau 26: Composition des gaz à partir du procédé ATR	45
Tableau 27 : Comparaison entre les différentes technologies de génération du Syngas	46
Tableau 28 : Techniques pour ajuster le ratio H ₂ /CO du Syngas	47
Tableau 29 : Variations approximatives du ratio H ₂ /CO.....	47
Tableau 30 : Composition des différentes coupes	51
Tableau 31 : Inconvénients et avantages des catalyseurs en Cobalt et en Fer	57
Tableau 32 : Formulations de catalyseurs brevetés	58
Tableau 33 : Propriétés physiques des produits GTL et des produits issus du pétrole ¹ ..	63
Tableau 34 : Production mondiale de produits GTL de 1955 à 2015	67
Tableau 35 : Données économiques des projets	78
Tableau 36 : Rendements annuels pour l'unité GNL	78
Tableau 37 : Rendements journaliers pour les unités GTL	79
Tableau 38 : Pourcentage correspondant aux quantités destinées à chaque marché.....	80
Tableau 39 : Prime pour les produits GTL	80
Tableau 40 : Coûts de Fret des produits	80
Tableau 41 : Prix FOB des produits.....	81
Tableau 42 : Paramètres de rentabilité pour un prix de Brut à 30\$/baril.....	82
Tableau 43 : Paramètres de rentabilité pour un prix de Brut à 40\$/baril.....	82
Tableau 44 : Paramètres de rentabilité pour prix de Brut à 70\$/baril	82

Liste des figures

Figure 1 : Réserves mondiales prouvées d'Uranium.....	12
Figure 2: Répartition par source d'énergie de l'électricité produite en 2003 dans le Monde	15
Figure 3 : Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s).....	22
Figure 4 : Prévisions d'évolution de la consommation par énergie,	25
Figure 5 : Prévisions d'évolution de la consommation par énergie,	25
Figure 6: Utilisation du gaz naturel par secteur.....	26
Figure 7 : Schéma de la filière du gaz naturel	28
Figure 8 : Représentation de la chaîne du GNL	31
Figure 9 : Distance vers les marchés de gaz naturel.....	34
Figure 10 : Schéma Bloc pour une unité GTL	38
Figure 11 : Mécanisme de la réaction Fischer-Tropsch.....	50
Figure 12 : Schéma de principe d'un réacteur tubulaire à lit fixe	52
Figure 13 : Schéma de principe d'un réacteur à catalyseur entraîné.....	53
Figure 14 : Schéma de principe d'un réacteur à lit fluidisé.....	53
Figure 15 : Schéma de principe d'un réacteur "Slurry" colonne à bulle.....	54
Figure 16 : Relation entre le ratio H₂/CO et la sélection du catalyseur.....	57
Figure 17 : Composition typique d'une fraction d'un produit Fischer-Tropsch.....	58
Figure 18 : Distribution des produits en fonction du facteur α	60
Figure 19 : Rendements typiques pour les produits issus du pétrole et des produits GTL	62
Figure 20 : Découpage des coûts d'investissement d'une unité GTL.....	64
Figure 21 : Schéma bloc du procédé BP	68
Figure 22 : Schéma bloc du procédé ConocoPhillips	69
Figure 23 : Schéma bloc du procédé ExxonMobil AGC-21.....	70
Figure 24 : Schéma bloc du procédé Rentech	71
Figure 25 : Schéma bloc du procédé Sasol Chevron	71
Figure 26 : Procédé Haldor Topsoe de génération de Syngas	72
Figure 27 : Schéma bloc du procédé Shell synthèse distillats moyens (SMDS).....	73
Figure 28 : Schéma bloc du procédé Statoil/PetroSA	74
Figure 29 : Schéma bloc du procédé Syntroleum	75
Figure 30 : Schéma bloc du procédé Syntroleum (section Fischer-Tropsch)	76
Figure 31 : Schéma de processus pour prise de décision	77
Figure 32 : Sensibilité du TRI par rapport au prix de la charge	84
Figure 33 : Sensibilité du TRI par rapport au prix de vente des produits.....	85
Figure 34 : Sensibilité du TRI par rapport au Coût de l'investissement	86
Figure 35 : Sensibilité de la VAN par rapport à l'augmentation de capacité.....	87

INTRODUCTION

Introduction :

La perspective d'une possible pénurie d'énergie fait depuis quelques décennies, partie des grandes questions auxquelles les sociétés sont confrontées.

Le bouleversement de la structure de l'économie et de l'organisation des modes de vie, la révolution industrielle ont provoqué une croissance très forte de la demande d'énergie et une grande diversification de ses modes de consommation.

Le manque de ressources a fait irruption dans le débat politique et social dans les années soixante-dix (malgré les réévaluations successives des réserves de combustibles fossiles et de la mise en œuvre de politiques de limitation de la demande (programmes d'économies d'énergie)).

Toute discussion de l'évolution des besoins en énergie dans le futur nécessite l'établissement de scénarios prospectifs à long terme, en tenant compte des contraintes liées aux réserves et aux facteurs environnementaux.

Le futur énergétique reste néanmoins fondamentalement incertain et largement controversé, la nécessité de prévoir un **substitut au pétrole** dans le secteur des transports à moyen terme, les difficultés posées par les émissions de gaz à effet de serre, la place future de l'énergie nucléaire ou encore la possibilité de recourir aux énergies renouvelables, constituent quelques unes des grandes questions qui structurent aujourd'hui le débat énergétique.

Le gaz naturel, pourrait se substituer au pétrole dans les années avenir, la possibilité de produire des carburants à partir du gaz naturel semble être une voie privilégiée, elle pourrait être une alternative à la valorisation de cette énergie et devrait progressivement trouver sa place dans le paysage énergétique mondial. La conversion chimique du gaz naturel "GTL via Fischer-Tropsch" pourrait ouvrir de nouveaux marchés pour les carburants et les produits chimiques. De récents progrès techniques ont déjà permis une amélioration des rendements et une diminution des coûts d'investissement et d'exploitation. Plusieurs compagnies pétrolières envisagent la construction d'usines de traitement à grande échelle.

L'Algérie dispose de grandes réserves de gaz naturel (4580 Gm³), son acheminement vers les marchés se fait via les gazoducs (transport par pipelines), ou bien par liquéfaction (GNL). La transformation chimique du gaz naturel et la production de produits GTL (gas to liquids) pourraient être envisagées dans l'offre Algérienne, qui vise à diversifier le secteur des hydrocarbures. Il sera intéressant de savoir si ce projet pourrait être une alternative de valorisation du gaz naturel Algérien.

C'est dans cet esprit, que nous avons pensé à effectué une étude de faisabilité pour l'implantation d'une unité de conversion du gaz en produits liquides (GTL) en Algérie, en effectuant un calcul de rentabilité pour ce genre d'unité, de même qu'une étude comparative avec une unité de GNL sera faite dont le principal objectif sera de déterminer la meilleure voie de valorisation du gaz naturel.

PARTIE I

Le 20^{ème} siècle aura vu s'affirmer la suprématie des hydrocarbures en matière de satisfaction des besoins énergétiques. Le débat portant sur les réserves notamment celle du pétrole, ne cesse de s'intensifier, opposant optimistes et pessimistes quant à l'épuisement des sources. Dans Cette partie, nous parlerons :

- De l'état des lieux des énergies fossiles, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables.
- Des résultats d'études prospectives sur les évolutions futures du secteur de l'énergie, donnant ainsi les différentes visions d'évolution du secteur énergétique.
- De l'environnement énergétique Algérien, des réserves, de la production et de la consommation du gaz et du pétrole, en présentant aussi quelques données sur les énergies renouvelables. De même qu'une étude prospective faite par le conseil mondial de l'énergie à l'horizon 2020.

1) Situation énergétique mondial :

1.1) Une prépondérance du pétrole :

Depuis 1859, date de la première mise en exploitation d'un forage de pétrole par Edwin Drake en Pennsylvanie, le pétrole s'est incontestablement imposé comme la principale source d'énergie mondiale. Tout d'abord circonscrite à l'exploitation terrestre en Amérique du Nord, la production de pétrole s'est progressivement mondialisée à mesure que croissait la demande adressée à cette énergie à haut potentiel calorifique, aisément stockable et souple d'utilisation.

Au cours de la première moitié du 20^{ème} siècle, le pétrole a lentement pris des parts de marché au charbon, puis s'est imposé par rapport à toutes les autres sources d'énergie après la seconde guerre mondiale. Le centre de la production mondiale d'or noir s'est déplacé des Etats-Unis vers le Moyen Orient au cours des Trente Glorieuses. A la suite des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979, l'origine de la production s'est progressivement diversifiée dans le souci d'assurer une meilleure sécurité des approvisionnements énergétiques.

Le pétrole satisfait aujourd'hui 40% des besoins primaires d'énergie de la planète, contre 50% en 1973, année où 2,8, Gt étaient produites annuellement. On produit donc aujourd'hui 25% plus de pétrole qu'en 1973, mais la structure du bilan énergétique mondial est devenue moins dépendante du pétrole, même si celui-ci conserve une prépondérance marquée.

1.1.1) Les réserves de pétrole :

Les réserves de pétrole font l'objet d'évaluations depuis le début des années 1940 elles étaient alors estimées à 82 Gt. Elles ont fait l'objet d'une série de réévaluations au cours de la deuxième moitié du 20^{ème} siècle, à mesure que le pétrole devenait une matière première de plus en plus stratégique, que la technologie progressait, et que l'exploration s'étendait à de nouvelles zones géographiques. L'évolution des réserves de pétrole est donnée dans le tableau suivant:

Tableau 1 : Evolution des réserves prouvées de pétrole (Gt)				
Régions	1980	1990	2000	2005
Amérique du Nord	12,6	13,1	10,3	7,8
Amérique du Sud	3,6	9,8	13,4	14,8
Europe	13,4	11,0	15,6	19,2
Moyen-Orient	49,4	89,7	94,3	101,2
Afrique	7,3	8,0	12,7	15,2
Asie Pacifique	4,6	5,0	5,8	5,4
Total	90,9	136,6	152,1	163,6

Source : BP Statistical Review 2006

L'évaluation des réserves de pétrole est l'objet de vives controverses entre deux écoles. Une école qualifiée de "pessimiste" constituée de géologues et une autre école, qualifiée "d'optimiste", formée essentiellement d'économistes.

- Selon les "pessimistes", les réserves de certains états pourraient être surévaluées. Les Etats sont souvent inspirés par des impératifs de nature politique dans l'évaluation de leurs réserves. Ainsi, certains pays de l'OPEP ont réévalué leurs réserves de plus de 300 GBbl à la fin des années 1980, sans annoncer de découvertes majeures selon eux cette réévaluation a surtout été effectuée dans le but d'augmenter leurs quotas de production au sein de cette organisation.

Ils prévoient un pic de production en 2005 pour le brut conventionnel et en 2010/2015 pour l'ensemble des pétroles. Sous cette hypothèse, la production ne serait plus que de 12 GBbl par an en 2050 contre 27 GBbl en 2000. Le tableau ci-dessous donne les estimations "pessimistes" des réserves de pétrole :

	Gt	GBbl
Réserves	280 à 335	2050 à 2450
Production cumulée	115	850
Pétrole restant à produire	150 à 205	1100 à 1500
▪ Réserves prouvées	120	900
▪ Réserves à découvrir	30 à 80	200 à 600
Soit entre 35 et 50 années de production restante		

- Quant aux "optimistes", ils fondent leurs hypothèses sur la progression du taux de récupération, l'amélioration des technologies et la baisse continue des coûts. Le pic de production de brut conventionnel se situerait entre 2016 et 2037.

	Gt	GBbl
Réserves	450	3345
Production cumulée	100	717
Pétrole à récupérer	358	2628
▪ Réserves prouvées	124	959
▪ Réserves à découvrir	100	730
Soit environ 90 années de production restante		

Les réserves de pétrole n'ont cessé d'être réévaluées à la hausse ces dernières années. Cette évolution résulte d'une combinaison de facteurs à savoir :

- L'ouverture aux investissements internationaux à de nouvelles zones d'exploration et de production qui a entraîné de nouvelles découvertes.
- La transformation progressive de certains pétroles non conventionnels (off shore profond, pétroles lourds) en ressources exploitables.
- La réévaluation des découvertes passées en raison de la sous-estimation initiale lors des mises en production et de la hausse du taux de récupération.

1.1.2) La production et la consommation de pétrole :

La production de pétrole est assez concentrée, puisque les dix premiers pays producteurs en assurent 65%, dans l'ordre l'Arabie Saoudite, la Russie, les Etats-Unis, l'Iran, le Mexique, la Chine, le Venezuela, le Canada, la Norvège, et les Emirats Arabes Unis.

La consommation est localisée dans trois grandes zones géographiques principales, qui représentent chacune environ un quart de la consommation mondiale :

L'Amérique du Nord (30%), l'Europe (25%) et l'Asie (29%). La consommation par habitant ne reflète pas la parité théorique que pourraient suggérer ces chiffres. Le gigantesque ensemble formé par l'Asie compte plus de trois milliards d'habitants, alors que l'ensemble Europe Amérique du Nord n'atteint même pas le milliard d'habitants. La production et la consommation de pétrole sont données dans le tableau suivant :

Régions	Production (MMt)	Consommation (MMt)
Amérique du Nord	643	1133
Amérique du Sud	351	223
Europe	845	963
Moyen-Orient	1208	271
Afrique	467	129
Asie Pacifique	382	1117
Total	3896	3836

Source : BP Statistical Review 2006

1.2) Le gaz :

1.2.1) Une énergie récente :

Ce n'est que vers la fin des années 1950 que l'on a commencé à s'intéresser au gaz naturel. Face au pétrole. Le gaz naturel est longtemps apparu comme une énergie délicate à exploiter en raison de la difficulté et des coûts de son transport. L'affirmation du gaz comme source d'énergie à part entière a été conditionnée par la disponibilité des technologies permettant son exploitation.

1.2.2) Les réserves en gaz et leurs répartitions au niveau mondial :

Les réserves prouvées de gaz naturel ont connu une croissance spectaculaire, leur volume a quasiment décuplé au fur et à mesure des réévaluations. Les vingt dernières années ont vu la découverte de plus de 80 000 Gm³ de réserves de gaz, soit un volume deux fois supérieur à celui que l'on estimait être celui des réserves prouvées en 1970. L'évolution des réserves de gaz naturel sont données dans le tableau suivant:

Régions	1980	1990	2000	2005
Amérique du Nord	9890	9490	7490	7460
Amérique du Sud	2780	5250	6980	7020
Europe	36000	59840	61740	64010
Moyen-Orient	24690	37990	59810	72130
Afrique	5990	8550	12470	14390
Asie Pacifique	4770	9880	12280	14840
Total	83830	131000	160760	179830

Source : BP Statistical Review 2006

1.2.3) La production et la consommation mondiale de gaz naturel:

La part du gaz naturel dans le bilan énergétique est passée de 18% en 1970 à 24% aujourd'hui. Les pays membres de l'OCDE assurent 39% de la production mondiale de gaz naturel, et 27,5% de la production annuelle pour l'ex-Union Soviétique.

La croissance de la production et de la consommation de gaz naturel n'a jamais fléchi. Les principales zones de consommation sont, L'Amérique du Nord avec 28,2% de la

consommation mondiale, et l'Europe avec 40,8% de la consommation mondiale. La production et la consommation de gaz naturel sont données dans le tableau suivant :

Régions	Production (Gm³)	Consommation (Gm³)
Amérique du Nord	750,6	774,5
Amérique du Sud	135,6	124,1
Europe	1061,1	1121,9
Moyen-Orient	292,5	251,0
Afrique	163,0	71,2
Asie Pacifique	360,1	406,9
Total	2763,0	2749,6

Source : BP Statistical Review 2006

1.3) Le charbon :

1.3.1) Energie emblématique de la révolution industrielle :

Le charbon a longtemps dominé le bilan énergétique mondial une domination indiscutable de la fin du 19^{ème} au milieu du 20^{ème} siècle. La part du charbon dans le bilan énergétique mondial a atteint son apogée dans les premières décennies du 20^{ème} siècle. En 1913, sa production dépasse 1200 millions de tonnes par an, il fournit ainsi 80% de l'énergie consommée dans le monde. Après la Première Guerre mondiale, la production connaît une forte croissance, non seulement en Europe et en Amérique, mais aussi en Asie. Le charbon demeure aujourd'hui la deuxième source d'énergie mondiale derrière le pétrole, avec une part dans la couverture des besoins en énergie primaire voisine de 26%.

1.3.2) Réserves de charbon :

Les réserves de charbon dans le monde s'élèvent à 909 Gt. Ces réserves se décomposent en deux grandes catégories de charbon : un peu plus de la moitié (53%) est constituée de houille 479 Gt, et les (47%) restants sont constitués de lignite soit 430 Gt. Ces chiffres ne donnent qu'une estimation partielle des réserves totales existantes, du fait du caractère incomplet de la prospection. Le tableau ci-dessous donne la répartition des réserves par zones géographiques :

	MMt	%
Amérique du Nord	254,4	28
Amérique du Sud et Centrale	19,9	2,2
Europe	287,1	31,6
Afrique	50,8	5,6
Asie Pacifique	296,9	32,6
Total Monde	909,1	100

Source : BP Statistical Review 2006

Les Etats-Unis, possèdent un quart des réserves mondiales, ensuite viennent la Russie et la Chine qui possèdent un autre quart des réserves prouvées. Le tableau ci-dessous renseigne sur les réserves de charbon dans différents pays :

pays	Réserves de houille	Réserves de lignite	Total	%
Etats-Unis	111 338	135 305	246 643	27,1
Russie	49088	107 922	157 010	17,3
Chine	62 200	52 300	114 500	12,6
Inde	90 085	2360	92 445	10,2
Australie	38 600	39 900	78 500	8,6
Afrique du Sud	48750	/	48750	5,4
Ukraine	16 274	17 879	34 153	3,8
Kazakhstan	28 151	3128	31 279	3,4
Allemagne	183	6556	6739	0,7

Source : BP Statistical Review 2006

1.3.3) Une consommation étroitement liée à la production :

Le maintien de la place du charbon dans le bilan énergétique mondial est notamment lié à la coïncidence de la localisation géographique des réserves et de la consommation. Le coût du transport, qui représente une grande partie du prix total du charbon, explique que la plupart des gros producteurs de charbon au niveau mondial sont également de gros consommateurs (Chine, Etats Unis, Inde, Russie). La seule exception significative à cette règle est le Japon, qui maintient un usage important du charbon malgré une production nationale très faible. La production et la consommation de charbon sont données dans le tableau suivant :

Tableau 9 : Production et consommation de Charbon		
Régions	Production (MMt)	Consommation (MMt)
Amérique du Nord	1103,3	1105,0
Amérique du Sud	74,1	38,0
Europe	1191,5	967,5
Moyen-Orient	1,1	16,2
Afrique	252,7	180,5
Asie Pacifique	3229,9	2966,6
Total	5852,5	5273,6

Source : BP Statistical Review 2006

1.4) Le nucléaire :

Cette source d'énergie a pu conquérir sa place dans le système énergétique mondial, c'est une source d'énergie récente dont le développement a connu plusieurs phases et dont les applications civiles ont longtemps été considérées comme secondaires

Son histoire commence en 1896 avec la découverte de la radioactivité par Henri Becquerel dont les travaux sont prolongés par ceux de Pierre et Marie Curie. Il faut attendre 1951 pour assister à la première production expérimentale d'électricité à partir de l'énergie nucléaire sur le sol américain. En 1954, le premier réacteur électrogène est mis en service en Union soviétique. Entre 1956 et 1960, le Royaume Uni, les Etats Unis, la France et le Canada procèdent à leur tour à la mise en service de leurs premières centrales destinées à la production d'électricité. La production mondiale passe ainsi de 10 TW/h en 1963 à 68 TW/h en 1970.

1.4.1) Les réserves de combustible nucléaire (réserves en Uranium) :

Les ressources en uranium naturel sont présentées comme suit :

- Ressources classiques connues : ce sont les ressources existant dans les gisements connus et dans les extensions de ces gisements.
- Ressources supplémentaires estimées : elles sont constituées des ressources dont la présence est présumée au vu des données géologiques et des caractéristiques des gisements actuels.

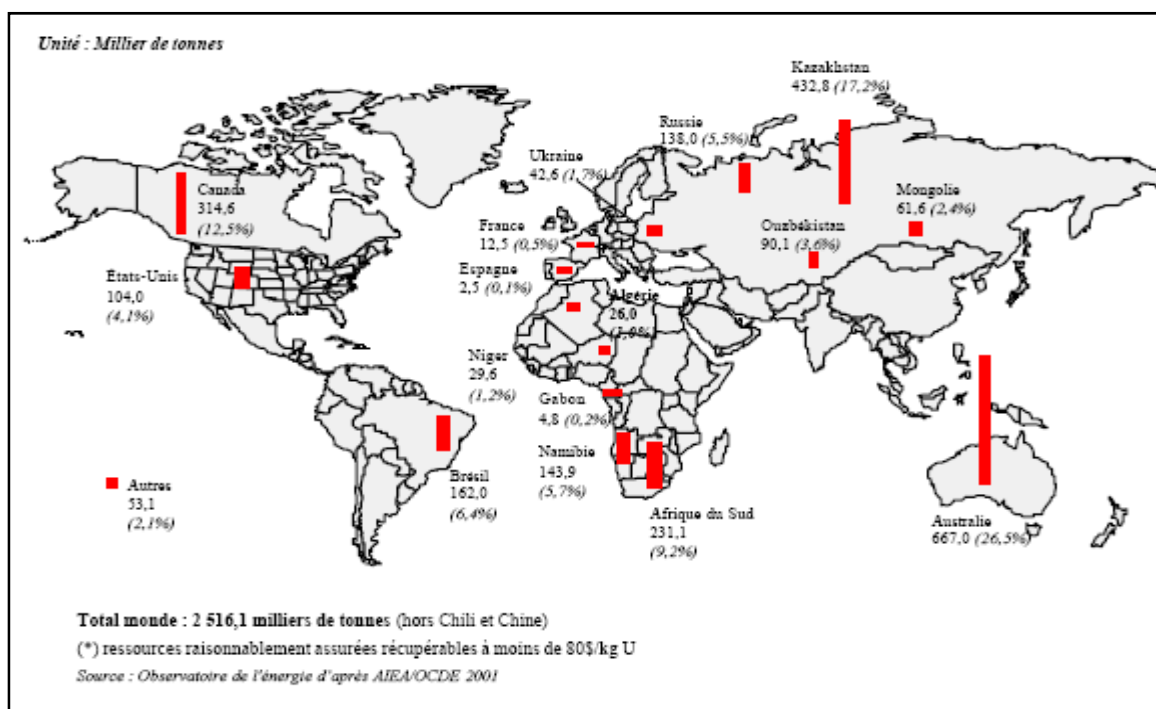
- Ressources spéculatives : il s'agit des zones pour lesquelles on dispose d'indications indirectes et d'extrapolations géologiques qui laissent penser qu'elles sont susceptibles d'abriter des gisements.

Les ressources d'Uranium sont données dans le tableau suivant :

Type de ressources	Ressources classiques connues	Ressources supplémentaires estimées	Ressources spéculatives	Total
Montant des ressources	4,6	2,3	9,2	16,1

Source : Observatoire de l'énergie d'après AIEA/OCDE 2001

Le total donne un ordre de grandeur sur la disponibilité des réserves : plus de 250 années de consommation au rythme actuel.



Source : Observatoire de l'énergie d'après AIEA/OCDE 2001

Figure 1 : Réserves mondiales prouvées d'Uranium

1.4.2) Les perspectives du nucléaire :

Au cours des années 1970, des politiques volontaristes accélèrent les programmes de construction de centrales nucléaires. En dix ans de 1970 à 1980, la puissance nette couplée au réseau électrique est multipliée par 7,5. Les nouvelles capacités installées représentant 12 gigawatts par an. Ce processus se poursuit au cours de la décennie suivante, durant laquelle les mises en service atteignent un rythme record de 18 GW par an. Les experts estimaient à l'époque que les capacités de production atteindraient 1 500 GW en l'an 2000, un chiffre, trois fois supérieur à la puissance du parc actuel. L'engouement pour l'énergie nucléaire retombe toutefois à la fin des années 1980. Plusieurs facteurs motivent cette relative désaffection.

- Le contre-choc pétrolier ramène durablement le prix des hydrocarbures à des niveaux attractifs,
- L'environnement international change profondément avec la fin de la partition bipolaire du monde qui a engendré l'espoir d'une pacification des conflits régionaux et le risque d'une tension durable sur les approvisionnements en ressources énergétiques fossiles,
- La catastrophe de Tchernobyl en 1986 met au premier plan les craintes relatives à la sûreté des réacteurs nucléaires.

Ces éléments ont conduit à un ralentissement de la construction et des projets de mise en chantier de nouvelles centrales. En 2004, 439 réacteurs nucléaires étaient connectés à un réseau électrique, soit une puissance installée de 357 GW. Le tableau suivant donne la répartition de la puissance nucléaire installée :

Tableau 11 : Répartition de la puissance nucléaire installée		
Pays	Puissance installée (GW)	%
Allemagne	21	5,9
Canada	12	3,4
Corée	16	4,5
France	63	17,6
Japon	45	12,6
Royaume-Uni	12	3,4
Russie	22	6,2
Suède	09	2,5
Ukraine	13	3,6
USA	99	27,7
Reste du monde	45	12,6
Total mondial	357	100

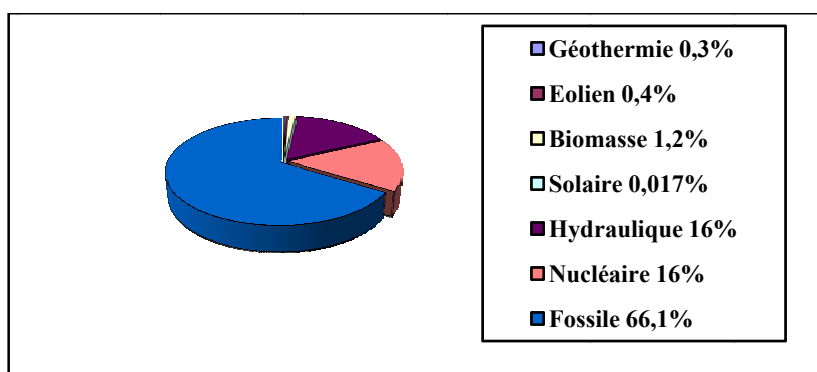
Source : Commissariat à l'Énergie Atomique (France) 2004

Cette concentration dans les pays développés s'explique d'abord par la complexité de la technologie nucléaire et le montant considérable des investissements nécessaire à la construction de centrales. Dans une certaine mesure, elle s'explique également par la crainte de la prolifération, qui a beaucoup freiné la diffusion de la technologie nucléaire.

Le nucléaire est une source d'énergie importante pour la production d'électricité. En 2004, l'électricité d'origine nucléaire représente 16% de la quantité totale d'électricité produite dans le monde. Ces données placent l'énergie nucléaire au second rang avec l'eau derrière le charbon pour la production d'électricité. Les pays membres de l'OCDE dépendent de la filière électronucléaire pour près d'un quart de l'électricité qu'ils produisent. La France produit ainsi 75% de son électricité grâce au nucléaire.

1.5) Les énergies renouvelables (ENR) :

On appelle énergie renouvelable, les technologies qui permettent de produire de l'électricité ou de la chaleur à partir de sources renouvelables. Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer n'en limite pas sa consommation future du fait de son épuisement. Ainsi, les éoliennes transforment l'énergie du vent; les centrales hydrauliques de l'eau; les capteurs thermiques et les cellules photovoltaïques utilisent l'énergie du soleil; la biomasse, la biométhanisation, la gazéification, les biocarburants se servent du bois et de certains résidus organiques; la géothermie de la chaleur de la terre; certaines turbines utilisent même l'énergie des vagues ou des marées. C'est dans le cadre du développement durable de l'énergie, puis de Kyoto en 1997 sur les changements climatiques qu'un rôle important a été attribué aux énergies renouvelables. La figure suivante donne la répartition par source d'énergie de l'électricité dans le monde en 2003.



Source : La production d'électricité d'origine renouvelable : édition 2004

Figure 2: Répartition par source d'énergie de l'électricité produite en 2003 dans le Monde

1.5.1) L'utilisation des énergies renouvelables : pour certaines énergies renouvelables l'utilisation est très répandue

1.5.1.1) L'énergie hydraulique :

L'énergie hydraulique est l'énergie renouvelable commerciale la plus exploitée dans le monde. Elle fournit près de 16% de la production d'électricité mondiale. Techniquement maîtrisée, cette filière est inégalement exploitée dans le monde. Le taux d'équipement atteint en effet plus de 80% en Europe, 50% en Amérique du Nord, mais moins de 30% en Afrique, Asie et Amérique Latine.

1.5.1.2) La biomasse :

La biomasse comprend les sous-produits de l'agriculture, de la sylviculture, et par extension toute forme d'énergie issue de la fermentation ou de l'incinération de végétaux et de déchets. Deuxième énergie renouvelable après l'hydroélectricité, elle ne représente qu'un peu plus de 1,2% de la production mondiale d'électricité.

Il s'agit de l'ENR la plus utilisée dans le monde, en particulier en Afrique et dans le sous-continent indien. Avec une production d'énergie estimée à 1,1 Gtep par an, elle serait en fait la quatrième source d'énergie primaire mondiale, derrière le pétrole, le charbon et le gaz naturel.

1.5.1.3) La géothermie :

La géothermie est la troisième source d'énergie renouvelable derrière la biomasse et l'hydraulique. Son exploitation pour la production énergétique est toutefois ancienne : les Chinois et les Romains ont en effet toujours utilisé les eaux chaudes naturelles pour leurs bains et l'alimentation de certains réseaux de chauffage. La géothermie consiste en la valorisation de l'énergie calorifique stockée sous la surface terrestre. La température de la terre augmente de 30°C en moyenne tous les 100 mètres de profondeur. Les évolutions technologiques récentes ont permis d'envisager de nouveaux modes d'exploitation (forages et pompes de production, sondes géothermiques).

1.5.1.4) L'énergie éolienne :

La capacité mondiale d'énergie éolienne atteint 16 622 MW en 2001, en croissance rapide depuis 1998 (+ 3695 MW en 1999, + 3031 MW en 2000). Grâce à des investissements importants et à l'impulsion des pouvoirs publics dans certains pays en faveur de cette filière (notamment par le biais de la garantie des tarifs d'achat de l'électricité), la capacité mondiale de cette énergie a augmenté de 21% par an au cours des dix dernières années. Malgré cet essor spectaculaire, la filière ne fournit encore que 0,4 % de l'électricité mondiale.

1.5.1.5) L'énergie solaire :

Le soleil est la plus abondante source d'énergie disponible dans le monde. Cette énergie est accessible en tous lieux, même si les ressources solaires sont moins abondantes dans certaines régions du globe. Elle peut être exploitée selon trois modalités principales : le solaire thermique (eau chaude et chauffage des bâtiments), les centrales thermodynamiques (fluide actionnant une turbine électrique) et les centrales photovoltaïques (transformation directe des rayons du soleil en énergie électrique). En 2003, la production mondiale d'électricité à partir de l'énergie solaire avoisine 2,8 TWh. Cette forme d'énergie représente 0,017 % de l'électricité produite dans le monde. Elle mobilise néanmoins une trentaine d'entreprises dans le monde et continue d'intéresser de nombreux Etats.

Le bilan énergétique mondial est donné dans le tableau suivant pour les différents types d'énergie, avec une nette prédominance du pétrole.

Tableau 12: Bilan énergétique mondial		
	MMtep	%
Pétrole	3837	37,0
Charbon	2930	27,8
Gaz	2475	24,0
Nucléaire	629	6,0
Renouvelables	590 ^[11]	5,6
Consommation totale d'énergie	10528	100

Source : BP Statistical Review 2006

2) Prospective énergétique : ils illustrent l'indétermination du futur énergétique mondial.

Les perspectives énergétiques fournissent des prévisions sur la situation future de l'énergie, plus particulièrement en termes de demande d'énergie, de combinaison des différentes sources d'énergie et de sécurité d'approvisionnement. Un certain nombre d'organisations publient des projections régulières qui servent différents buts politiques et économiques.

Les exercices de prospection portant sur les évolutions de l'offre et de la demande d'énergie à moyen et long terme proviennent de sources très diverses. Parmi celles-ci, on trouve des organisations internationales (AIE, IIASA), des institutions appartenant à la sphère publique (Commission européenne, ministère de l'énergie des Etats-Unis), des acteurs privés du marché de l'énergie (Shell, BP, etc.) ou encore des ONG (Greenpeace).

2.1) Une approche différente selon l'horizon temporel :

A l'horizon 2030, les études intègrent dans leurs extrapolations une certaine inertie due à la prise en compte de la rigidité de la structure de production et de la lenteur de l'évolution des modes de vie. C'est une démarche qui s'inscrit dans un environnement contraint et dont les résultats sont fortement influencés par la situation actuelle du système énergétique.

En 2050, les scénarios procèdent par élaboration d'un équilibre énergétique à long terme. Cette méthode est plus prospective, car elle permet de prendre en considération des phénomènes de rupture qui ne peuvent apparaître dans les études fondées sur la prolongation des tendances actuelles. Les études sur le futur énergétique ont en commun l'utilisation d'un certain nombre de déterminants. L'analyse du passé montre que la production et la consommation d'énergie sont étroitement liées aux fluctuations de cinq facteurs principaux, dont les hypothèses d'évolution sont à la base des scénarios prospectifs :

- La population mondiale,
- La croissance économique,
- L'intensité énergétique,
- Le progrès technique,
- Les modes de vie.

Si l'utilisation de ces indicateurs est générale, les anticipations sur leurs évolutions diffèrent en revanche en fonction des organismes. Cette caractéristique révèle le caractère très incertain de la prévision à long terme.

2.2) Les scénarios prospectifs ¹:

Des résultats de scénarios prospectifs sont donnés dans les tableaux ci-dessous pour 2030 et pour 2050, présentés par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la commission Européenne, et l' " International Institute for Applied Systems Analysis " (IIASA) pour le Conseil Mondial de l'énergie CME.

	AIE	Commission Européenne		IIASA / WEC		
	Scénario Référence	Scénario Référence	Réduction du CO ₂	Moyenne des scénarios A	Scénario Référence B	Moyenne des scénarios C
Demande d'énergie primaire	16500	17200	15400	15370	13550	11430

Source : AIE 2006, Commission Européenne, IIASA

Les projections mettent en évidence l'augmentation de la consommation. Au niveau des scénarios de référence, la demande annuelle d'énergie primaire se situe aux alentours de 13,5 Gtep pour l'IIASA et 16,5 Gtep pour l'AIE, et de 17,2 Gtep pour la Commission Européenne.

A l'horizon 2050, la divergence s'accroît encore. Le scénario de référence prévoit une demande annuelle de 19,8 Gt équivalent pétrole. Les variantes font apparaître un écart supérieur à 10,5 Gtep (la consommation étant susceptible de se situer entre 14,2 et 24,8 Gtep).

Moyenne des scénarios A	Scénario B	Moyenne des scénarios C
24779	19831	14248

Source : IIASA

Selon les études, les pays en voie de développement seront responsables de la plus grande part de l'accroissement de la demande; ils devraient supplanter les pays de l'OCDE comme principaux consommateurs mondiaux d'énergie.

¹ Voir annexe I

2.3) L'avenir des énergies sur le long terme :

Les perspectives de la Commission ainsi que celles de l'AIE parviennent à des conclusions identiques, les nouvelles politiques et utilisation de technologies plus propres permettraient d'économiser de l'énergie.

L'IIASA, conformément à son approche, propose des visions du futur énergétique contrastées. La part des différentes énergies varie sensiblement en fonction du parti pris adopté pour chacune des trois catégories de scénarios. Deux spécificités apparaissent dans l'étude de l'IIASA: un biais en défaveur du pétrole et une majoration de la place des énergies renouvelables.

Au delà des différences entre les approches, on observe la persistance de quelques grandes tendances. Le pétrole reste l'énergie la plus utilisée. De même, une large majorité de scénarios anticipent que le gaz naturel supplantera le charbon comme deuxième source énergétique mondiale à l'horizon 2030. La prédominance des énergies fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole) n'est pas remise en cause puisque celles-ci représentent entre 70% et 90% de l'offre totale d'énergie. Les différents résultats pour 2030 et 2050 sont donnés dans les tableaux ci-dessous.

	AIE	Commission Européenne		IIASA / WEC					
		Référence	Réduction du CO ₂	A1	A2	A3	B	C1	C2
Pétrole	40	34	35	29	27	24	25	23	24
Charbon	24	27	17	21	29	16	23	17	16
Gaz	26	25	28	25	23	27	26	29	28
Nucléaire	5	5	8	8	4	9	9	6	9
Renouvelables	5	8	12	16	21	29	19	27	26

Source : AIE, Commission Européenne, IIASA

Selon l'IIASA, pour 2050, aucune des sources majeures actuellement exploitées ne disparaît totalement.

	IIASA / WEC					
	A1	A2	A3	B	C1	C2
Pétrole	30	29	28	28	26	26
Charbon	24	28	19	25	20	20
Gaz	24	22	25	23	27	26
Nucléaire	6	4	7	7	6	7
Renouvelables	16	17	21	17	21	21

Source : IIASA

3) L'énergie en Algérie :

Le secteur de l'énergie en Algérie assure deux fonctions, l'approvisionnement de l'appareil de production socio-économique en énergie pour son fonctionnement et assurer son financement en devises, résultats des exportations des produits énergétiques.

3.1) Les réserves en hydrocarbures :

La presque totalité des réserves d'hydrocarbures découverte à ce jour, se situe dans la partie Est du Sahara, le tableau suivant donne les réserves, production et consommation de pétrole et de gaz:

Tableau 17 : Réserves, Production et consommation en Algérie			
	Réserves (Gtep)	Production (MMtep)	Consommation (MMtep)
Pétrole	1,5	86,5	11,5
Gaz	4122,0	79,0	21,7

Source : BP Statistical Review 2006

3.2) Potentiel des énergies renouvelables ^[17] :

L'intérêt pour le développement des énergies renouvelables a été perçu très tôt en Algérie avec la création de l'institut de l'énergie solaire dès 1962. Cette volonté de promouvoir les énergies renouvelables s'est traduite notamment par :

- La mise en place d'organismes spécialisés pour promouvoir la Recherche et Développement dans le domaine,
- Le développement d'actions de sensibilisation et de vulgarisation en vue de la promotion de ces sources d'énergies,

3.2.1) Energie solaire :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde qui dépasse les 5 milliards de gigawatts heure. Le tableau suivant renseigne sur le potentiel solaire en Algérie :

Tableau 18 : Potentiel solaire en Algérie			
	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/m ² /an)	1700	1900	2650

Source : mem-Algérie

3.2.2) Potentiel éolien :

L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux.

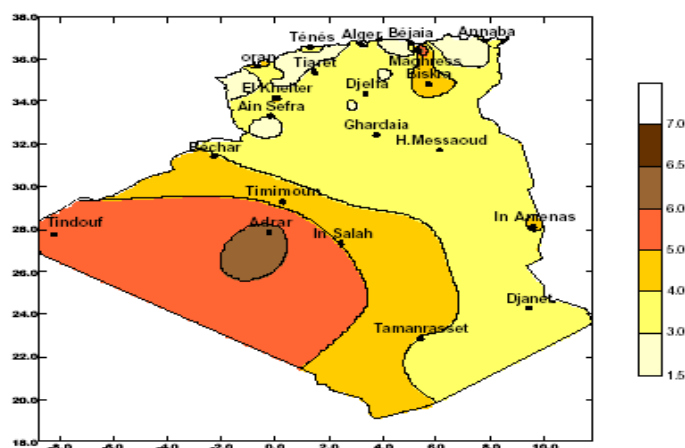


Figure 3 : Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s).

3.2.3) Potentiel de l'énergie géothermique :

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis de tracer une carte géothermique préliminaire. Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra.

3.2.4) Potentiel de l'hydroélectricité :

Les quantités d'eau globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 Gm³, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de

précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer. Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 Gm³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface.

3.2.5) Le potentiel de la biomasse :

3.2.5.1) Potentiel de la forêt :

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 MMtep. Le potentiel récupérable est de l'ordre 3,7 MMtep. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

3.2.5.2) Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles :

Cinq (05) millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1,33 MMtep par an.

3.3) Perspectives d'évolution de la consommation d'énergie en Algérie ^[4]:

Une étude s'inscrivant dans le cadre d'une analyse de la demande et de l'offre d'énergie dans les pays de l'Union du Maghreb Arabe a été présentée par le "conseil mondial pour l'énergie" Algérie à l'horizon 2020. Il a été décidé d'étudier deux grandes variantes concernant la demande énergétique:

- Un scénario " fil de l'eau " dans lequel l'évolution des consommations spécifiques n'est déterminée que par les effets de parc (renouvellement et extension des installations et équipements) et les tendances " spontanées " de la technologie;
- Un scénario d' "économies d'énergie renforcées " , dans lequel une impulsion forte est donnée pour sélectionner les équipements à durée de vie relativement longue.

Pour guider le choix des hypothèses, il a été convenu que le choix technique sera déterminé par l'offre technologique des pays européens, elle-même liée au régime des prix et aux politiques de recherche et développement en vigueur dans ces pays. Les marges de manoeuvre restent importantes, tant en matière de politique fiscale (et donc des prix de l'énergie au consommateur) qu'en matière de normalisation/labellisation des importations et des

productions locales. Il a été enfin convenu que les dispositifs adoptés par les pouvoirs publics pour renforcer les économies d'énergie, surtout dans la perspective de l'intégration maghrébine, se devaient d'être harmonisés, tant au niveau de la fiscalité que pour la normalisation.

3.3.1) Scénario "fil de l'eau" :

- Le gaz naturel devrait se substituer massivement aux produits pétroliers pour atteindre 44% de la consommation finale en 2020 contre 26% en 1990;
- L'option " tout gaz " adoptée lors de l'élaboration du scénario énergétique devrait baisser la part des produits pétroliers dans la demande pour atteindre 33% en 2020 contre 64% en 1990;
- Le développement de la sidérurgie se répercute par une forte croissance de la consommation de coke qui atteindrait 7% de la demande en 2020 contre 2% en 1990;
- L'énergie électrique connaîtrait une croissance soutenue de 8%/an et se situerait à 15% de la demande finale en 2020 contre 10% en 1990.

3.3.2) Scénario "économies d'énergie renforcées" :

- La consommation d'énergie devrait croître à un taux de 5,2% entre 1990 et 2000, 7,2% entre 2000 et 2010 et 4% entre 2010 et 2020.
- Les économies d'énergie escomptées atteindraient 2 Mtep en 2000, 9,7 Mtep en 2010 et 18 Mtep en 2020, soit respectivement 9%, 19% et 23% de la consommation du scénario "fil de l'eau ".
- Les améliorations d'efficacité énergétique sont attendues essentiellement dans l'industrie qui devrait couvrir 50% du potentiel d'économie d'énergie contre 33% pour les secteurs résidentiels et tertiaires et 17% pour le transport.
- La politique volontariste d'efficacité énergétique se traduit aussi par une amélioration de l'intensité énergétique globale.

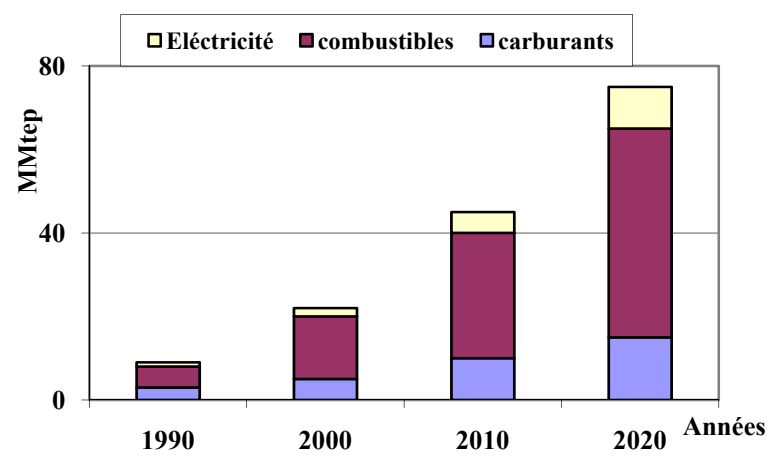


Figure 4 : Prévisions d'évolution de la consommation par énergie, Scénario "Fil de l'eau"

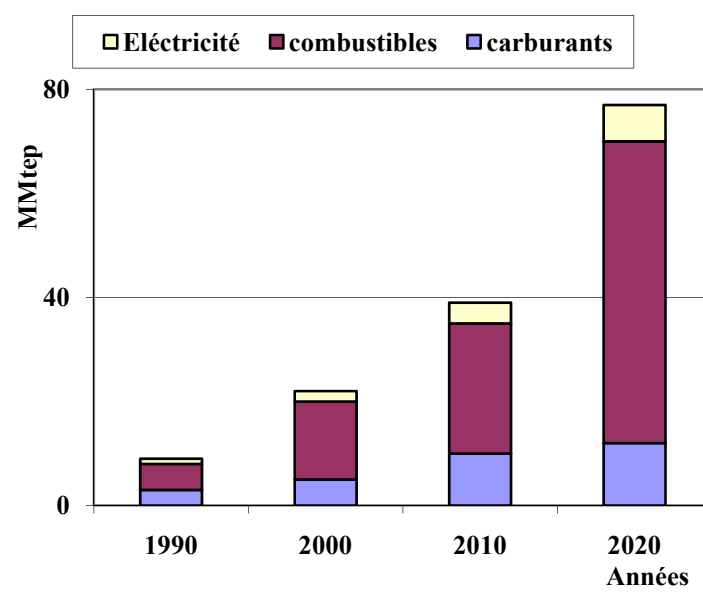


Figure 5 : Prévisions d'évolution de la consommation par énergie, Scénario "économies d'énergie renforcées"

PARTIE II

La demande en gaz naturel dans le monde n'a cessé d'augmenter ces vingt (20) dernières années, et pourrait doubler dans les vingt cinq (25) prochaines années, cette importante augmentation est due à la demande de cette énergie pour l'électricité et le chauffage, spécialement lorsque le gaz fourni est à proximité des zones urbaines et quand son transport est économiquement rentable. Le gaz est aussi utilisé pour la production de l'ammoniaque (engrais) du méthanol et de carburants. Une autre raison à l'engouement pour le gaz naturel est qu'il est relativement propre, sa disponibilité et son faible coût d'acquisition. Les pays producteurs portent un intérêt particulier pour la valorisation du gaz naturel de différentes manières, par canalisations, par liquéfaction (GNL) ou bien par transformation chimique (GTL via Fischer-Tropsch).

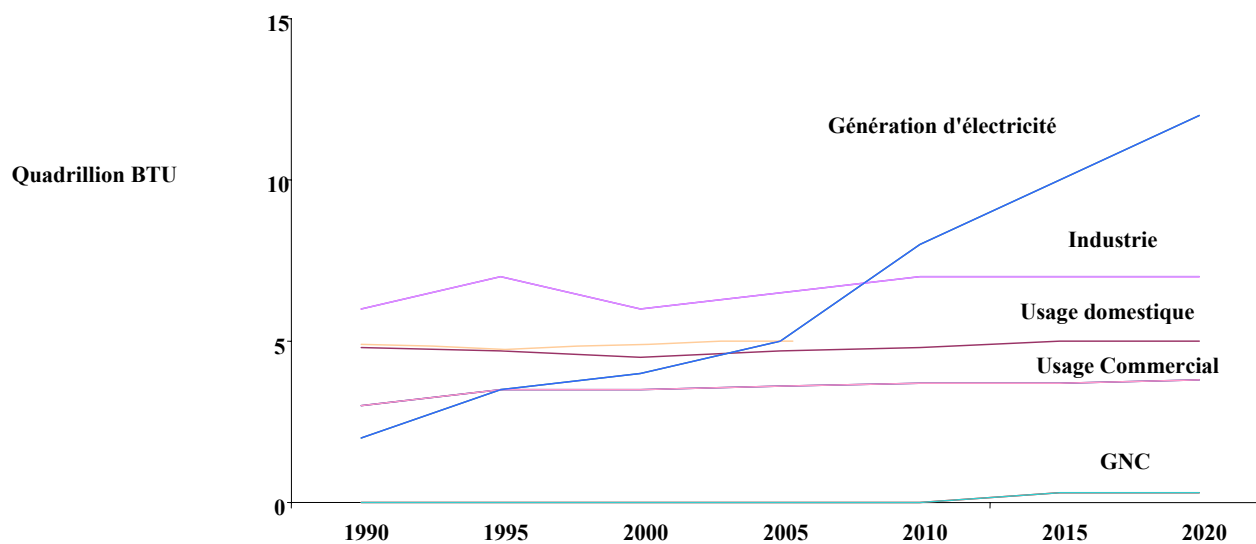
1) Origine et Histoire du gaz naturel :

Le gaz naturel a été découvert au Moyen-Orient au cours de l'antiquité. Il y a de cela quelques milliers d'années, l'apparition soudaine de gaz naturel s'enflammant brutalement était assimilée à des sources ardentes. En Perse, en Grèce ou en Inde, les Hommes ont érigé des temples autour de ces feux pour leurs pratiques religieuses. Cependant ils n'évaluèrent pas immédiatement l'importance de leur découverte. C'est la Chine qui autour de 900 avant Jésus-Christ, comprit l'importance de ce produit, et foras le premier puit aux alentours de 211 avant Jésus Christ.

En Europe, il fallut attendre jusqu'en 1659 pour que la Grande-Bretagne découvre le gaz naturel et le commercialise à partir de 1790. En 1821, à Fredonia (Etats-Unis), les habitants ont découvert le gaz naturel dans une crique par l'observation de bulles de gaz qui remontaient jusqu'à la surface. William Hart est considéré comme le "père du gaz naturel". C'est lui qui creusa le premier puit nord-américain.

Le transport du gaz naturel sur de longues distances s'est généralisé au cours des années 1920, grâce aux progrès technologiques apportés aux gazoducs. Après la seconde guerre mondiale, la consommation de gaz naturel s'est développée rapidement en raison de l'essor des réseaux de canalisation et des systèmes de stockage.

L'industrie du gaz naturel a été fortement régulée pendant de nombreuses années car elle était considérée comme un monopole d'état. Au cours des trente (30) dernières années, il y eut un mouvement vers une plus grande libéralisation des marchés du gaz naturel et une forte déréglementation des prix de ce produit. Cette tendance eut pour conséquence d'ouvrir le marché à une plus grande concurrence et de rendre l'industrie du gaz naturel plus dynamique et plus innovante. En outre, grâce à de nombreux progrès technologiques, la découverte, l'extraction et le transport du gaz naturel vers les consommateurs peut se faire d'une manière plus aisée. Ces innovations ont également permis d'améliorer les applications existantes et d'en imaginer de nouvelles. Le gaz naturel est de plus en plus utilisé pour la production d'électricité. La figure ci-dessous, donne les différents secteurs d'utilisation du gaz naturel :



Source : Energy Information Administration (EIA)

Figure 6: Utilisation du gaz naturel par secteur

2) Description et caractéristiques techniques :

Le gaz naturel est incolore, inodore, insipide, sans forme particulière plus léger que l'air. Il se présente sous sa forme gazeuse au dessus de -161°C . Pour des raisons de sécurité, un parfum chimique, le mercaptan, qui lui donne une odeur d'oeuf pourri, lui est souvent ajouté de sorte qu'une fuite de gaz puisse ainsi être détectée.

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane, de l'éthane, du propane, des butanes et des pentanes. D'autres composés tels que le CO_2 , l'hélium, le sulfure d'hydrogène et l'azote peuvent également y être trouvés. La composition du gaz naturel n'est jamais la même. Cependant, on peut dire que son composant principal est le méthane (au moins 90%).

On trouve du gaz naturel partout dans le monde, dans des réservoirs situés en profondeur sous la surface terrestre, ou des océans. Des poches de gaz peuvent se former au dessus des dépôts de pétrole brut, ou être emprisonnées au sein de roches poreuses. On qualifie le gaz naturel d' "associé" lorsqu'il est trouvé en présence de pétrole brut et "non associé" lorsqu'il est seul.

A la pression atmosphérique, si le gaz naturel est refroidi à une température de -161°C environ, il se condense sous la forme d'un liquide appelé le gaz naturel liquéfié (GNL). Son volume est réduit à (1/600) par rapport au volume de gaz naturel et est deux fois moins lourd que l'eau, (45% environ). Le gaz naturel sous sa forme liquide prend moins de place, il est souvent stocké et transporté sous cette forme (liquide).

Une fois sous forme vapeur, il ne brûle dans l'air que dans une concentration de 5% à 15%. Le gaz naturel est considéré comme un combustible propre, sous sa forme commercialisable, il ne contient presque pas de soufre et ne produit pratiquement aucun dioxyde de soufre (SO₂). Ses émissions d'oxydes d'azote (NO_x) et de gaz carbonique (CO₂) sont plus faibles que celles du pétrole ou du charbon.

3) Qualité :

Le gaz naturel se mesure en mètres cube ou en pieds cube (cubic feet). En temps normal, la production de gaz à partir de puits et les livraisons aux centrales électriques sont mesurées en milliers ou en millions de pieds cubes (Mcf et MMcf). Les ressources et les réserves sont calculées en milliers de milliards de pieds cubes (Trillion cubic feet).

La composition du gaz naturel varie selon la zone géographique, la formation ou le réservoir à partir duquel il est extrait. Les différents hydrocarbures qui forment le gaz naturel peuvent être séparés en utilisant leurs propriétés physiques respectives (poids, température d'ébullition, pression de vaporisation). Normalement, le gaz naturel tel quel après extraction n'est pas apte au transport, ni à une utilisation commerciale; il nécessite une première transformation. En effet, le gaz naturel commercialisable se compose presque exclusivement de méthane et d'éthane, à défaut de composants comme l'eau qui doivent être extraits du gaz naturel brute.

Le tableau suivant donne la composition du gaz naturel brut de quelques gisements.

	Kudu Field (Namibie)	Alrar Field (Algérie)	Calgary Field (Canada)	Southeast Utah (USA)
C₁	92,30	73,30	73,89	44
C₂	2,76	9,53	5,03	9,3
C₃	2,21	4,97	1,79	1,65
i C₄	—	1,10	0,34	0,24
n C₄	—	1,87	0,55	0,48
i C₅	—	0,71	0,19	0,16
n C₅	—	—	0,18	0,19
C₆	—	0,91	0,13	0,1
C₇₊	—	2,40	0,15	—
CO₂	1,66	4,41	15,01	27
H₂S	—	—	0,06	1,1
N₂	1,10	0,37	2,68	15
He	—	—	—	0,77

4) Les différentes opérations de transformation du gaz naturel :

Le processus de production du gaz naturel est simple et très proche de celui du pétrole. Le gaz naturel est tout d'abord extrait du sol ou des océans par forage, puis transporté par pipeline (sur terre) ou tankers (par mer) jusqu'à une installation de nettoyage et de transformation pour être ensuite acheminé vers une zone de stockage ou des cavités creusées dans le sol. Les différentes étapes de transformation sont illustrées dans la figure suivante.

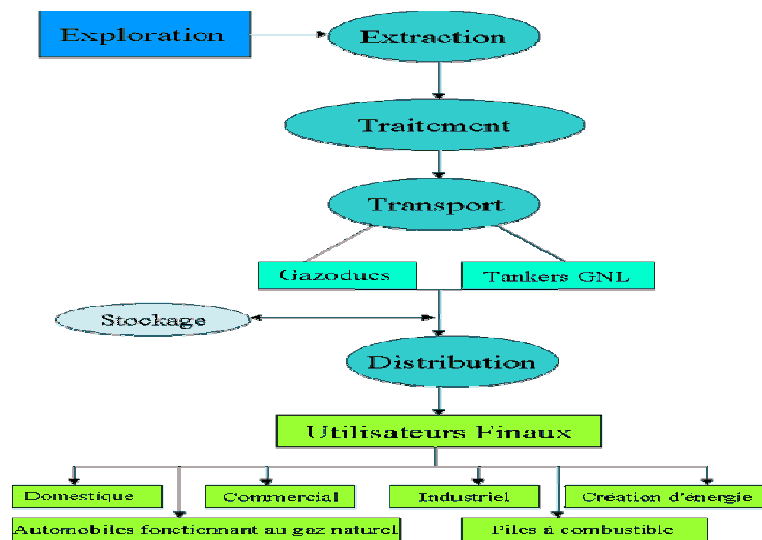


Figure 7 : Schéma de la filière du gaz naturel

5) Industrie du gaz naturel :

5.1) Transport par pipelines (gazoducs) :

Le transport par gazoduc est historiquement le premier mode d'acheminement du gaz, il s'effectue sous pression. Du fait des pertes de charges importantes lors de la circulation du gaz, il est nécessaire de comprimer le gaz pendant son transport. Le méthane est comprimé à 80 bars à l'entrée du gazoduc, et recomprimé environ tous les 100 kilomètres, sur une distance pouvant atteindre les 6000 Km (gazoduc Sibérie).

Le transport par pipelines concerne essentiellement le commerce intra Amérique du Nord et celui en direction de L'Europe de l'Ouest ou intra Européen. Il représente les trois quarts du commerce mondial avec (93 % en 1970), et devrait constituer moins de 70 % en 2010 au profit d'autres modes de transport. A l'intérieur des gazoducs, le gaz naturel circule à haute pression à la vitesse de 30 Km/h dans des canalisations pouvant atteindre 1,40 mètre de diamètre. Afin de détecter d'éventuelles fuites de gaz, il est planté au dessus des conduites souterraines une végétation qui change d'aspect au contact du gaz. Le choix du diamètre du gazoduc et de la pression, du nombre et de l'espacement des stations de compression résulte d'une optimisation économique. Les stations sont situées tous les 100 à 200 kilomètres, les pressions courantes sont de l'ordre de 70 à 150 bars. La chaîne de transport par gazoduc peut être résumée comme suit :

- Collecte des effluents provenant des différents puits,
- Traitement de gaz produit pour correspondre aux spécifications de transport : séparation des hydrocarbures les plus lourds et déshydratation pour éviter tout risque de condensation, de formation d'hydrates et de corrosion, ce traitement peut être complété par un désacidification,
- Compression du gaz, si la pression en tête de puits est insuffisante, notamment en phase d'épuisement du gisement,
- Transport en conduite,
- Recompression en cours de transport, si la distance est importante pour éviter de grandes baisses de pression,
- Traitement complémentaire pour amener le gaz aux spécifications de distribution,
- Stockage et transfert au réseau de distribution,
- Distribution du gaz.

Le coût de transport par gazoduc est proportionnel de manière quasi linéaire à la distance. A partir d'un éloignement d'environ 2000 km, le transport par chaîne de GNL devient économiquement plus attractif.

Actuellement, le réseau mondial de gazoducs représente environ 900 000 km de canalisations. La France dispose du premier réseau de transport Européen avec plus de 30 000 km de canalisations.

Pour acheminer le gaz naturel directement aux habitations et aux industries, il sera placé tout le long du réseau des détenteurs pour baisser la pression de 80 bars à 4 bars, cette pression devra chuter encore pour arriver chez le consommateur à 20 millibars.

Tableau 20 : Principaux importateurs par pipelines en 2005

Pays	Exportation (Gm³)
USA	102,05
Allemagne	91,76
Italie	61,40
France	37,05
Belgique	16,40

Source: BP Statistical Review 2006

Tableau 21 : Principaux exportateurs par pipelines en 2005

Pays	Exportation (Gm³)
Russie	151,3
Canada	104,2
Norvège	79,5
Pays-Bas	46,8
Algérie	39,1

Source: BP Statistical Review 2006

5.2) Le gaz naturel liquéfié (GNL) :

Le GNL est inerte sans odeur, sans couleur et extrêmement froid .Il n'est pas sous pression. Il n'est pas corrosif, et étant plus léger que l'eau, il flotte donc à sa surface. Le GNL ne brûle pas et n'est pas explosif car il ne contient pas d'oxygène pouvant réagir avec un combustible. Dans un environnement ouvert à température ambiante, le GNL redevient du gaz naturel. Contrairement aux croyances, le GNL est ininflammable. Bien sûr, il est possible qu'en s'évaporant et en reprenant sa forme gazeuse, le gaz naturel produit s'enflamme si on le place tout près d'une source d'allumage.

La Chaîne GNL est structurée de la sorte :

- Production, collecte et acheminement du gaz naturel par un réseau de gazoducs,
- Usine de liquéfaction,
- Stockage et chargement du GNL au point d'exportation,
- Shipping, le transport dans des Méthaniers,
- Réception et stockage au point d'importation,
- Regazéification dans des terminaux de réception proches des zones consommatrices.

—La figure ci-dessous illustre la chaîne de GNL

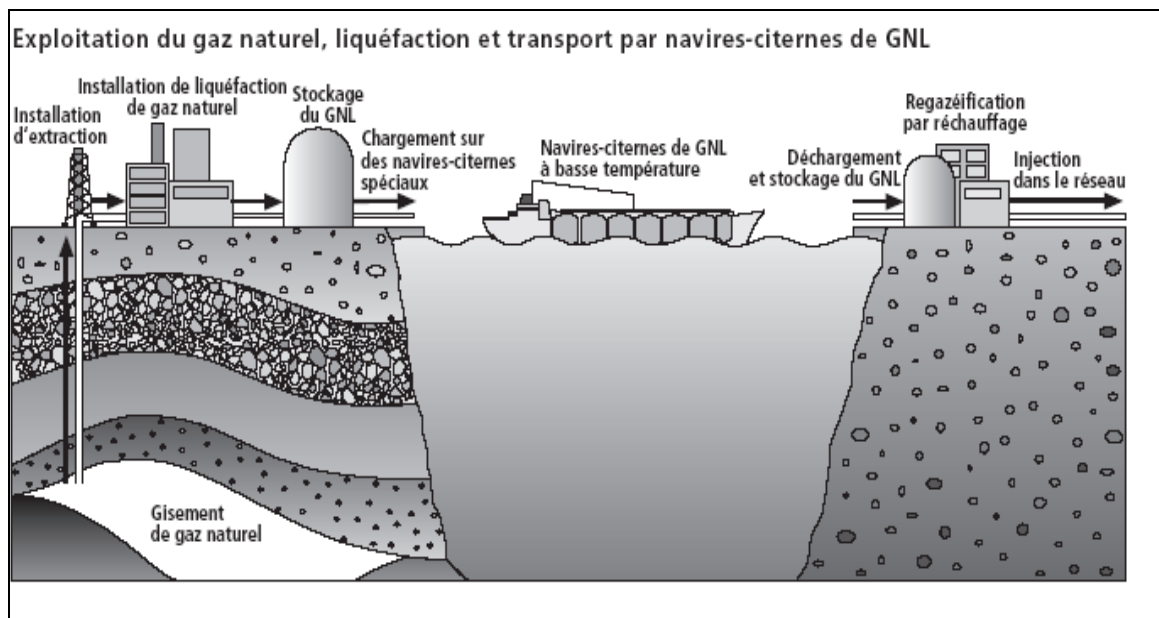


Figure 8 : Représentation de la chaîne du GNL

5.2.1) Principaux marchés du GNL dans le monde :

Il existe trois marchés quasi indépendants du GNL dans le monde : l'Extrême-Orient, l'Europe de l'Ouest et l'Amérique du Nord.

- **En Extrême-Orient :** trois importateurs, à savoir le premier au monde, le Japon qui achète 41 % de la production mondiale, la Corée et le Taiwan reçoivent du GNL produit

de sept pays à savoir l'Indonésie (premier exportateur mondial avec 17 % de la production mondiale), la Malaisie, le Qatar , l'Australie, Brunei, Oman, et les Emirats Arabes Unis.

- **En Europe de l'Ouest** : l'essentiel du commerce du GNL repose sur les ventes de l'Algérie, avec 13,6 %, à destination principalement de l'Espagne, de la France, de la Belgique et de la Turquie,

- **En Amérique du Nord** : les Etats-Unis sont à la fois exportateurs en Alaska et importateur sur la côte Est, mais pour de petites quantités dans les deux cas.

Les importations se résument à : l'extrême Orient, l'Europe de l'Ouest et l'Amérique.

Le tableau ci-après donne les principaux importateurs de GNL dans le monde en 2005 :

Tableau 22 : Principaux importateurs de GNL en 2005	
pays	Importation (Gm3)
Japon	76,3
Corée du Sud	30,4
USA	17,9
Espagne	21,8

Source: BP Statistical Review 2006

Pour ce qui est des principaux exportateurs, ils sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 23 : Principaux exportateurs de GNL en 2005	
pays	Exportation (Gm3)
Indonésie	31,5
Malaisie	28,5
Qatar	27,1
Algérie	25,7

Source: BP Statistical Review 2006

5.3) La génération d'électricité :

Les compagnies d'électricité et les fournisseurs d'énergie misent beaucoup sur le gaz naturel pour alimenter leurs centrales du fait de son coût d'exploitation. En général, les centrales fonctionnant au gaz naturel sont moins coûteuses, elles sont construites plus rapidement, travaillent plus efficacement et rejettent moins de pollution dans l'atmosphère que des centrales utilisant d'autres combustibles fossiles.

Le tableau suivant donne les principaux pays producteurs d'électricité à partir du gaz naturel en 2005 :

pays	TWh
USA	732
Russie	421
Japon	244

Source: EIA 2006

5.4) Les GTL (Gas To Liquids):

C'est la conversion chimique du gaz naturel en divers produits synthétiques liquides (GPL, distillats moyens, paraffines, méthanol, Diméthylether (DME), Ammoniaque).

5.4.1) Méthanol :

Chimiquement très proche du méthane (d'où son nom), son principal avantage est d'être liquide, d'où un transport et un stockage bien plus facile, on l'appelle aussi alcool de bois. Le méthanol peut-être utilisé dans tout moteur à essence, mais plus corrosif que l'essence, ceci conduit au remplacement de toutes les canalisations où il y a passage du produit, mais plus performant de par un indice d'octane plus élevé. Moins polluant que l'essence, mais plus que le gaz naturel. Le méthanol sert surtout d'additif à l'essence.

5.4.2) Diméthylether :

Le Diméthylether, appelé généralement sous ses initiales DME, est un gaz liquéfié synthétisé à partir de gaz naturel. Ses propriétés physiques sont similaires à celles du GPL, comme le butane ou le propane. Facilement transportable sous forme liquide, il n'est pas toxique pour l'être humain. On utilise la même technologie que le GPL pour sa distribution, son transport et son stockage. Le DME est «propre» dans la mesure où il ne génère pas d'oxydes de soufre ni de particules lors de sa combustion.

Il peut être fabriqué à partir de gaz naturel, mais aussi du charbon, de la biomasse, des déchets industriels ou des résidus de pétrole.

Le DME peut être utilisé comme propulseur dans les aérosols, comme gaz domestique (pour la cuisine), pour faire tourner des centrales électriques de petite et moyenne importance essentiellement dans des zones un peu isolées), et surtout

comme carburant automobile. Il pourrait se substituer au diesel, des expérimentations sur des véhicules automobiles et utilitaires ont déjà été réalisées.

5.4.3) Ammoniaque :

Fabriquée essentiellement par le gaz naturel, les secteurs d'utilisation de l'ammoniaque sont les engrais, plastiques et fibres (polyuréthane, résines urée-formol, nylon, acrylonitrile...), explosifs, l'ammoniaque est aussi un intermédiaire dans la fabrication d'acide nitrique, d'urée, de nitrate d'ammonium, et peut servir aussi de fluide réfrigérant.

5.4.4) Conversion via Fischer-Tropsch :

La voie GTL via Fischer-Tropsch, est une transformation du gaz naturel en produits liquides (carburants, paraffines...), cela permet la valorisation des gaz torchés et des gaz issus des zones éloignées de toutes infrastructures de transport et de commercialisation. La transformation GTL via Fischer-Tropsch, comprend trois étapes :

- 1) La génération de Syngas (gaz synthétique),
- 2) La conversion du Syngas : transformation Fischer-Tropsch,
- 3) Distillation et Hydrotraitement.

En général, une purification du gaz naturel est effectuée en amont de ces étapes afin d'éliminer tout contaminant dans la charge.

L'intégration des différentes options technologiques, semble permettre l'exploitation optimale des réserves de gaz naturel. La figure suivante nous renseigne sur le choix de transport du gaz naturel en fonction de la distance vers les marchés de destination :

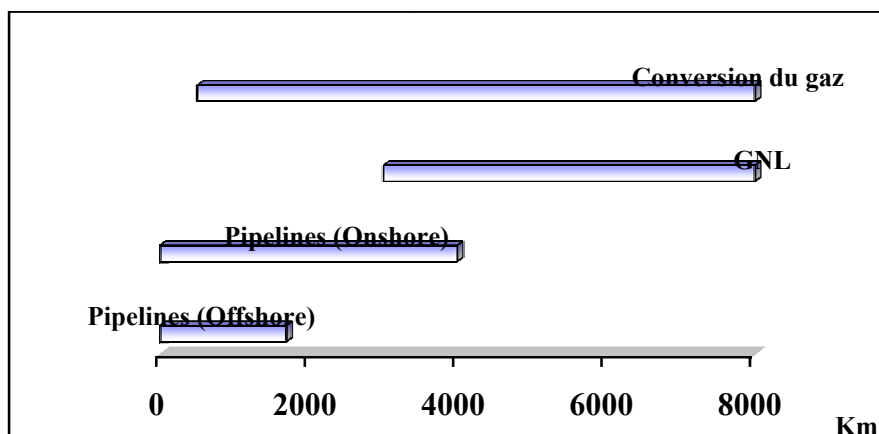


Figure 9 : Distance vers les marchés de gaz naturel

PARTIE III

Cette partie traitera de l'étude technique de la technologie gas to liquids (GTL) via Fischer-Tropsch, qui est la conversion chimique du gaz naturel en divers produits synthétiques liquides (GPL, distillats moyens, paraffines, méthanol et lubrifiants). Cette conversion se fait selon un processus défini en plusieurs étapes. Plusieurs pays, producteurs de gaz naturel se sont intéressés à cette technologie et à l'implantation d'unités de transformation. De ce fait les compagnies pétrolières ont orientés leur activité vers la recherche et le développement de la technologie GTL.

L'intérêt des GTL réside dans le fait que :

- ✓ Les GTL offrent la possibilité de valoriser des réserves de gaz naturel qui ne peuvent pas être commercialisées car éloignées des zones de consommations ou d'infrastructures de transport "stranded gas";
- ✓ Les GTL aideront à réduire le 'torchage' du gaz naturel des gisements de pétrole (gaz associés), et ainsi réduire les incidences sur l'environnement;
- ✓ Les hydrocarbures synthétiques issus des GTL présentent de meilleures caractéristiques surpassant toutes les normes actuellement en vigueur : absence totale de soufre et de composés aromatiques;

1) Origine et histoire du procédé Fischer-Tropsch :

L'histoire de la technologie Fischer-Tropsch a débuté lors d'une annonce faite en 1913, par "Badische Anilin und Soda Fabrik"², que sous hautes pressions, des mélanges d'hydrocarbures et des composés oxygénés pouvaient être produits à partir du monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂) avec l'utilisation d'un catalyseur. Le Dr. Franz Fischer et le Dr. Hans Tropsch au niveau du " Kaiser Wilhelm Institute for Coal Research" à Mülheim, en Allemagne, ont démontré que l'hydrogénation du monoxyde de carbone (CO), en utilisant des catalyseurs à base de fer, de Cobalt ou de Nickel à 180-250°C à pression atmosphérique donnaient un mélange de produit d'hydrocarbures à chaînes linéaires et de composés oxygénés. L'application industrielle de Fischer-Tropsch a commencé en Allemagne en 1938, il y avait neuf unités qui fonctionnaient avec une capacité combinée d'environ 660 000 tonnes par an. A l'époque la génération du gaz synthétique "Syngas" se faisait à partir du charbon dans un réacteur à lit fixe, le catalyseur était à base de cobalt. Ces unités allemandes ont été démontées et déplacées vers la Russie, des recherches sur le plan industriel ont été effectuées pour la production de paraffines et de produits chimiques. En 1944, le Japon faisait fonctionner trois unités de Fischer-Tropsch avec une capacité de 110 000 tonnes par an. Après la deuxième guerre mondiale, l'intérêt pour Fischer-Tropsch demeurait constant, car en cette période, les réserves de pétrole brut semblaient limitées. En 1950, une unité avec une capacité 360 000 tonnes par an, a été installée à Brownsville, Texas; la génération du gaz synthétique "Syngas" s'est faite à partir du gaz naturel, des réacteurs à lit fluidisé développés par "Hydrocarbon Research" étaient utilisés. Cette unité a été mise à l'arrêt suite à une importante augmentation dans les prix du gaz naturel.

En 1955, la première unité a été construite en Afrique du Sud "Sasol 1". Durant la période d'Apartheid, "Sasol" pouvait fournir des carburants liquides à partir du charbon à bas prix pour surmonter à l'époque l'embargo imposé sur les importations de pétrole. Par la suite, les crises pétrolières, ont incité 'Sasol' à construire deux autres grandes unités pour la transformation du charbon à Secunda. Les deux unités, à savoir Sasol 2 et 3, ont été mises en service respectivement en 1980 et en 1982. la capacité des trois unités était six (06) millions de tonnes par an.

Deux autres unités pour la transformation du gaz naturel, à savoir Moss gas en Afrique du Sud et Shell Bintulu en Malaisie, ont commencé, respectivement leur production en 1992

² Fabrique allemande de colorants dérivés du goudron

et 1993; la capacité de Mossgas était d'environ un (01) million de tonne par an, alors que celle de Shell Bintulu avait une capacité d'un demi (1/2) million de tonne par an.

Les produits liquides issus du gaz sont obtenus selon une succession d'étapes.

2) Les différentes étapes de transformation :

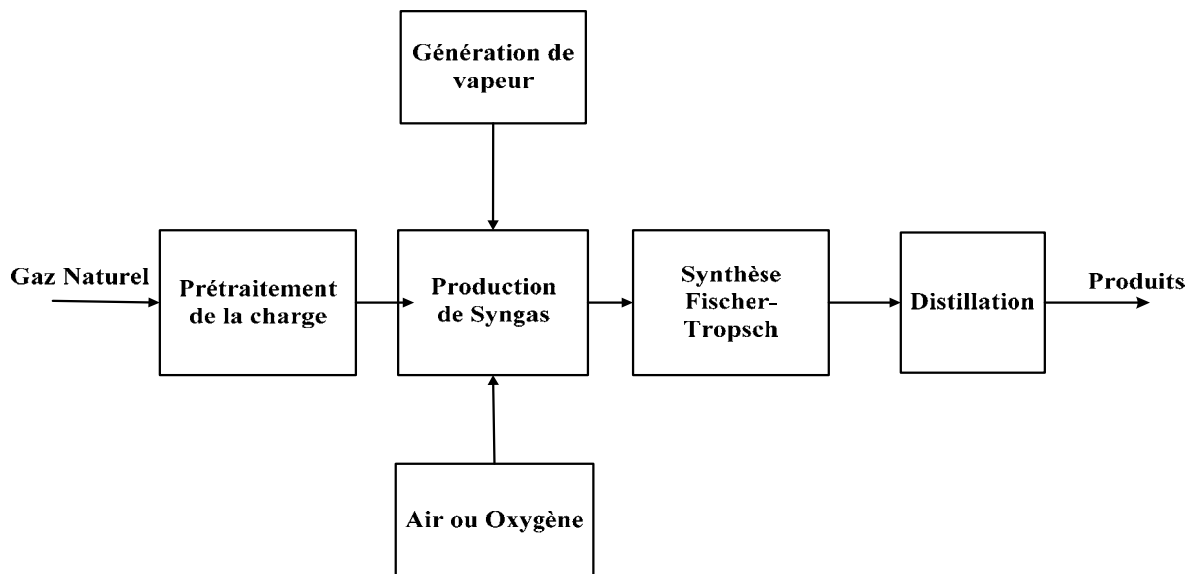


Figure 10 : Schéma Bloc pour une unité GTL

2.1) Purification du gaz :

Les catalyseurs des différents procédés sont sensibles à certains poisons dont les principaux sont :

- Les composés soufrés qui nécessitent une désulfuration poussée de la charge, leur effet est toutefois réversible et moins sensible à haute température;
- Le soufre organique est transformé dans une unité de désulfuration en amont, dotée de catalyseur à base de Cobalt et de molybdène, en hydrogène sulfuré à 350/400°C, lui-même adsorbé sur oxyde de zinc dans une section intégrée à l'unité. Un recyclage d'hydrogène est prévu à l'entrée de cette section catalytique. Si la teneur en soufre de la charge devient trop importante un système de lavage régénératif est à prévoir en remplacement du lit solide vite limité en capacité d'adsorption;
- Les composés halogénés qui proviennent du chlore présents dans l'eau et dans certains gaz naturels;
- L'arsenic dont l'effet est permanent.

2.2) La génération de Syngas (gaz synthétique) :

La première étape qui permet le passage du gaz vers les liquides, est la génération du Syngas (gaz synthétique), c'est le passage du gaz naturel vers le gaz synthétique qui est un mélange d'oxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂); il existe différentes technologies existant pour cette transformation :

- Steam reforming (Vaporeformage),
- Oxydation partielle (POX),
- Autothermal reforming (reforming Autotherme) ATR,

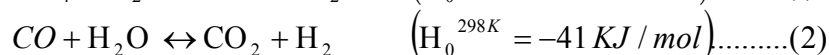
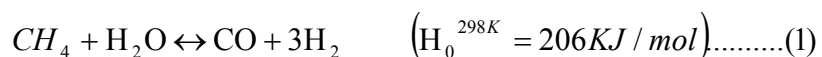
Cette étape de transformation, nécessite la compression du méthane et de la vapeur. Elle consomme d'importantes quantités de gaz. De plus, l'apport de chaleur doit être constamment maintenu par un apport d'oxygène qui provoque la combustion d'une partie du gaz naturel (oxydation partielle), évaluée à 30 % environ. Le procédé requiert un grand apport en oxygène qui provient d'une unité de séparation de l'air (ASU), qui absorbe également une grande quantité d'énergie.

2.2.1) Le Vaporeformage « steam reforming » :

Le Vaporeformage consiste à transformer les charges légères d'hydrocarbures en gaz de synthèse (mélange H₂, CO, CO₂, CH₄, H₂O) par réaction avec la vapeur d'eau sur un catalyseur à base de nickel. La vapeur d'eau et le gaz naturel réagissent à haute température et à pression modérée en présence de catalyseur pour produire un mélange d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Les conditions opératoires du procédé sont de (800 à 900°C) pour la température et une pression modérée de 20 bars. Les réactions qui ont lieu sont les suivantes :

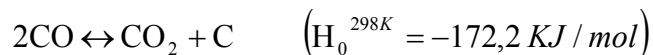
2.2.1.1) Thermodynamique des réactions :

Les réactions principales équilibrées sont :



La réaction de conversion du méthane n'atteint pas tout à fait l'équilibre alors que la conversion du monoxyde de carbone en hydrogène, peu sensible à la pression est très proche de l'équilibre.

La réaction de cokage :



Cette réaction est favorisée par une baisse de température et une augmentation de pression, elle est évitée par une injection de vapeur nettement supérieure à la stœchiométrie de façon à favoriser les réactions (1) et (2).

2.2.1.2) Charges de Vaporeformage :

Les hydrocarbures légers (gaz naturel, GPL, naphta jusqu'à un point final de 200 à 220°C) peuvent être des charges de Vaporeformage.

2.2.1.3) Catalyseurs et conditions opératoires :

Le catalyseur utilisé est à base de Nickel, déposé sur un support alumine, il est disposé dans des tubes généralement chauffés par radiation dans des fours tubulaires. Le catalyseur travaille dans des conditions relativement sévères :

- Température d'entrée du four: 540 à 580 °C;
- Température de sortie du four: 820 à 880 °C;
- Pression de sortie du four : 20 à 25 bars;
- Ratio : Vapeur/ carbone (molaire) : 2,5 à 5.

Le catalyseur au nickel est soit précipité soit imprégné sur base alumine quand la charge est du gaz naturel. A titre de comparaison, des compositions type de gaz de synthèse à la sortie du Vaporeformage de plusieurs matières premières, sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 25 : Composition du gaz après Vaporeformage ^[16]

Matière première (%vol.)	Méthane	Gaz naturel	GPL	Naphta
CH ₄	3,06	2,91	2,39	2,12
CO	12,16	12,62	13,62	14,17
CO ₂	9,66	10,40	12,73	14,19
H ₂	75,12	73,98	71,86	69,52
N ₂	-	0,09	-	-
Rapport molaire : H ₂ O/CO+H ₂	0,36	0,38	0,46	0,51

Pression : 24 bars. Température : 850°C. H₂O/C= 4

2.2.1.4) Développement en cours :

a) Catalyseurs de Vaporeformage :

Les développements de catalyseurs concernent aussi bien la formulation que la géométrie de façon à augmenter l'activité, et la résistance mécanique afin de diminuer les pertes de charge et la température de peau des tubes particulièrement dans la zone où le flux de chaleur est au maximum, ainsi qu'à obtenir une meilleure approche de conversion du méthane.

b) Nouveaux schémas de Vaporeformage

Ils visent à améliorer le bilan thermique de l'unité de Vaporeformage :

Le préreformage réalise une partie de la conversion dans un réacteur adiabatique après préchauffe de la charge. Il réduit l'endothermicité des réactions développées en zone de radiation; ce dispositif convertit la quasi-totalité des hydrocarbures lourds en méthane, en hydrogène (H_2), et en dioxyde de carbone (CO_2), la réaction est endothermique pour le gaz naturel.

Le reformage combiné utilise les calories à la sortie du four de Vaporeformage dans un post-reformage. L'échangeur convertisseur prévu à cet effet consiste en un ensemble de bitubes concentriques, le tube intérieur qui renferme le catalyseur permet de convertir une partie de la charge fraîche. La chaleur nécessaire à la réaction est fournie par l'effluent du Vaporeformage réparti dans les espaces annulaires des bitubes. Le gaz ainsi refroidi est collecté dans la calandre de l'échangeur et est envoyé vers la récupération thermique entre 620 et 780°C ainsi que le gaz de synthèse sortant des tubes de réaction entre 550 et 720 °C qui peut être mélangé au flux principal.

Post conversion à l'oxygène, elle peut également être envisagée en aval du four si l'oxygène est disponible dans des conditions économiques.

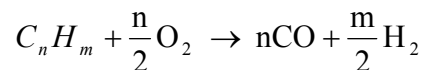
2.2.2) L'oxydation partielle (POX)

Cette technologie permet de traiter n'importe quelle charge gazeuse, liquide ou solide. En pratique ce sont les charges lourdes qui sur le plan économique sont les plus intéressantes. Il s'agit des fuels les plus lourds, des résidus pétroliers soit de désasphaltage au solvant soit de conversion profonde. Le coke et le charbon peuvent également être convertis en gaz de synthèse; on parlera alors d'une gazéification.

2.2.2.1) Thermodynamique et cinétique des réactions

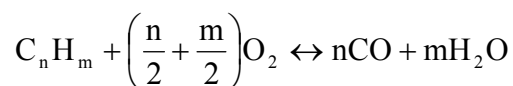
L'oxydation partielle consiste à introduire un hydrocarbure, un oxydant et un modérateur de température (le plus généralement de la vapeur d'eau, éventuellement du gaz carbonique) en l'absence de catalyseur, dans un appareil sous pression, garni de réfractaire, par l'intermédiaire d'un brûleur spécifique.

La réaction globale s'écrit sous forme simplifiée :

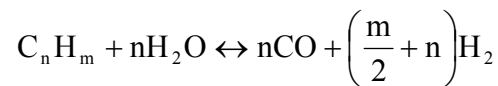
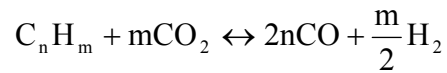


Elle représente le résultat global d'un grand nombre de réactions qui se développent en trois phases :

- Dans un premier temps, les hydrocarbures sont dispersés dans un mélange d'oxygène et de vapeur d'eau puis vaporisés; le mélange gazeux est alors chauffé par radiation du réfractaire; des réactions de craquage se propagent avec formation de carbone, de méthane, d'hydrogène et d'hydrocarbures;
- Dans une deuxième étape, une partie des hydrocarbures est transformée dès que la température d'inflammation du mélange est atteinte :



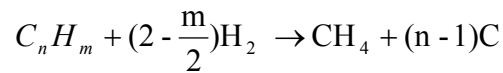
Cette réaction très exothermique déplace l'équilibre vers la droite. Des réactions endothermiques se produisent simultanément entre les hydrocarbures, le CO₂ et la vapeur d'eau :



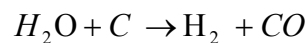
L'homogénéité du mélange hydrocarbures/Oxygène est essentielle pour que les réactions endothermiques absorbent la chaleur d'oxydation afin de limiter la température à 1300 et à 1500°C, à une pression de 140 bars.

Dans la troisième étape, à température très élevée, se produisent des réactions secondaires telle que :

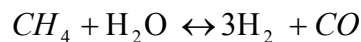
. **L'hydrocraquage**



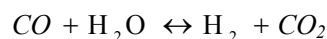
. **La gazéification à la vapeur du carbone**



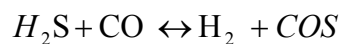
. **Le reformage**



. **La conversion du gaz à l'eau (water gas shift)**



. **La conversion du Soufre**



. **La décomposition des composés azotés en ammoniacque**, lui-même décomposé en azote et hydrogène. Très soluble dans l'eau, cette ammoniacque se concentre dans l'eau recyclée qui élimine les suies et maintient un pH de 9 qui empêche la corrosion par le dioxyde de carbone de se développer.

2.2.2.2) Unité de séparation de l'air (ASU) :

Nous avons vu plus haut que certains procédés de génération de Syngas nécessitent un apport en oxygène ou en air, pour cela l'implantation d'une unité de séparation d'air est indispensable, l'oxygène peut être fourni de différentes façons :

- De l'air comprimé : Présence d'azote (inerte), son avantage réside dans le fait qu'il absorbe la chaleur dégagée par la réaction de la synthèse Fischer-Tropsch, opération qui vient en aval de cette étape (génération de Syngas),
- De l'air enrichi : Ici l'oxygène est concentré par rapport à l'air, il peut être obtenu par séparation au moyen d'une unité constituée de membranes de fibres polymères. La concentration de l'oxygène est augmentée de 45% à 55% volumique,
- L'oxygène pur : il peut être obtenu par distillation cryogénique (technologie la plus répandue), l'oxygène pur est préféré pour éviter toute dilution de l'azote dans les unités. L'inconvénient pour l'obtention de l'oxygène pur, est le coût élevé d'investissement ainsi que la consommation en énergie. Un autre inconvénient, est le danger que représente l'oxygène pur, pouvant causer des explosions, tout hydrocarbure accumulé dans l'unité de séparation de l'air explosera au contact d'oxygène pur.

Le coût total d'installation augmente sensiblement selon que l'on installe une unité pour l'obtention de l'air, de l'air enrichi ou de l'oxygène pur.

L'oxydation partielle (non catalytique), génère du Syngas avec un ratio ($H_2/CO < 2$), très proche de l'optimum requis pour la synthèse de Fischer-Tropsch, ce procédé fonctionne à des températures élevées et en l'absence de catalyseur ceci engendre :

- La formation de suie, et une quantité plus ou moins importante d'ammoniac et de HCN, ce qui devra nécessiter l'installation d'un scrubber pour le lavage des gaz,
- Une grande consommation d'oxygène,

En l'absence de la réaction 'water gas shift', le méthane non converti ainsi que celui issu de la synthèse de Fischer-Tropsch ne peut être recyclé dans le reformer sans une élimination au préalable du CO_2 ,

Le Syngas issu du reformer, peut être refroidi soit par trempe ou bien par production de vapeur dans un échangeur de chaleur. Le procédé par trempe est moins coûteux seulement, il est thermiquement moins efficace.

2.2.3) Procédé Autotherme catalytique " ATR " :

Le procédé ATR est une combinaison entre le Vaporeformage et l'oxydation partielle. Ce procédé consiste à mélanger à de la vapeur d'eau, les gaz issus du brûleur et à envoyer cette charge dans un réacteur à lit fixe contenant un catalyseur à base de nickel. La pression varie de (20 à 60 bars) avec une température de sortie comprise entre 950 et 1000°C et un ratio Vapeur/Carbone supérieur à 1,3. Le Syngas produit sera exempt de suies et une très faible quantité d'ammoniaque ainsi que de HCN.

Cependant un ratio Vapeur/Carbone supérieur à 1,3, donnera un Syngas avec un ratio H₂/CO égale à peu près à 2,5; ce qui est supérieur à ce qui est requis pour la synthèse Fischer-Tropsch. Plusieurs paramètres influent sur le coût et l'efficacité thermique de l'unité tels que :

- Les températures de préchauffe du gaz naturel et de l'oxygène. Plus les températures seront élevées et moins il y'aura d'oxygène utilisé. Les températures maximales de préchauffe seront déterminées et limitées par les facteurs de sécurité et la formation de suie qu'il faudra éviter,
- La pression générée par le rebouilleur; plus la pression sera élevée et plus il y aura de l'énergie à récupérer à partir de la vapeur. L'optimum de la pression sera déterminé par le coût de l'investissement et de l'énergie.

La composition des gaz obtenus à partir de la transformation du gaz naturel est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 26: Composition des gaz à partir du procédé ATR ^[16]	
Type de combustion	A l'oxygène
Constituants (%vol.)	
CH ₄	0,4
CO	20,3
CO ₂	10,5
H ₂	68,3
N ₂	0,2

Le tableau suivant, illustre des avantages et des inconvénients entre les trois (03) procédés de génération de Syngas :

Technologie	Avantages	Inconvénients
Vaporeformage « Steam reforming »	<ul style="list-style-type: none"> • Large expérience industrielle • Pas d'utilisation d'oxygène • Basses températures • Absence de formation de suie 	<ul style="list-style-type: none"> • Ratio H₂/CO élevé • Apport en vapeur • Emissions d'air élevées • Forte production de CO₂ • Recyclage du CO₂ coûteux • Aucune tolérance au soufre • Utilisation indispensable d'un catalyseur • Formation de méthane importante • Arrêt et démarrage difficile
POX	<ul style="list-style-type: none"> • Absence de désulfuration de la charge • Absence de catalyseur • Faible formation de méthane • Génère son énergie • Absence de vapeur • Faible production de CO₂ • Faible ou absence de recyclage de CO₂ • Large gamme de produits utilisés comme charge • Arrêt et démarrage facile 	<ul style="list-style-type: none"> • Très peu d'unités en opération • H₂/CO < 2 (ratio faible pour la synthèse F-T) • Hautes températures • Utilisation de l'oxygène • Les hautes températures et la formation de suie, augmentent la complexité du procédé • La quantité de méthane contenu dans le Syngas est très faible, difficilement transformable
ATR	<ul style="list-style-type: none"> • H₂/CO idéal (1,65-2,65) • Température du procédé relativement basse comparée à la POX • Génère son énergie • Faible production de CO₂ • Faible ou absence de recyclage de CO₂ • Arrêt et démarrage facile • Faible formation de méthane 	<ul style="list-style-type: none"> • Très peu d'unités en opération • Nécessite l'utilisation de l'oxygène • Problème de coke • Aucune tolérance au soufre • Utilisation indispensable d'un catalyseur

Le choix parmi ces trois procédés dépendra de l'analyse d'un certain nombre des facteurs donnés ci-dessus.

Il existe des techniques pour ajuster le ratio H₂/CO du Syngas, elles sont données dans le tableau suivant :

Tableau 28 : Techniques pour ajuster le ratio H ₂ /CO du Syngas ^[14]		
	Réduction du ratio	Augmentation du ratio
• Recyclage du CO ₂	X	
• Importation du CO ₂	X	
• Elimination du H ₂ via les membranes	X	
• Elimination du CO ₂		X
• Augmentation de la vapeur		X

Source : SFA Pacific³

A partir des ces techniques d'ajustement, des valeurs approximatives du ratio H₂/CO sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau 29 : Variations approximatives du ratio H ₂ /CO ^[14]			
	SMR	POX	ATR
• Importation du CO ₂ Ou élimination du H ₂ via les membranes	<3,0	<1,6	<1,6
• Recyclage total du CO ₂	3,0	1,6	1,6
• Pas de recyclage du CO ₂	5,0	2,65	1,8
• Augmentation de la vapeur	>5,0	>2,65	>1,8

Source : SFA Pacific

Afin d'optimiser le procédé de génération de Syngas, des améliorations devraient être axées sur la réduction des coûts d'investissements ainsi que l'amélioration de l'efficacité thermique de l'ensemble de l'unité. Cette efficacité thermique peut être améliorée en combinant le procédé avec une unité de production d'électricité pour une meilleure utilisation de la vapeur à basse pression produite par le procédé de la synthèse de Fischer-Tropsch. Les changements au niveau de la section de reforming qui peuvent avoir un impact sur l'efficacité thermique du procédé sont :

- L'utilisation d'un **échangeur de chaleur** (heat exchange reformer) en combinaison avec un reformer Autotherme, l'énergie au niveau du reformer de vapeur n'est pas

³ SFA Pacific : Fondée en 1980 en Californie, spécialisée dans les services pour l'industrie du raffinage du pétrole et de la pétrochimie, de la production d'électricité, et le contrôle de l'environnement

assurée par un four mais par le gaz qui sort du reformer Autotherme. Les avantages de ce schéma de configuration sont :

- Une économie de 30 % de la consommation de l'oxygène;
- Une augmentation de 4 % de l'efficacité thermique.

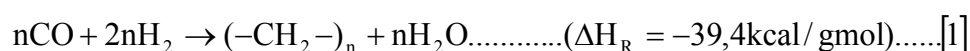
L'inconvénient d'une telle utilisation est l'encrassement (poussière) du métal de l'échangeur de chaleur du reformer.

- **Transfert d'oxygène par membranes**, une autre technique pour séparer l'oxygène est l'utilisation des membranes en céramique pour séparer l'oxygène de l'air. En plus de la réduction des coûts d'investissements liés à l'élimination de l'oxygène, l'efficacité thermique de l'unité peut également être améliorée en combinant la section de désoxygénation et la section de reforming en une seule unité.

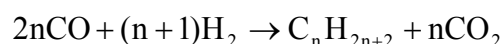
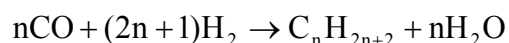
2.3) Procédé Fischer-Tropsch :

La réaction d'hydrogénation du monoxyde de carbone, appelée synthèse Fischer-Tropsch (F-T), conduit à une grande diversité de produits principalement des alcanes, des oléfines et des alcools.

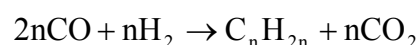
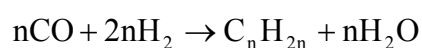
A partir du gaz naturel, du gaz de synthèse (mélange CO, H₂) est produit, il est ensuite utilisé dans la réaction Fischer-Tropsch (F-T). La réaction de base de la synthèse Fischer-Tropsch est :



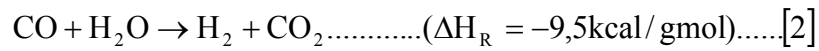
- La stœchiométrie pour la production d'hydrocarbures paraffiniques répond à l'une des deux relations suivantes :



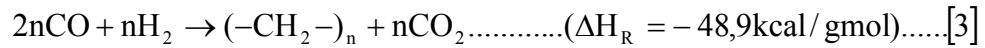
- Pour la production d'oléfines :



- Réaction "Water Gas Shift"

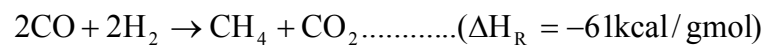
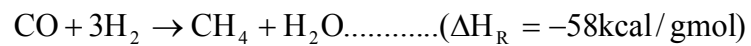


- La réaction globale sera [1] + [2] = [3]

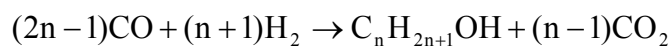
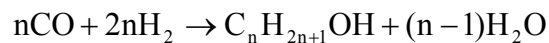


Des réactions secondaires que l'on cherche à éviter sont parfois produites.

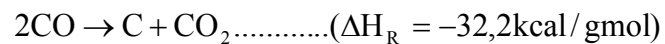
- Les réactions de formation du méthane :



- La production d'alcools :



- La formation du coke : "Réaction de Boudouard"



Les conditions opératoires pour la réaction Fischer-Tropsch sont en général de l'ordre de 200 à 300 °C et sous des pressions de 10 à 60 bars.

2.3.1) Mécanisme de la réaction Fischer-Tropsch :

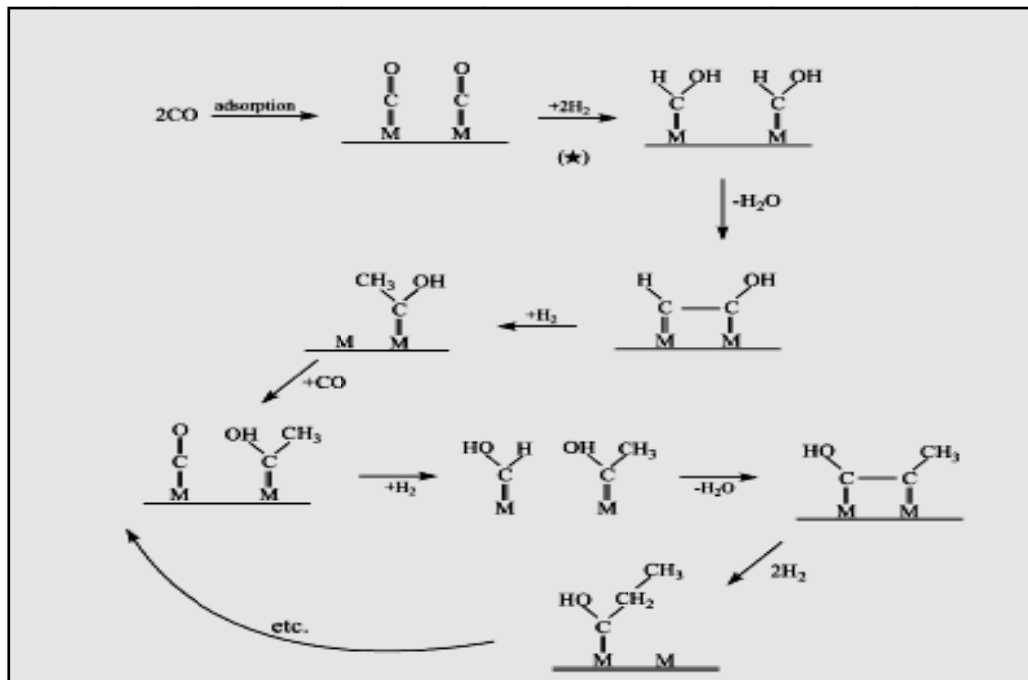


Figure 11 : Mécanisme de la réaction Fischer-Tropsch

Les principales étapes du schéma réactionnel sont :

1. La Chimisorption du CO à la surface du catalyseur,
2. Hydrogénation du CO chimisorbé avec formation du groupe HCOH,
3. Élimination d'eau entre deux groupements HCOH chimisorbés et début de formation de la chaîne, l'un des carbones se détachant de la surface catalytique par saturation avec de l'hydrogène,
4. Croissance de la chaîne par réaction entre le complexe préalablement chimisorbé et un nouveau groupe HCOH chimisorbé,
5. La rupture de la chaîne peut se faire par coupure d'une liaison C-C et production d'une oléfine qui peut ensuite être hydrogénée en paraffine, ou par coupure de la liaison carbone métal avec création d'un aldéhyde qui peut être hydrogéné en alcool.

Les produits de la synthèse de Fischer-Tropsch sont des mélanges d'hydrocarbures aliphatiques ayant de 1 à 30 atomes de carbone, leur pourcentage dépend de la pression à laquelle l'opération est effectuée. Le tableau suivant donne pour une synthèse à pression normale et une synthèse sous pression moyenne, le pourcentage relatif des différentes coupes et la teneur en oléfines de chacune de ces coupes.

Tableau 30 : Composition des différentes coupes ^[15]				
	Pression atmosphérique		Pression moyenne	
	Poids % du total	% en oléfines de la fraction	Poids % du total	% en oléfines de la fraction
C ₃ +C ₄ (GPL)	14	43	10	40
C ₅ +C ₁₀ (30-180°C)	47	37	26	24
C ₁₀ +C ₁₄ (180-230°C)	17	18	24	9
C ₁₄ +C ₁₈ (230-320°C)	11	8	13	-
C ₁₈ +C ₂₂ (320-460°C)	8	-	17	-
> C ₂₂ (> 460°C)	3	-	10	-

2.3.2) Les réacteurs pour la synthèse Fischer-Tropsch :

La section de la synthèse de Fischer-Tropsch se compose, de réacteurs, de section de recyclage et de compression de gaz de synthèse non convertie, d'une section pour l'élimination de l'hydrogène et le dioxyde de carbone, et d'un reforming du méthane produit.

Il existe quatre (04) principaux réacteurs pour la synthèse Fischer-Tropsch :

1. Réacteur tubulaire à lit fixe;
2. Réacteur à lit entraîné;
3. Réacteur à lit fluidisé;
4. Réacteur "Slurry".

2.3.2.1) Réacteur tubulaire à lit fixe :

Premier type de réacteur à être commercialisé. Ces réacteurs ont été utilisés en Afrique du Sud et en Malaisie. Le catalyseur est sous forme de grains, qui sont placés à l'intérieur des tubes, le liquide de refroidissement coule à l'extérieur des tubes, semblable à un échangeur de chaleur tube-calandre. Le diamètre des tubes est limité de 1 à 2 pouces en raison des limitations du transfert thermique dans les tubes. La conception de ces réacteurs est relativement simple, mais le coût de construction est élevé à cause du grand nombre de tubes nécessaire. Certaines contraintes peuvent apparaître tel que :

- Le remplacement du catalyseur constitue une opération délicate; les catalyseurs à base de fer lors de leur utilisation, ils sont instables et doivent être remplacés périodiquement;
- Les gradients de température dans les tubes peuvent mener à la désactivation du catalyseur;
- Possibilité de chutes de pression dans les tubes.

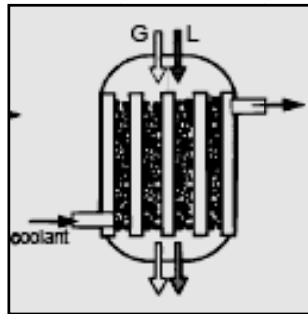


Figure 12 : Schéma de principe d'un réacteur tubulaire à lit fixe

2.3.2.2) Réacteur à catalyseur entraîné :

Pour le réacteur à **catalyseur entraîné**, le gaz passe à travers les particules de catalyseur solides faisant déplacés (entraînés) et séparés les particules de façon à améliorer le mélange, les particules sont dites fluidisées. Le réacteur comprend trois (03) zones :

- Zone d'injection du catalyseur dans le courant du fluide;
- Tube réacteur dans lequel circule le mélange fluide + solide;
- Zone de séparation du catalyseur, qui est généralement recyclé.

Ce réacteur se caractérise par :

- Une meilleure circulation de la chaleur,
- Un meilleur contrôle de la température,

- Moins de problèmes de chute de pression,
- Possibilité de remplacement du catalyseur en ligne.

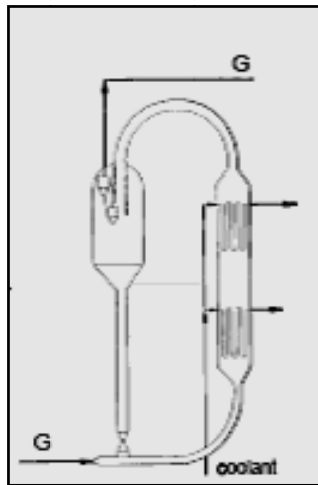


Figure 13 : Schéma de principe d'un réacteur à catalyseur entraîné

2.3.2.3) Réacteur à lit fluidisé :

Les particules de catalyseur sont placées dans un tube constituant l'enveloppe du réacteur. Une grille est placée à la partie basse interdit aux particules de s'écouler vers le bas, alors que les fluides réactionnels sont injectés en-dessous de cette même grille. Par suite de l'écoulement des fluides vers le haut, les particules de catalyseur sont amenées dans un état de fluidisation. Le lit fluidisé se caractérise par :

- Une meilleure stabilité et une faible consommation de catalyseur par rapport au réacteur à catalyseur entraîné,
- Le stockage du catalyseur et la sélectivité des produits sont semblables à ceux du réacteur à catalyseur entraîné,
- Moins d'érosion que pour le réacteur à catalyseur entraîné.

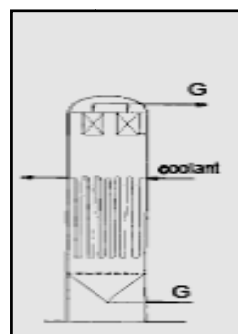


Figure 14 : Schéma de principe d'un réacteur à lit fluidisé

2.3.2.4) Le réacteur Slurry :

Le réacteur Slurry est considéré comme un réacteur de premier choix, pour les nouveaux réacteurs F-T utilisant les catalyseurs en cobalt, le Syngas est en ébullition, le "Slurry", est constitué de paraffine liquide dans les conditions de réaction, le catalyseur est en suspension, Le catalyseur est sous forme de poudre avec un diamètre de particule moyen de 50 à 80 micromètres.

Les avantages du réacteur Slurry sont :

- Un bon transfert thermique,
- Un excellent contrôle de température,
- Un meilleur contrôle de sélectivité,
- Idéal pour les produits à haut point d'ébullition,
- Moins de chute de pression,
- Ajout et extraction de catalyseur relativement simple,
- Conception et construction simples.

Les produits gazeux sortent par le sommet du réacteur, alors que la paraffine lourde et non volatile doit être séparée du catalyseur, pour cela divers systèmes internes ou externes de filtration ont été conçus :

a) Si un filtre interne est utilisé, il faut éviter les problèmes de bouchage par :

- Une très bonne conception du système de filtration;
- Les dimensions des grains de catalyseurs doivent être adéquate ;
- Utilisation de catalyseurs résistants à l'usure pour éviter la formation de dépôts.

b) Si le filtre externe est utilisé, des moyens doivent être utilisés pour

- Réintroduire le catalyseur récupéré dans le réacteur sans qu'il n'y ait de rupture;
- La conception du réacteur est importante pour pouvoir fournir au catalyseur une bonne suspension tout le long du réacteur sans qu'il y ait usure excessive de catalyseur;
- L'hydrodynamique est fortement influencée par la taille du réacteur,

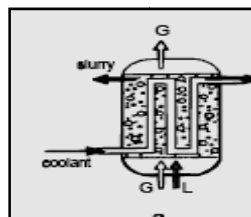


Figure 15 : Schéma de principe d'un réacteur "Slurry" colonne à bulle

Plusieurs avantages et inconvénients de chacun des réacteurs peuvent être listés comme suit :

- Les réacteurs à lit fixe ont un transfert de chaleur limité de ce fait il y'a moins de liquide produit, ils sont difficile à refroidir de ce fait ils doivent fonctionner à faibles débits dans le but de maintenir un contrôle de température régulier;
- Les réacteurs à lit fixe peuvent développer des points chauds;
- Les réacteurs à lit fluidisé et Slurry peuvent fonctionner à des débits plus importants;
- Pour les réacteurs à lit fluidisé et Slurry, le catalyseur peut-être changé à l'inverse du réacteur tubulaire à lit fixe;
- Les réacteurs à lit fluidisé doivent fonctionner à hautes températures pour obtenir les produits désirés et garder un bon fonctionnement du catalyseur;
- Les réacteurs Slurry offre un meilleur contrôle des températures; et c'est aussi l'option la moins coûteuse ;
- La séparation catalyseur/paraffine présente un inconvénient pour le réacteur Slurry;
- La capacité maximale pour un réacteur Slurry est de 10 000 barils par jour de produits, pour les projets de plus grandes capacités, les réacteurs doivent être placés en parallèle.

2.3.3) Paramètres influençant la composition des produits Fischer-Tropsch :

Tous les produits issus de la synthèse Fischer-Tropsch se distinguent par l'absence de composés aromatiques, azotés et soufrés, la composition de ces produits, est fortement influencée par :

2.3.3.1) Conditions de fonctionnement

- La température,
- La pression,
- Le ratio H_2 / CO .

2.3.3.2) Composition du catalyseur

- Les produits issus du catalyseur à base de fer ont un rendement plus important en oléfines et oxygène ;
- Les produits issus du catalyseur à base de cobalt ont un rendement plus important en paraffines.

1) Le catalyseur à base de Fer :

C'est le catalyseur pour lequel il y a eu plusieurs études, Commercialisé pour les unités de Fischer-Tropsch en Afrique du Sud, il est plus adapté pour les Syngas issus du charbon (faible ratio H_2/CO), il peut être préparé de plusieurs manières :

- Oxyde de fer en fusion;
- Oxyde de fer aggloméré;
- Oxyde de fer précipité.

Le catalyseur en Fer est instable et subit une perte graduelle de l'activité; le catalyseur ne peut être régénéré et doit être remplacé périodiquement, il est structurellement instable pour les applications dans les réacteurs Slurry,

2) Le catalyseur à base de Cobalt :

D'une manière générale il est plus adapté pour les Syngas avec un ratio ($H_2/CO=2$), auparavant les catalyseurs en Cobalt étaient préparés par des méthodes de co-précipitation, alors que la nouvelle génération de catalyseurs est préparée par imprégnation des supports d'oxyde utilisant les solutions aqueuses ou organiques de nitrates de Cobalt et d'autres additifs,

- Le nitrate est facilement décomposé par calcination,
- L'Oxyde de Cobalt est pré-réduit en un gaz contenant du H_2 pour être converti en un métal à l'état actif,

Cobalt	Fer
Ratio de conversion élevé	Ratio de conversion bas
Moins tolérant au Soufre	Plus tolérant au Soufre
Longue durée de vie du catalyseur (± 4 ans)	Courte durée de vie du catalyseur ($\pm 4- 8$ semaines)
Matière première plus chère	Matière première moins chère
Problème de disponibilité et fluctuation des prix	Disponible
Nécessite l'utilisation de métaux rares et chers tels que le ruthénium, le rhénium et le platine	Actuellement le catalyseur en Fer ne nécessite l'utilisation des métaux rares.
Régénératif	La régénération du catalyseur en Fer n'est pas une opération économiquement rentable.
Produits à tendance paraffiniques	Produits à tendance oléfiniques

Le graphique ci-dessous montre les différentes charges à utiliser avec les catalyseurs selon le ratio H_2/CO

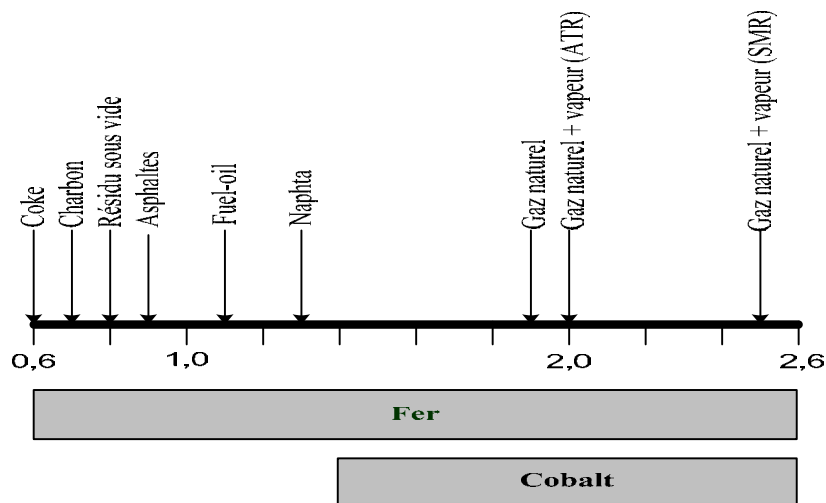


Figure 16 : Relation entre le ratio H_2/CO et la sélection du catalyseur

Le tableau suivant nous renseigne sur les formulations de catalyseurs brevetés de différentes compagnies :

Tableau 32 : Formulations de catalyseurs brevetés ^[14]				
Compagnies	Constituants des catalyseurs			
	primaire	Promoteur de réduction	Promoteur Activité / sélectivité	support
Conoco	Cobalt	Re	-	Alumine, autres
Shell (Golfe)	Cobalt	Ru	Promoteur d'oxyde	Alumine
Exxon	Cobalt	Re/ Ru	Promoteur d'oxyde	Titane ou TiO ₂ / Silice
IFP	Cobalt	Ru, Cu	Promoteur d'oxyde	Différents oxydes
Intevp	Cobalt	-	Promoteur d'oxyde	Silice
Rentech	Fer	-	-	-
Shell	Cobalt	Avec ou sans métal noble	ZrO ₂	Silice, silice-alumine
Statoil	Cobalt	Re	Promoteur d'oxyde	alumine
Sasol	(Fer), Cobalt	Pt	-	alumine
Energy International	Cobalt	-	Avec ou sans Promoteur d'oxyde	Alumine dopée

La figure ci-dessous donne la composition typique d'une fraction d'un produit Fischer-Tropsch par analyse chromatographique :

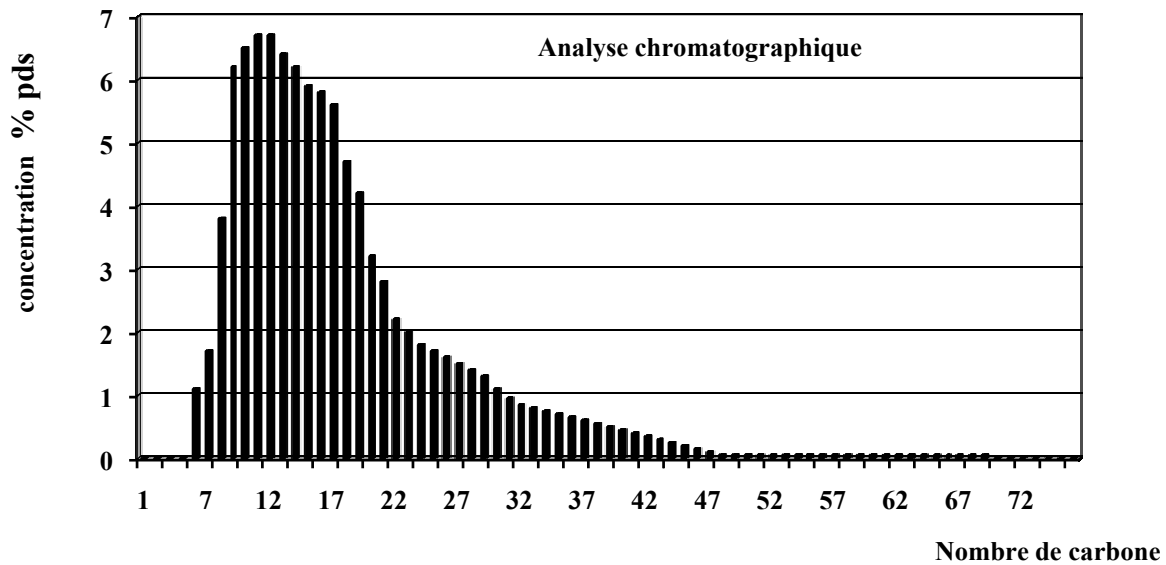


Figure 17 : Composition typique d'une fraction d'un produit Fischer-Tropsch

2.3.3.3) Le taux de conversion :

Le rendement des produits issus de la synthèse Fischer-Tropsch est déterminé par :

- L'hydrocraquage des composants lourds, notamment les paraffines dans la section de valorisation des produits en aval du réacteur Fischer-Tropsch ;
- La Polymérisation de la chaîne de réaction de Fischer-Tropsch a comme conséquence une gamme des produits d'hydrocarbures légers (C_1 et C_2), GPL (C_3 - C_4), naphta (C_5 - C_{11}), diesel (C_{12} - C_{20}), et fractions paraffiniques (C_{20}^+). La distribution théorique de la longueur de la chaîne peut être décrite au moyen de l'équation d'Anderson-Schulz-Flory (ASF), qui est représentée par :

$$\log \frac{W_n}{n} = n \log \alpha + \log \frac{(1-\alpha)^2}{\alpha}$$

Avec :

W_n : Fraction en poids du produit avec 'n' atomes de carbone,

α : Facteur de probabilité de croissance de la longueur de la chaîne, Plus la valeur de α est élevée plus la chaîne sera longue. Le niveau de transformation est défini par la croissance de la chaîne (alpha), qui peut-être :

- ✓ Peu élevé ($\alpha < 0,6$), donnant des produits allant du méthane jusqu'au naphta, le rendement en méthane est relativement très élevé, pour cette option le Syngas est en général issu du charbon,
- ✓ ($\alpha \cong 0,8$), la gamme de produit est plus grande, il y'a production de lubrifiants de base et de très faibles quantités de méthane et d'éthane,
- ✓ ($\alpha > 0,9$), production minimale de légers (du méthane au butane) et un maximum de gas-oil. Dans ce cas les produits lourds (paraffines) seront craqués pour donner des composants plus légers dans la section d'hydrotraitement.

La figure suivante donne la distribution des produits en fonction du facteur de probabilité de croissance de la longueur de la chaîne (α)

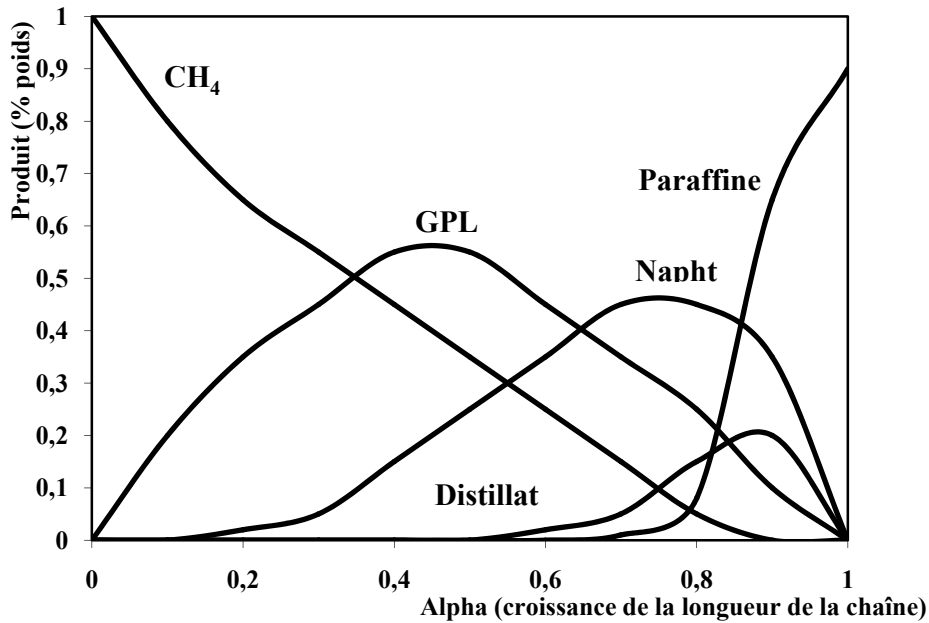


Figure 18 : Distribution des produits en fonction du facteur α

2.3.4) Les sous-produits de la synthèse Fischer-Tropsch :

Les sous-produits de la réaction de la synthèse Fischer-Tropsch, seront les produits qui sortent du réacteur, qui doivent être recyclés ou rejetés.

De l'eau est produite en grande quantité, pour les catalyseurs à base de Fer, il est produit 7/10^{ème} de baril d'eau pour un baril de produit F-T. Pour les catalyseurs à base de Cobalt, il est produit 1,1 à 1,3 baril d'eau pour un baril de produit F-T. Un aspect intéressant de la technologie Fischer-Tropsch, ou cette eau peut être réutilisée pour produire de la vapeur au niveau de l'unité de production du Syngas et pour refroidir dans les deux sections de production du Syngas et de la synthèse de Fischer-Tropsch.

En plus de l'eau, le réacteur Fischer-Tropsch produit ce qui est appelé "gaz d'échappement" qui contient de l'hydrogène (H₂), de l'oxyde de carbone (CO), dioxyde de carbone (CO₂), et certains gaz tels que le méthane (CH₄), l'éthane (C₂H₆), le propane (C₃H₈) et le butane (C₄H₁₀). De l'hydrogène en excès peut être retiré hors de la conduite d'échappement par un système de membrane et être commercialisé ou recyclé soit dans le réacteur du Syngas ou dans le réacteur de Fischer-Tropsch pour augmenter le rendement du produit.

Le dioxyde de Carbone (CO₂) produit à la section Fischer-Tropsch peut être séparé du gaz d'échappement et renvoyé pour être recyclé à l'unité Syngas et ce pour une meilleure conversion en carbone. Le monoxyde de carbone quant à lui ne peut être séparé des gaz d'échappement, il sera renvoyé avec les autres gaz vers la section Syngas comme charge ou utilisé pour la production d'électricité.

2.4) Distillation et valorisation des produits :

2.4.1) Technologies :

Après la distillation des produits issus de l'étape F-T, il y a la valorisation des produits qui consistent en trois types de technologies principales :

- L'hydrotraitement des produits tels que le gasoil, les solvants paraffiniques et des huiles de base lubrifiantes (si elles sont produites) est nécessaire pour :
 - ✓ Convertir les oléfines en paraffines afin d'empêcher la formation de boue,
 - ✓ Convertir les impuretés oxygénées (alcools, aldéhydes, CO₂...) afin d'empêcher la corrosion du système carburant et empêcher un allumage prématuré dans le moteur.
- L'hydrocraquage doux des paraffines (C₂₂⁺ ou C₃₀⁺),
- L'isomérisation des lubrifiants ou des paraffines lourdes afin de réduire la viscosité et améliorer les propriétés au froid.

La configuration de la section de distillation et de la section de valorisation dépend du :

- Taux de conversion Fischer-Tropsch (valeur de α),
- Ratio (H₂/CO) : Si le ratio est élevé et est associé à un catalyseur en fer, cela requiert un hydrotraitement des oléfines et des produits oxygénés,
- Des produits obtenus

2.4.2) Les produits GTL :

Les produits issus d'une unité GTL utilisant un catalyseur à base de Cobalt, sont semblables aux produits issus d'une raffinerie de pétrole brut avec un taux de conversion élevé.

Les rendements typiques pour une raffinerie et une unité GTL sont donnés dans la figure ci-dessous :

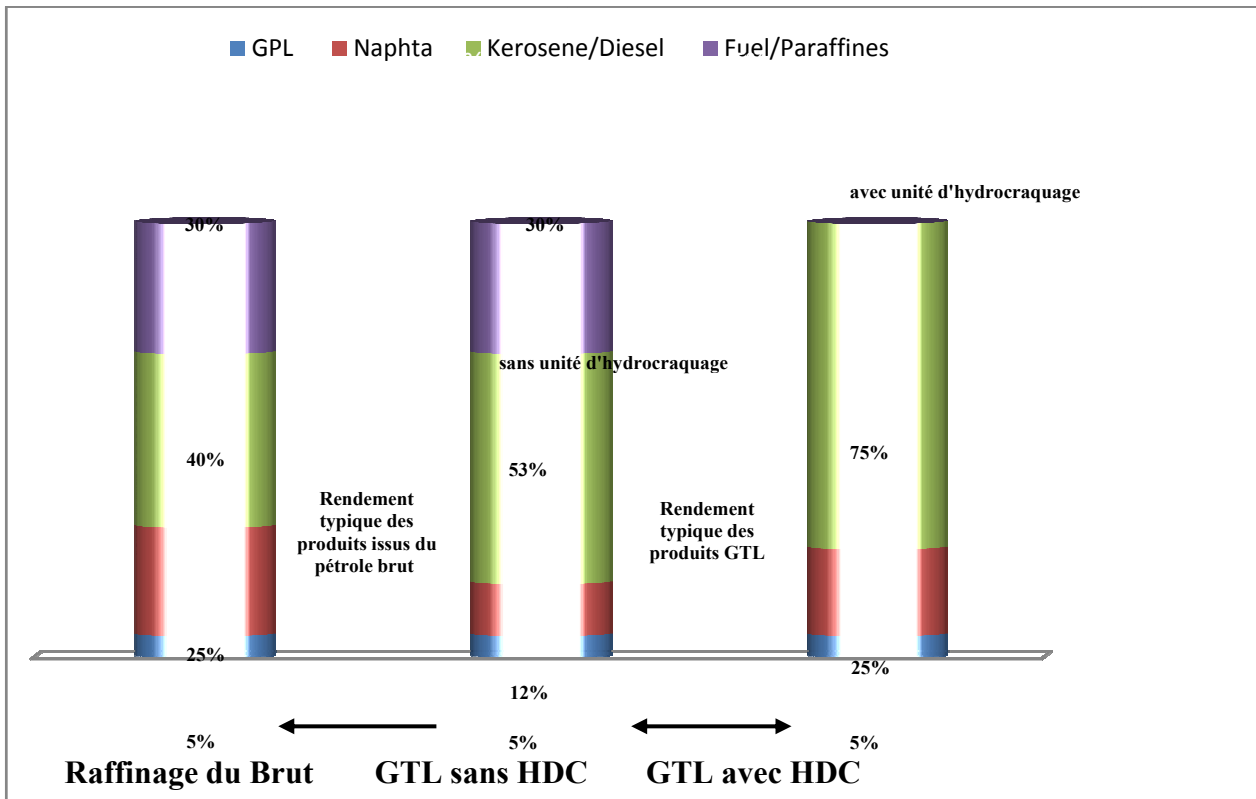


Figure 19 : Rendements typiques pour les produits issus du pétrole et des produits GTL

Les produits GTL sont exempts de naphtènes, de Soufre, d'Azote et de métaux tels que le Vanadium ou le Nickel.

Le tableau suivant donne les propriétés physiques des produits GTL et ceux issus du pétrole brut:

	Propriétés physiques	Produits GTL	Produits issus du pétrole
Naphta	Densité	0,69	0,74
	Soufre %pds	0	0,07
	RON	< 40	67
	N+2A	5	51
Jet/Kérosène	Densité	0,77	0,80
	Soufre %pds	0	0,12
	Point de fumée, mm	45	22
	Point de congélation, °C	- 53	- 53
Diesel	Densité	0,78	0,84
	Soufre %pds	0	0,37
	Aromatique, %Vol	< 1	29
	Nombre de cétane	> 70	56
	Viscosité, 100°F (cSt)	2,30	4,00

- **Naphta**
 - Excellente charge pour vapocraqueur, une très faible teneur en composés naphténiques et aromatiques, et une teneur élevée en paraffines qui permet d'avoir des rendements supérieurs à 15 % d'éthylène et de propylène par rapport au naphta léger ;
 - La teneur élevée en paraffines a pour conséquence aussi un très bas indice d'octane (RON < 40).

- **Kérosène**
 - Bon carburant à réaction en raison du point de fumée élevé en raison de l'absence de composés aromatiques.

- **Diesel**
 - Excellent Diesel en raison de son indice de cétane élevé (> 70), ce qui facilite de manière significative l'allumage du carburant dans le moteur, et améliore les performances du démarrage à froid,
 - Absence quasi totale du Soufre (<< 1 ppm), de ce fait pas d'émissions de composés soufrés,
 - Absence d'aromatiques, d'où une réduction de la formation de suie,
 - Des essais sur des véhicules ont confirmé que ce Diesel utilisé pur ou en mélange réduisait de façon significative les émissions d'hydrocarbures, de CO ainsi que de CO₂.

- **Lubrifiants**

- Excellent lubrifiants en raison de l'absence de naphènes et d'aromatiques, ce qui donne un indice de viscosité élevée ;
- Absence totale de Soufre ;
- La qualité du produit est celle des groupes 2 ou 3.

- **Paraffine :**

- Excellentes paraffines (applications cosmétiques...).

2.4.3) Le coût d'investissement pour une unité GTL:

Le coût de l'investissement d'une unité GTL se situe entre 25 000 et 30 000 Dollars par baril par jour de carburant de synthèse produit, en fonction de la capacité et de l'emplacement de l'unité. A titre d'exemple, le coût du projet "Qatar GTL" est estimé à environ 900 millions de Dollars, pour 34 000 Dollars par baril par jour de produits, soit environ 26 000 Dollars par baril par jour. L'investissement pour une unité GTL est donné de la manière suivante comme indiqué sur le graphique ci-dessous :

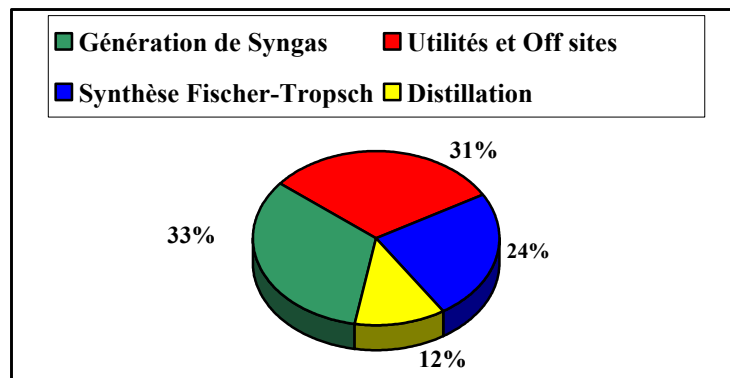


Figure 20 : Découpage des coûts d'investissement d'une unité GTL

3) Les unités GTL existantes à travers le monde :

3.1) Les différents détenteurs de licences des unités GTL :

Plusieurs compagnies pétrolières se sont orientées vers la recherche et développement des procédés GTL et des catalyseurs Fischer-Tropsch tel, visant à améliorer la production, le coût des investissements et ainsi augmenter la rentabilité des projets.

- **BP-Amoco :**

- Possède une unité pilote en Alaska de 300 BPSD, qui fonctionne depuis 2002,
- la technologie est basée sur un reforming compact modulaire (plus léger que le Vaporeformage) et d'un réacteur à lit fixe, cette technologie ne nécessite pas d'oxygène.

- **Conoco-Phillips :**

- Possède une unité pilote en Oklahoma de 300 BPSD, qui fonctionne depuis 2002,
- La technologie est une combinaison de l'oxydation partielle (POX) avec utilisation directe de la chaleur.

- **ENI/IFP :**

- Effectue des recherches sur les catalyseurs.

- **Exxon Mobil (AGC-21 : Conversion avancée de gaz pour le 21^{ème} siècle) :**

- Possède une unité pilote en Louisiane de 250 BPSD, qui fonctionne depuis 1980,
- Possède la plupart des brevets Fischer-Tropsch,
- Pour la préparation du Syngas et de l'hydrocraquage, des réacteurs à lit fluidisé sont utilisés. La synthèse Fischer-Tropsch se fait dans des réacteurs Slurry.

- **JNOC (Japan National Oil Company):**

- Possède une unité pilote au Japon de 7 BPSD, qui fonctionne depuis 2002.

- **PetroSA :**

- Possède une unité Mossel Bay, 28 000 BPSD, avec une licence GTL ayant appartenu à Sasol, et possède une unité pilote avec Statoil de 1000 BPSD pour effectuer des améliorations sur l'efficacité des catalyseurs et des réacteurs Fischer-Tropsch.

- **Rentech :**

- Possède une unité pilote de 360 BPSD, qui fonctionne depuis 2001,
- Spécialisé dans la production du Syngas à partir de charges lourdes tel que le charbon,
- La synthèse Fischer-Tropsch se fait uniquement avec un catalyseur à base de Fer.

- **Sasol-Chevron**, Sasol Slurry Phase Distillate SSPD (Distillat en phase visqueuse de Sasol) :

- Possède plusieurs unités en Afrique du Sud de conversion du charbon et du gaz, à Sasolburg de 8000 BPSD depuis 1953 (en 2004, l'unité passe de la conversion du charbon à la conversion de gaz), à Secunda, une unité de 160 000 BPSD, depuis 1982 (conversion du charbon), à Mossel Bay, une unité de 28 000 BPSD, depuis 1991 (conversion du charbon appartenant actuellement à PetroSA), L'unité Oryx GTL est en cours de construction au Qatar de 34 000 BPSD en coopération avec "Qatar Gaz & Petroleum Corp", L'unité de Syngas à partir du reforming autotherme (ATR) est fournie par Haldor Topsoe, qui requiert l'utilisation d'oxygène pur,
- Détient la licence pour la valorisation des produits par isocracking.

- **Shell** (Shell Middle Distillate Synthesis, SMDS) :

- Possède une unité à Bintulu, en Malaisie de 12 500 BPSD, fonctionne depuis 1993. en 1997, la capacité a été augmentée pour atteindre 14 000 BPSD,

- **Statoil :**

- Possède une unité pilote de 1000 BPSD, avec PetroSA proche de Mossel Bay
- La section Syngas de l'unité est fournie par PetroSA,

- **Syntroleum :**

- Possède une unité pilote en Oklahoma avec une capacité de 2 BPSD, qui fonctionne depuis 1999, et une autre de plus grande capacité de 70 BPSD à Catoosa, Oklahoma depuis 2004.

Le tableau suivant renseigne sur la production mondiale de produits GTL depuis 1955 à 2015.

Années	1955	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Quantités	2500	152 500	176 500	189 000	189 000	600 000	1 162 000	2 000 000

4) Description des procédés GTL de différentes compagnies:

Différentes compagnies pétrolières ont élaboré chacune un procédé, et pour chaque procédé il existe un facteur d'efficacité de production propre à chaque procédé

- Haut rendement : 8,2 MMBtu de gaz naturel par baril de produits liquides ;
- Faible rendement : 10 MMBtu de gaz naturel par baril de produits liquides.

Ces facteurs dépendent de quatre (04) paramètres:

- Rendement thermique global : se calcule en tenant compte de la production d'énergie ;
- Rendement global en carbone : se calcule à partir des atomes de carbone présents dans tous les produits liquides, ils sont comparés aux atomes de carbone présents dans la charge (gaz naturel), y compris le dioxyde de carbone (CO₂);
- Rendement global en oxygène ;
- Emission de gaz à effet de serre.

Les principaux procédés de GTL sont donnés ci-dessous:

4.1) Procédé BP :

1. Le gaz naturel est désulfuré et saturé avec de la vapeur d'eau avant l'opération de pré-reforming qui convertira les hydrocarbures les plus lourds en méthane;
2. De la vapeur est ajoutée pour le reforming, la chaleur étant générée par la combustion de l'air et de l'hydrogène;

3. Le Syngas est refroidi par échange thermique avec l'air et le gaz combustible;
4. Le Syngas est alors comprimé avant de passer par un séparateur d'hydrogène à membrane qui produira de l'hydrogène;
5. A la sortie du séparateur le flux est chauffé et est envoyé dans un convertisseur Fischer-Tropsch, qui combine l'hydrogène et l'oxyde de carbone en paraffines à longues chaînes;
 - 5.1. Les hydrocarbures légers sont condensés par refroidissement;
 - 5.2. Le gaz non converti, le dioxyde de carbone et les hydrocarbures légers (non condensée) sont recyclés dans le reforming;
6. Les paraffines lourdes sont séparées, chauffées avec de l'hydrogène et envoyées dans un hydrocraqueur, ce qui produit des paraffines à chaînes courtes et de la vapeur. Ces paraffines à chaînes courtes sont dégazées refroidies puis stockées.

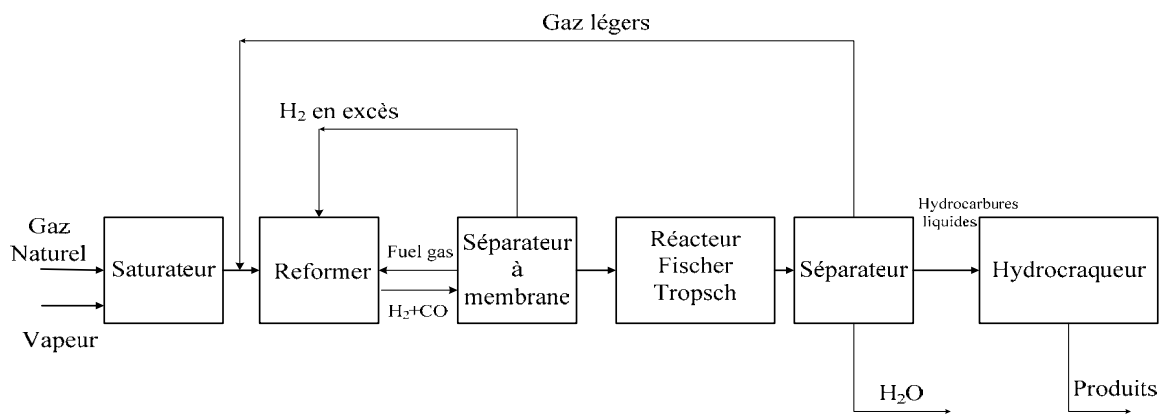


Figure 21 : Schéma bloc du procédé BP

4.2) Procédé ConocoPhillips :

1. Du gaz naturel sec et de l'oxygène sont utilisés pour produire du Syngas par oxydation partielle catalytique avec un temps de séjour court ;
2. Le Syngas est dirigé vers les réacteurs Fischer-Tropsch où il est converti principalement en normal paraffines ;
3. Le méthane et le Syngas non converti sont recyclés vers le réacteur de gaz de synthèse;
4. Les produits issus du réacteur Fischer-Tropsch sont fractionnés et les produits les plus lourds sont envoyés vers un hydrocraqueur. Les produits obtenus sont principalement du gasoil, et du naphta.

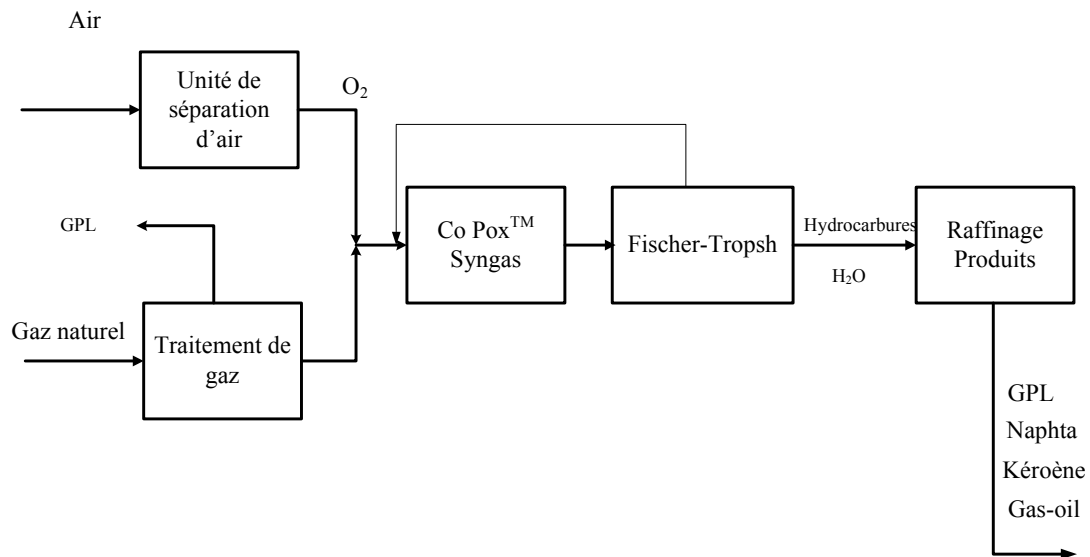


Figure 22 : Schéma bloc du procédé ConocoPhillips

4.3) Procédé ExxonMobil AGC-21 :

1. Du méthane est préchauffé par de la vapeur, mélangé à de la vapeur et envoyé dans la partie inférieure d'un réacteur de Syngas à lit fluidisé;
2. De l'oxygène est également envoyé dans ce réacteur où un reforming et une oxydation partielle ont lieu ;
3. Après reforming, les gaz sont envoyés dans un cyclone en circuit fermé pour séparer toute particule de catalyseur entraînée par ce gaz ;
4. Le Syngas est refroidi, pour passer de la température de réaction (environ 980°C) à moins de 650°C. Un autre refroidissement a lieu pour atteindre la température de 320°C, le Condensat est en général séparé;
5. Le Syngas passe dans un réacteur Slurry (réaction Fischer-Tropsch);
6. le produit est ensuite acheminé vers une section de distillation.

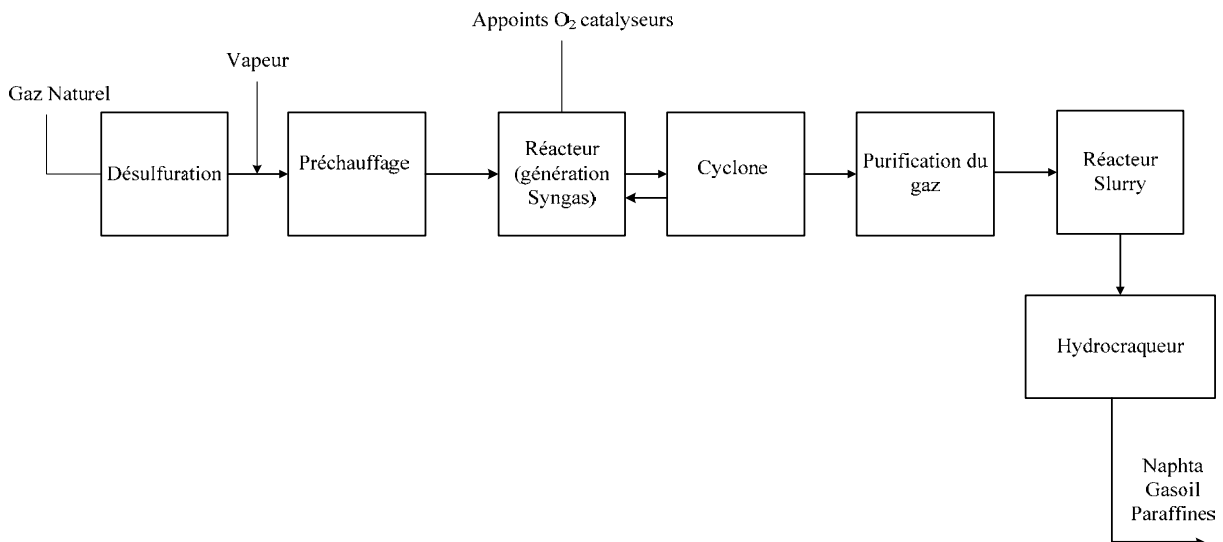


Figure 23 : Schéma bloc du procédé ExxonMobil AGC-21

4.4) Procédé Rentech :

1. Le gaz naturel est désulfuré et envoyé avec le dioxyde de carbone recyclé dans une unité de Vaporeformage du méthane, dans laquelle le gaz naturel est partiellement converti;
2. Le produit du Vaporeformage avec les Gaz recyclés et les flux des composés oxygénés sont envoyés à l'unité de reforming Autotherme (ATR) pour achever le reforming;
3. Le Syngas (effluent ATR) est refroidi et le CO₂ est éliminé et recyclé vers le Vaporeformage;
4. Le Syngas est envoyé dans l'unité F-T pour la synthèse des hydrocarbures;
5. Les C₅⁺ produits sont envoyés vers l'unité de valorisation des produits, (la fraction des paraffines lourdes est convertie en naphta, kérosène et Diesel dans un hydrocraqueur);
6. L'eau produite et les composés oxygénés sont recyclés dans l'ATR pour être éliminés;
7. Le Fuel-Gas est recyclé vers l'unité ATR, après que l'hydrogène ait été enlevé et purgé.

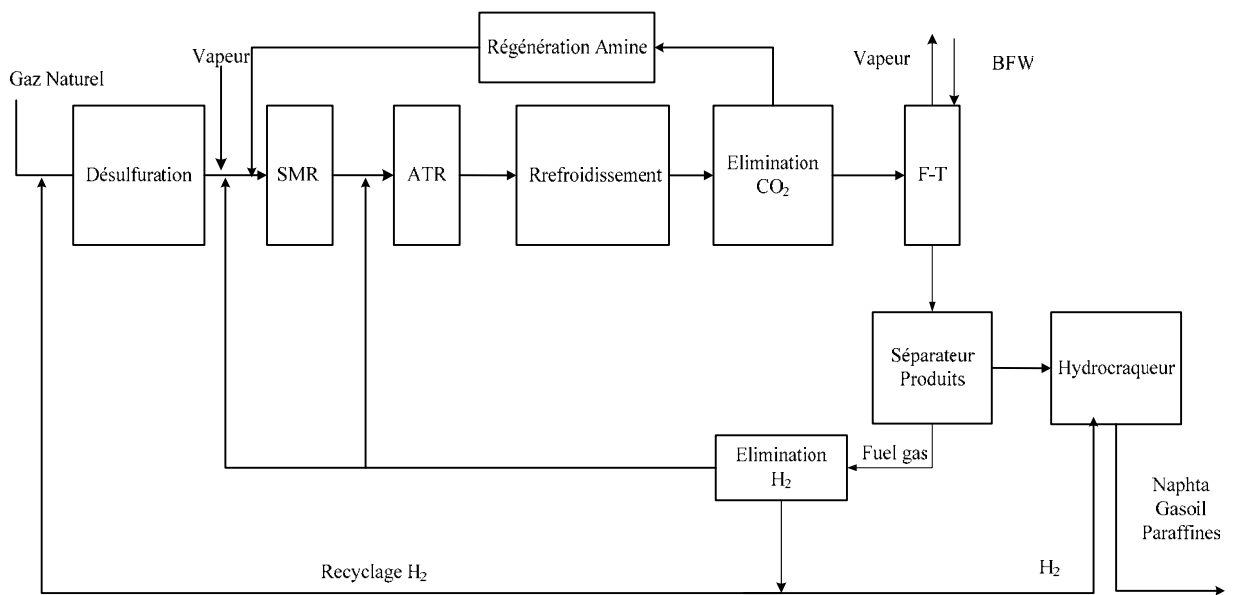


Figure 24 : Schéma bloc du procédé Rentech

4.5) Procédé Sasol Chevron :

1. La génération du Syngas a lieu à partir de la technologie Haldor-Topsoe;
2. Le Syngas passe dans le réacteur F-T en phase visqueuse;
3. la valorisation des produits F-T se fait avec une technologie Chevron.

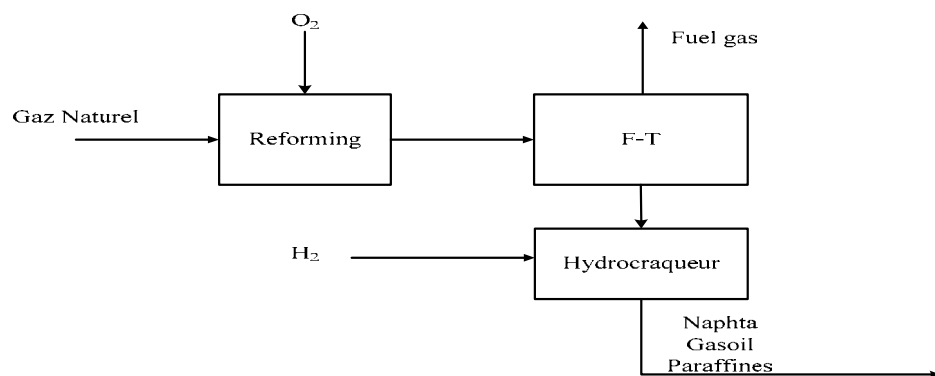


Figure 25 : Schéma bloc du procédé Sasol Chevron

4.5.1) Procédé Haldor Topsoe pour la génération du Syngas:

- Le procédé est une combinaison entre une oxydation partielle et un Vaporeformage, le réacteur est à lit fixe avec un catalyseur à base de nickel;
- L'unité est constituée d'un pré réchauffeur de la charge (1), d'une unité de désulfuration (2), d'un pre-reformer (facultatif) (3), d'un reformer Autotherme avec incinérateur avec chambre de combustion et un lit catalytique (4), d'une section pour la récupération de la chaleur (5), et lorsque c'est nécessaire d'une section de purification (par exemple l'élimination du CO₂).

Conditions opératoires :

Le (CO) est obtenu pour un ratio de H₂O/CH₄ allant de 0,2 à 1,5 et un ratio de CO₂/CH₄ allant de 0,0 à 2,0, le ratio de H₂/CO qui en résulte est de 0,8 à 2,5, la température de sortie du réacteur varie de 950 à 1050°C. La pression du réacteur est entre 20 et 70 bars.

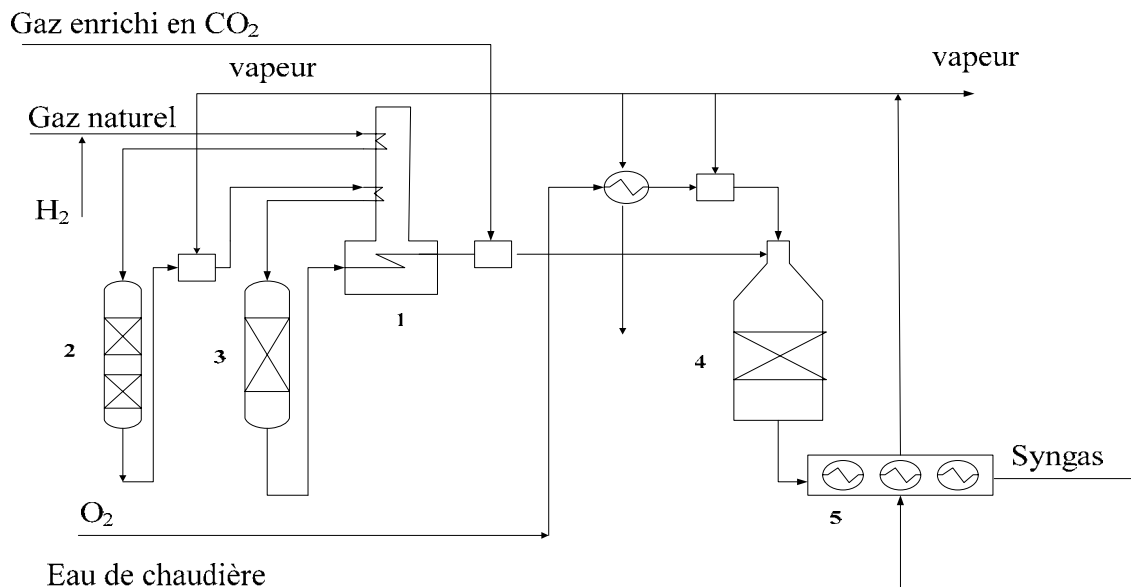


Figure 26 : Procédé Haldor Topsoe de génération de Syngas

4.6) Procédé Shell (SMDS) :

1. le Syngas est obtenu après purification du gaz par un procédé de gazéification Shell (POX + SMR);
 2. le Syngas est dirigé vers l'unité de synthèse des paraffines lourdes, le Vaporeformage est utilisé afin d'obtenir le ratio désiré;
 3. l'unité de synthèse des paraffines lourdes convertit le Syngas en hydrocarbures à chaînes longues (paraffines lourdes) dans un réacteur F-T;
 4. les paraffines lourdes produites sont par la suite converties en distillats moyens dans l'unité de distillation hydroconversion. Cette unité est constituée de deux unités de traitement :
- ✓ Conversion des paraffines lourdes par hydroconversion en distillats moyens, hydro isomérisation des distillats et hydrogénation des composés oxygénés et des oléfines,
 - ✓ Unité de distillation du Brut de synthèse (Synfuel) dans laquelle tout le liquide, provenant de l'unité de synthèse des paraffines lourdes est fractionné en GPL, naphta, distillats moyens.

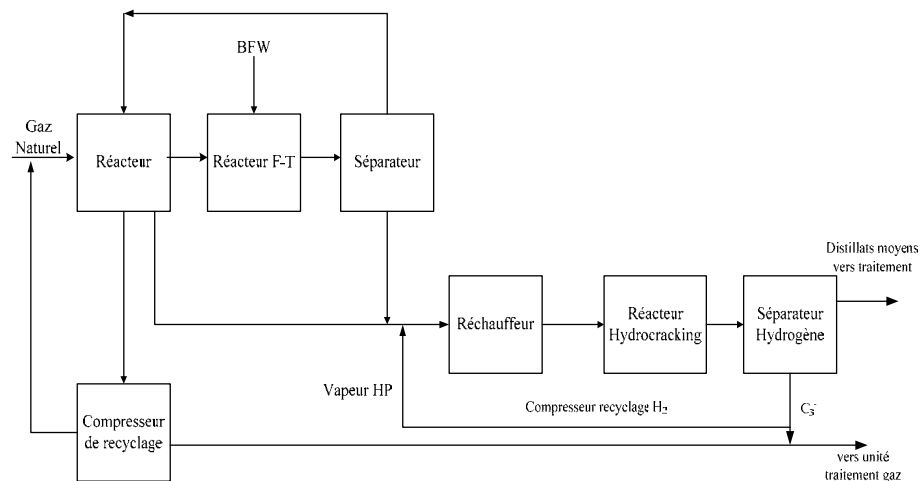


Figure 27 : Schéma bloc du procédé Shell synthèse distillats moyens (SMDS)

4.7) Procédé Statoil et PetroSA :

1. Désulfuration du gaz naturel qui est envoyé par la suite à l'unité de reforming;
2. Le Syngas est envoyé dans le réacteur de Fischer-Tropsch;
3. Les produits sortis réacteur sont envoyés vers la section de valorisation.

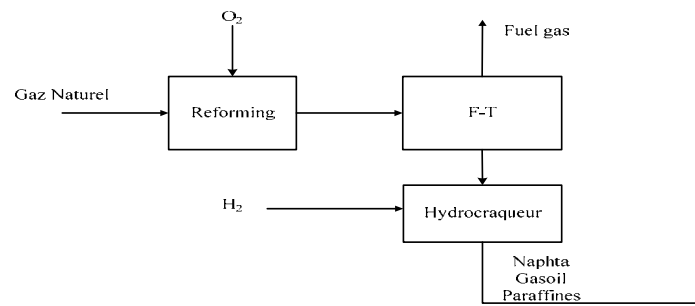


Figure 28 : Schéma bloc du procédé Statoil/PetroSA

4.8) Procédé Syntroleum :

1. Le gaz naturel est désulfuré, mélangé à de la vapeur et passe par un catalyseur de pre-reforming à base de Nickel afin de convertir l'éthane et les hydrocarbures les plus lourds en méthane et en CO_2 ;
2. Le gaz chauffé, la vapeur et l'air sont mélangés et passent à travers un catalyseur à base de Nickel,
3. Le Syngas refroidi et condensé est amené aux conditions de température et de pression de la réaction Fischer-Tropsch, la section Fischer-Tropsch comprend trois réacteurs Fischer-Tropsch. Chaque réacteur produit des flux d'hydrocarbures en plus des sous produits l'eau, la vapeur et le fuel-gas.

- ✓ Un liquide Fischer-Tropsch léger (LFTL), et de l'eau qui sont obtenus par condensation après refroidissement de la vapeur du réacteur Fischer-Tropsch par les refroidisseurs à air. Le fuel-gas, l'eau et le LFTL sont séparés dans un séparateur à froid à trois étages, le fuel-gas alimente le réacteur Fischer-Tropsch suivant afin de convertir l'oxyde de carbone et l'hydrogène restants en produits Fischer-Tropsch, un liquide Fischer-Tropsch lourd (HFTL), représente la phase liquide du réacteur;

- ✓ A la sortie du dernier réacteur, le fuel-gas provenant de la troisième étape du séparateur à froid est refroidi et mis au contact d'une huile appauvrie afin de récupérer du condensat Fischer-Tropsch. Cette huile appauvrie est une coupe de type kérosène produite en aval par le splitter Fischer-Tropsch;
- ✓ Le condensat F-T non raffiné, le LFTL et le HFTL sont envoyés dans la section de valorisation des produits.

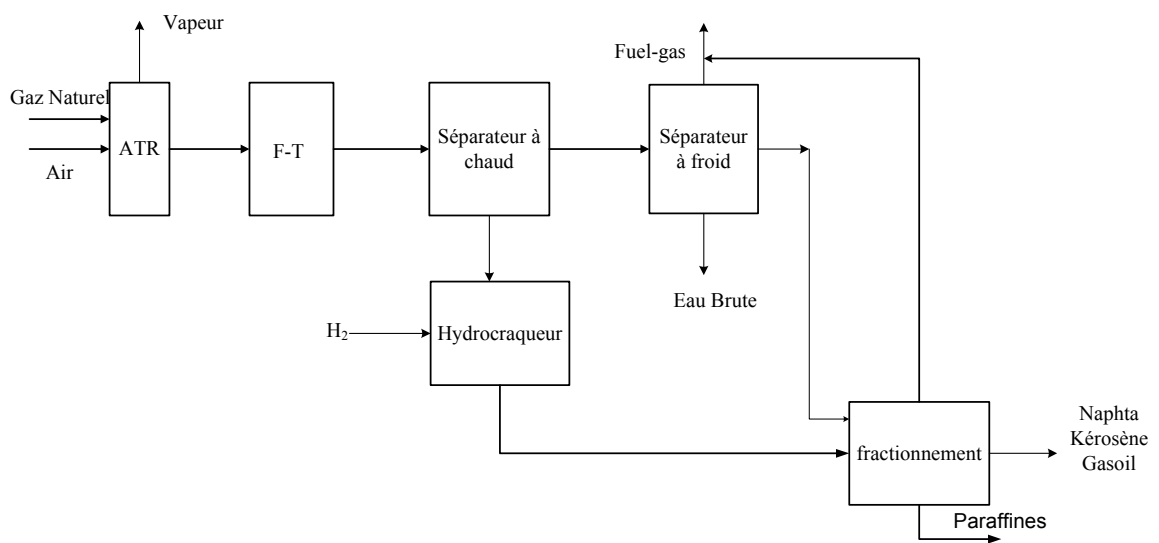


Figure 29 : Schéma bloc du procédé Syntroleum

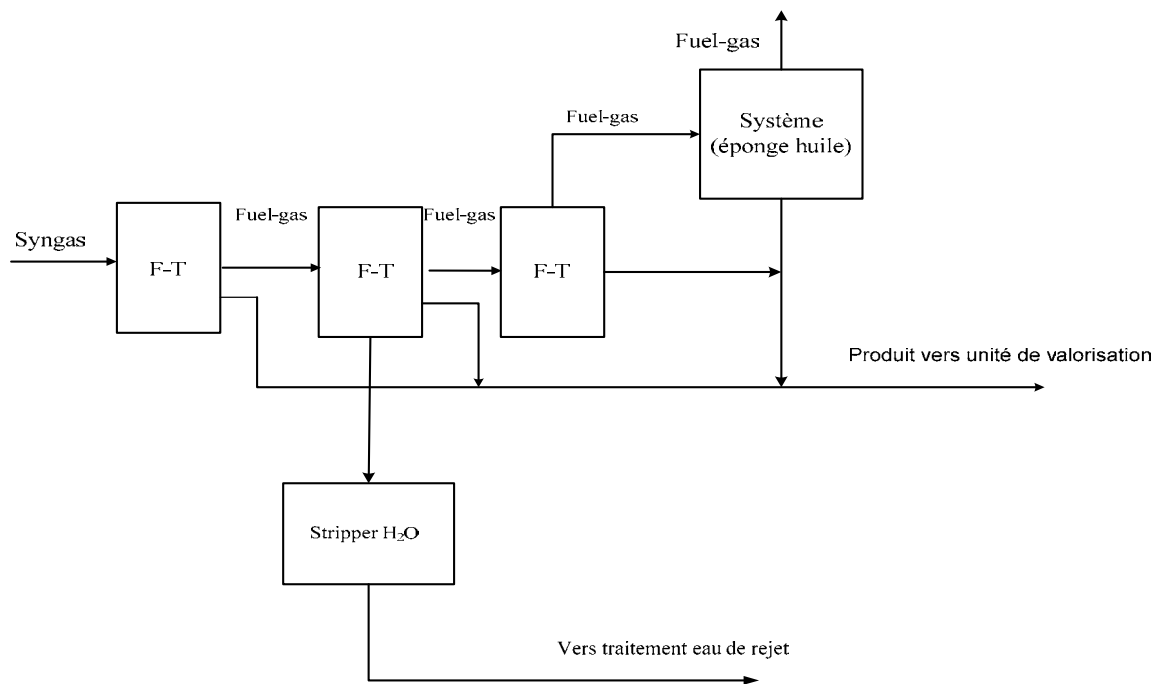


Figure 30 : Schéma bloc du procédé Syntroleum (section Fischer-Tropsch)

PARTIE IV

Cette quatrième partie, traitera de l'étude de faisabilité de l'implantation d'une unité de GTL en Algérie. L'étude de faisabilité concerne la mise en place d'une unité de conversion chimique du gaz naturel en carburants, (GTL) en Algérie. Ce projet pourra contribuer à l'augmentation de la capacité de production des carburants proposés à l'exportation. Il est nécessaire d'identifier quelle est la meilleure voie de valorisation du gaz, est-ce la voie classique qu'est la liquéfaction du gaz, le GNL ou bien la voie alternative, le GTL ?

L'option GTL, se différencie considérablement du GNL, en effet :

- L'option GNL consiste à :
 - a) Liquéfier le gaz naturel par voie physique (cryogénique);
 - b) Transport par navires réfrigérés vers un terminal;
 - c) Regazéification;
 - d) Utilisation du gaz naturel pour la génération de chaleur ou d'énergie électrique.

A la fin de la chaîne (sur le marché), on obtient du gaz naturel; les procédés intermédiaires de liquéfaction et de regazéification ne servent que pour le transport.

- L'option GTL consiste quant à elle à : transformer le gaz naturel par voie chimique en produits liquides analogues aux produits obtenus du raffinage du pétrole (GPL, naphta, gas-oil,...), le transport des produits GTL se fait avec la logistique pétrolière classique.

Cette étude de faisabilité sera basée sur certaines hypothèses, qui permettront de faire le calcul de rentabilité pour l'implantation d'une unité GTL. Toujours selon ces hypothèses de calcul, il sera établi une étude de rentabilité comparative entre une unité GNL et une unité GTL, pour décider de la meilleure voie de valorisation du gaz naturel Algérien.

L'étude de rentabilité sera effectuée pour le procédé GNL et pour deux procédés GTL, un appartenant à la compagnie Shell et l'autre appartenant à la compagnie Conoco. Cette étude a été réalisée pour un prix d'acquisition fixe pour le gaz naturel, et trois variantes pour le prix du pétrole Brut. Les prix des produits issus des procédés seront indexés au prix du pétrole.

Une étude de sensibilité sera faite, pour juger de l'impact de certains paramètres influençant ces projets. De même, une étude d'économie d'échelle sera effectuée dont le principal objectif sera de trouver les capacités pour lesquelles les projets deviennent rentables.

1) Base de l'étude :

Nous partons de l'hypothèse que la capacité pressentie pour le projet GTL est de trois (03) Gm³ de gaz naturel par an (de source Sonatrach).

Les projets de même capacité qui seront étudiés sont:

- ✓ Deux (02) projets GTL, un procédé appartenant à la compagnie Shell et l'autre appartenant à la compagnie Conoco,
- ✓ Un projet GNL.

L'objet de l'étude consistera à déterminer la rentabilité des ces projets par rapport au :

- ✓ Prix de la charge entrée unité de 1\$/MMBtu,
- ✓ Prix de vente des produits indexés directement au prix du baril de Brut,

Cette étude se fera pour trois prix de Brut, à 30\$/baril, à 40\$/baril et à 70\$/baril. (Les prix de vente en fonction du prix de Brut seront donnés plus loin).

Des études de sensibilité seront effectuées pour pouvoir déterminer les taux de rentabilité internes (TRI) en fonction de la variation des prix de vente des produits, du coût de la charge et de la variation du capital investi, tous ces paramètres varieront dans l'intervalle [-50%, +50%],

2) Processus de décision :

Le schéma suivant nous permet en définitive, si le processus est respecté de pouvoir prendre une décision

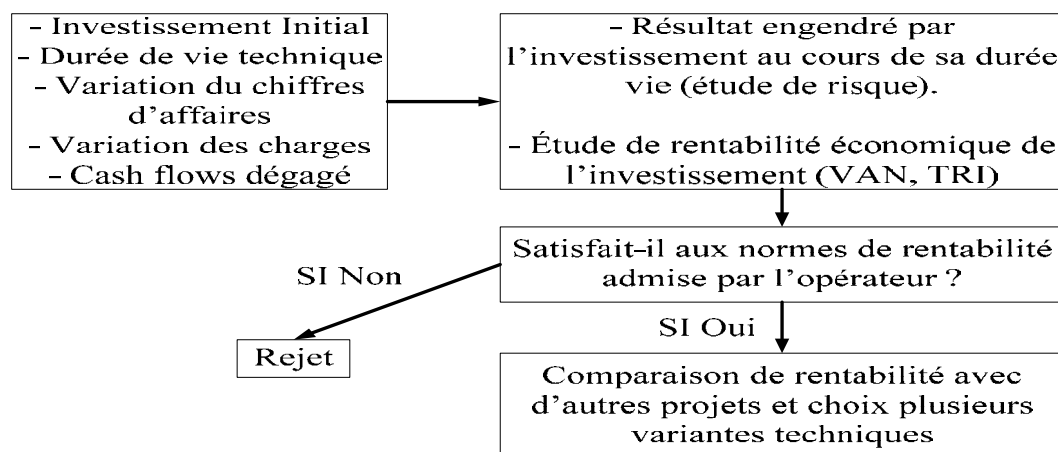


Figure 31 : Schéma de processus pour prise de décision

3) Données de base :

3.1) Données économiques des projets:

Dans le tableau suivant, nous présentons les données relatives aux projets GNL et GTL

Tableau 35 : Données économiques des projets			
	GNL	GTL (Shell)	GTL (Conoco)
Charge Gaz Naturel (Gm ³)	3		
Nombre de jours de fonctionnement	330		
Durée d'exploitation (années)	25		
Année de base	2005		
Début d'investissement	01/2006		
Durée d'investissement (années)	3		
Investissement de renouvellement (%) (*)	10		
Échéancier d'investissement (%)			
1 ^{ère} année	30		35
2 ^{ème} année	45		40
3 ^{ème} année	25		25
Type d'amortissement	Linéaire		
Durée d'amortissement (années)	15		
Échéancier de Production (%)			
1 ^{ère} année		80	
2 ^{ème} année		90	
3 ^{ème} année		100	
CAPEX (MM\$)	600	884	1517
OPEX (MM\$/an)	20,0	48,6	46,1
Taux d'actualisation (%)	12		
Taux d'inflation sur l'investissement (%)	1,5		
Taux d'inflation sur les coûts opératoires (%)	2,5		
IBS (%)	38		

Source : Sonatrach 2005

(*): L'investissement de renouvellement est prévu après 12 ans de mise en exploitation

3.2) Bilan matière des différentes unités :

Les tableaux suivants donnent les rendements pour les différents procédés

3.2.1) Unité GNL :

Tableau 36 : Rendements annuels pour l'unité GNL	
	(MMt/an)
GNL	2
GPL	0,19
Gasoline	0,054

Source : Sonatrach 2005

3.2.2) Unités GTL :

	Shell		Conoco	
Facteur de transformation (MMBtu/baril)	10,0		8,2	
Produit	%vol	BPSD	%vol	BPSD
Gas-oil	65	21 273	70	27 938
Naphta	30	9 818	20	7 982
GPL	5	1 636	10	3 991
Total	100	32 727	100	39 111

Source : Sonatrach 2005

Chaque compagnie a son propre facteur de transformation du gaz naturel en MMBtu/Bbl,

- Pour Shell, le facteur de transformation est de 10 MMBtu/baril,
- Pour Conoco, le facteur de transformation est de 8,2 MMBtu/baril.

3.3) Marchés de destination des différents produits :

Il existe pour l'Algérie plusieurs marchés de destination des produits, qui sont les suivants :

- ✓ Européen (Méditerranée et Europe);
- ✓ Américain (Amérique du Nord et du Sud);
- ✓ Asiatique;
- ✓ Africain.

Le tableau suivant donne les pourcentages actuels correspondants aux quantités pour chaque marché, en supposant leur maintien dans les prochaines années:

Produits	Méditerranée	Europe	Amérique du Nord	Amérique du Sud	Asie	Afrique
GNL	30	35	30		5	
Gas-oil	80	10	10			
Naphta	40	40		20		
GPL	56		12	13	12	7
Gasoline	40	40		20		

Source : Sonatrach 2005

3.4) Prime des produits GTL :

Une prime pour les produits GTL a été instaurée en raison de leur qualité supérieure, elle constitue un avantage certain pour les fabricants de ces produits, elle est donnée comme indiqué dans le tableau suivant :

Brut (\$/baril)	Prime (\$/TM)
20	3
30	8
40	21
50	27
60	33
70	39

Source : Sonatrach 2005

3.5) Coûts de Fret :

Fret	Med.	Europe	Am.du Nord	Am.du Sud	Asie	Afrique
GNL (\$/MMbtu)	0,20	0,35	0,70		0,90	
Gasoil (\$/baril)	0,81	1,22	2,16			
Naphta (\$/baril)	0,67	1,01	1,80	2,25		
GPL (\$/baril)	1,72		2,33	3,45	3,45	1,38
Gasoline (\$/baril)	0,67	1,01	1,80	2,25		

Source : Sonatrach 2005

3.6) Prix des produits :

Nous avons dans le tableau suivant, les prix des produits FOB pour chaque produit :

	Brut - baril	GNL - MMBtu	Gasoil - baril	Naphta - baril	GPL - baril
Prix FOB (\$)	20	2,80	24,05	22,47	17,33
	30	4,20	36,49	34,04	26,29
	40	5,50	50,14	46,63	35,95
	50	6,90	62,73	58,31	44,98
	60	8,26	75,35	70,04	54,03
	70	9,62	87,97	81,78	63,09

Source : Sonatrach 2005

Le coût de regazéification du GNL est de 0,4\$/MMBtu

Les prix définitifs des produits sont donnés suivants les relations suivantes :

- Pour le projet GTL :
 - Prix des produits correspondant à chaque région de destination = Prix FOB des produits + Prime – Fret correspondant à chaque région de destination des produits.
- Pour le projet GNL :
 - Prix des produits correspondant à chaque région de destination = Prix FOB des produits – coût de la regazéification – coût de fret correspondant à chaque région.

Les prix de tous les produits destinés pour chaque région seront donnés en annexe II.

4) Résultat de l'étude :

En travaillant sur une application Excel, nous avons introduit toutes les données et hypothèses de travail, trois (03) cas ont été étudiés :

- ✓ Pour un prix de gaz de 1\$/MMBtu et un prix de Brut de 30\$/baril;
- ✓ Pour un prix de gaz de 1\$/MMBtu et un prix de Brut de 40\$/baril;
- ✓ Pour un prix de gaz de 1\$/MMBtu et un prix de Brut de 70\$/baril.

Il est à noter que parler du prix du Brut revient à parler du prix de vente des produits, les prix de ces derniers étant indexés au prix du Brut.

Les résultats obtenus sont donnés dans les tableaux suivants pour les différents prix de Brut :

Tableau 42 : Paramètres de rentabilité pour un prix du Brut à 30\$/baril			
	Option GNL	Option GTL Shell	Option GTL Conoco
VAN (MM\$)	327	-54	-273
TRI (%)	23,2	13,5	11,1
POT (années)	6	25	25

Tableau 43 : Paramètres de rentabilité pour un prix du Brut à 40\$/baril			
	Option GNL	Option GTL Shell	Option GTL Conoco
VAN (MM\$)	764	322	182
TRI (%)	32,4	20,5	16,6
POT (années)	3	8	13

Tableau 44 : Paramètres de rentabilité pour prix du Brut à 70\$/baril			
	Option GNL	Option GTL Shell	Option GTL Conoco
VAN (MM\$)	2130	1368	1449
TRI (%)	54,2	35,4	28,6
POT (années)	1	3	4

L'analyse des tableaux présentés ci-dessus montre que l'option GNL est toujours rentable et ce malgré un faible coût de la charge ainsi qu'un faible prix du Brut (faible prix de vente des produits).

Pour ce qui est de l'option GTL, les deux procédés ne sont pas rentables à 30\$/baril, ceci est principalement dû au coût de l'investissement des deux procédés qui sont importants, et les prix de vente des produits qui sont relativement faibles. On remarque qu'à 40\$/baril et au-delà les projets deviennent rentables.

Les délais de récupération (Pay Out Time) varient selon chaque projet et selon chaque prix de Brut, ainsi pour le **projet GNL**, nous avons :

- ✓ Six (06) ans, pour un prix de Brut de 30\$/baril;
- ✓ Trois (03) ans, pour un prix de Brut de 40\$/baril;
- ✓ un (01) an, pour un prix de Brut de 70\$/baril.

Pour les **projets GTL** nous avons un délai de récupération pour:

Procédé Shell :

- ✓ Vingt cinq (25) ans, pour un prix de Brut de 30\$/baril,
- ✓ Huit (08) ans, pour un prix de Brut de 40\$/baril,
- ✓ Trois (03) ans, pour un prix de Brut de 70\$/baril.

Procédé Conoco :

- ✓ Vingt cinq (25) ans, pour un prix de Brut de 30\$/baril,
- ✓ Treize (13) ans, pour un prix de Brut de 40\$/baril,
- ✓ Quatre (03) ans, pour un prix de Brut de 70\$/baril.

4.1) Analyse de sensibilité :

Il serait intéressant aussi de voir l'incidence de un ou de plusieurs éléments composant ces projets (prix de la charge, prix de vente des produits, investissement.), sur la rentabilité des projets. L'amplitude de variance est de [-50%, +50%] pour tous les paramètres.

La référence de **0%** représente :

- Pour le prix de la charge : 1 \$/MMBtu;
- Pour le prix du Brut : 40\$/baril;
- Le coût de l'investissement donné pour la base de l'étude.

Les figures suivantes la variation de la rentabilité en fonction de la variation des éléments composant les projets à savoir :

- Prix de la charge;
- Prix de vente des produits;
- Coût de l'investissement.

4.1.1) Etude de sensibilité par rapport au prix de la charge :

Nous faisons varier le prix de la charge (gaz naturel) de -50% à +50% par rapport au prix de base qui est de 1\$/MMBtu

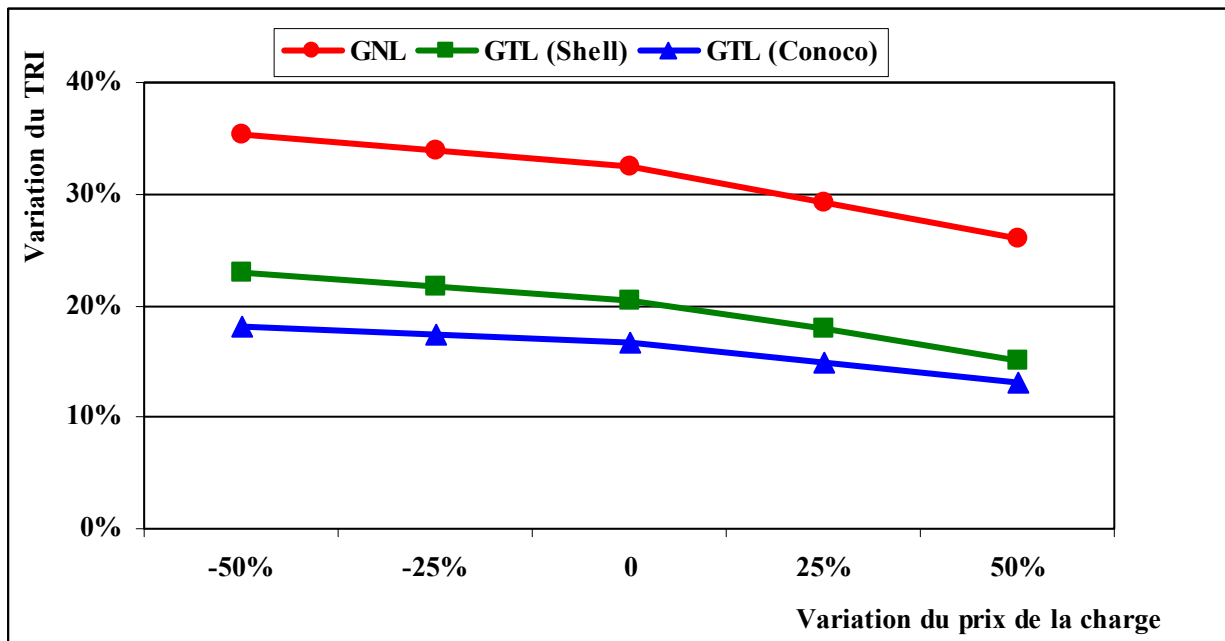


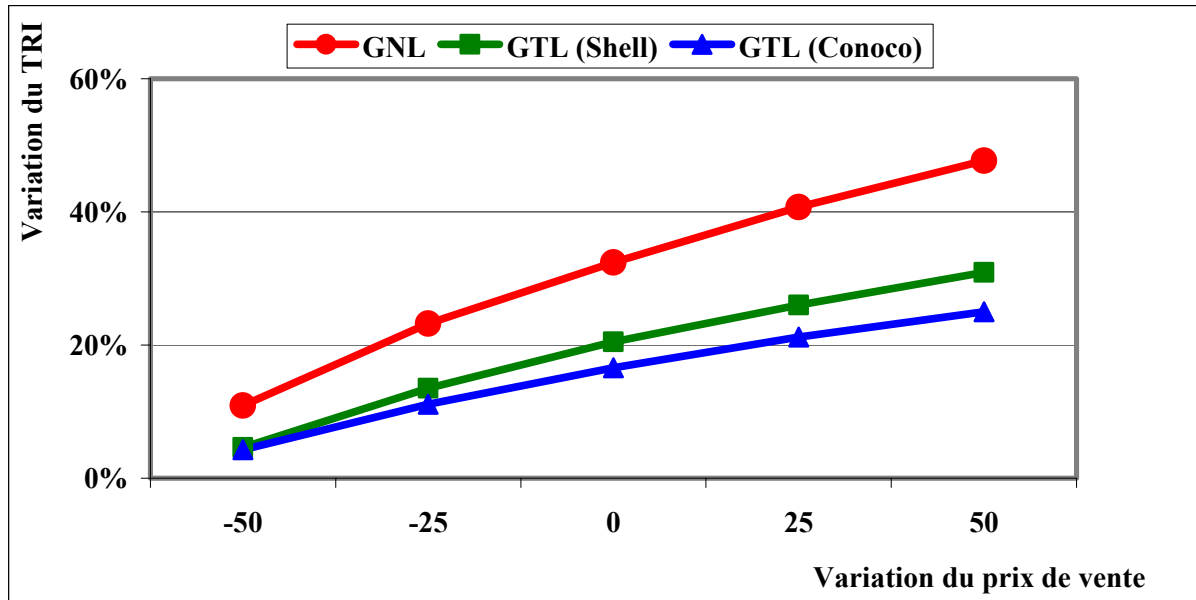
Figure 32 : Sensibilité du TRI par rapport au prix de la charge

- La figure (32) montre que lorsqu'il y a une augmentation du coût de la charge avec un prix de vente des produits fixe, les taux de rentabilité des projets diminuent :

- ✓ Le projet GNL, n'est plus rentable au-delà d'un coût de charge de 3,5\$/MMBtu;
- ✓ Le projet GTL (procédé Shell), n'est plus rentable au-delà d'un coût de charge de 2\$/MMBtu;
- ✓ Le projet GTL (procédé Conoco), n'est plus rentable au-delà d'un coût de charge de 1,5 \$/MMBtu.

4.1.2) Etude de sensibilité par rapport au prix de vente des produits :

Nous faisons varier le prix du Brut (prix de vente des produits) de -50% à +50% par rapport au prix de base qui est de 40\$/baril



Aucune source spécifiée dans le document actif.

Figure 33 : Sensibilité du TRI par rapport au prix de vente des produits

- La figure (33) montre que lorsqu'il y a une augmentation du prix de vente des produits avec un coût de la charge fixe, les taux de rentabilité des projets augmentent :

- ✓ Le projet GNL, est rentable au-delà d'un prix de Brut de 20 \$/baril;
- ✓ Le projet GTL (procédé Shell), est rentable au-delà d'un prix de Brut de 30 \$/baril;
- ✓ Le projet GTL (procédé Conoco), est rentable au-delà d'un prix de Brut 35 \$/baril.

4.1.3) Etude de sensibilité par rapport au coût de l'investissement :

Nous faisons varier le coût d'investissement de chaque projet de -50% à +50% par rapport à leur coût d'investissement de base

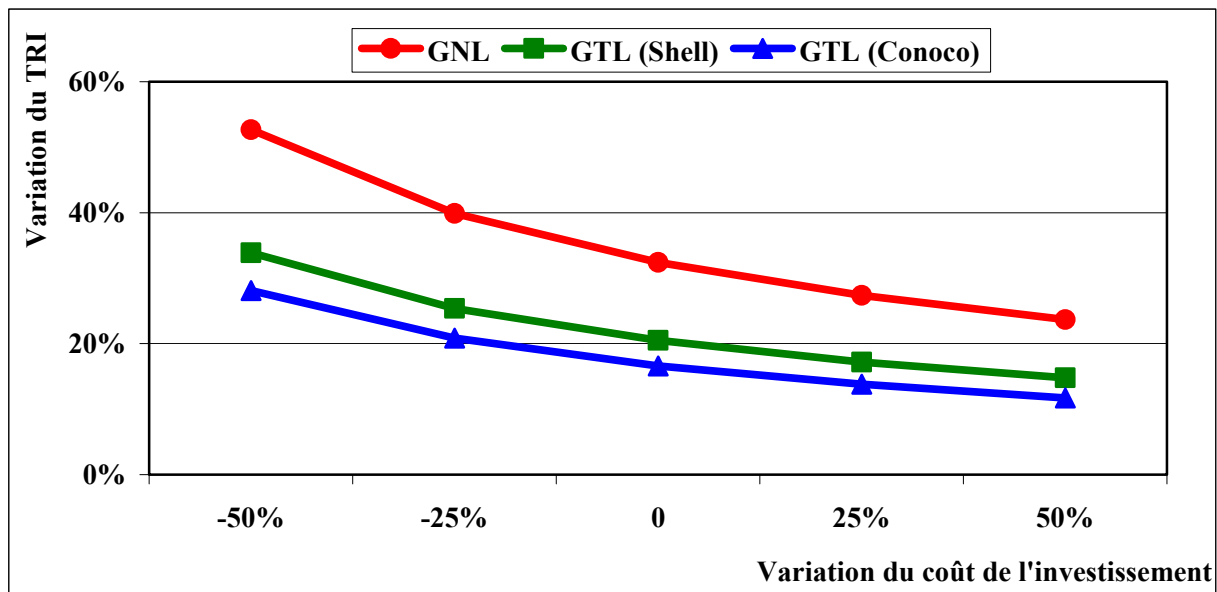


Figure 34 : Sensibilité du TRI par rapport au Coût de l'investissement

- La figure (34) montre que lorsqu'il y a une augmentation du coût de l'investissement avec un coût de charge et un prix de vente des produits fixe, les taux de rentabilité des projets diminuent :

- ✓ Le projet GNL, n'est plus rentable au-delà d'une augmentation d'investissement de 150%;
- ✓ Le projet GTL (procédé Shell), n'est plus rentable au-delà d'une augmentation d'investissement de 50%;
- ✓ Le projet GTL (procédé Conoco), n'est plus rentable au-delà d'une augmentation d'investissement de 20%.

4.2.4) Sensibilité par rapport à la capacité des unités GTL:

Dans le but d'apprécier l'influence de la taille de l'unité, une étude d'économie d'échelle a été faite pour les trois (03) cas de figure donnés plus haut,

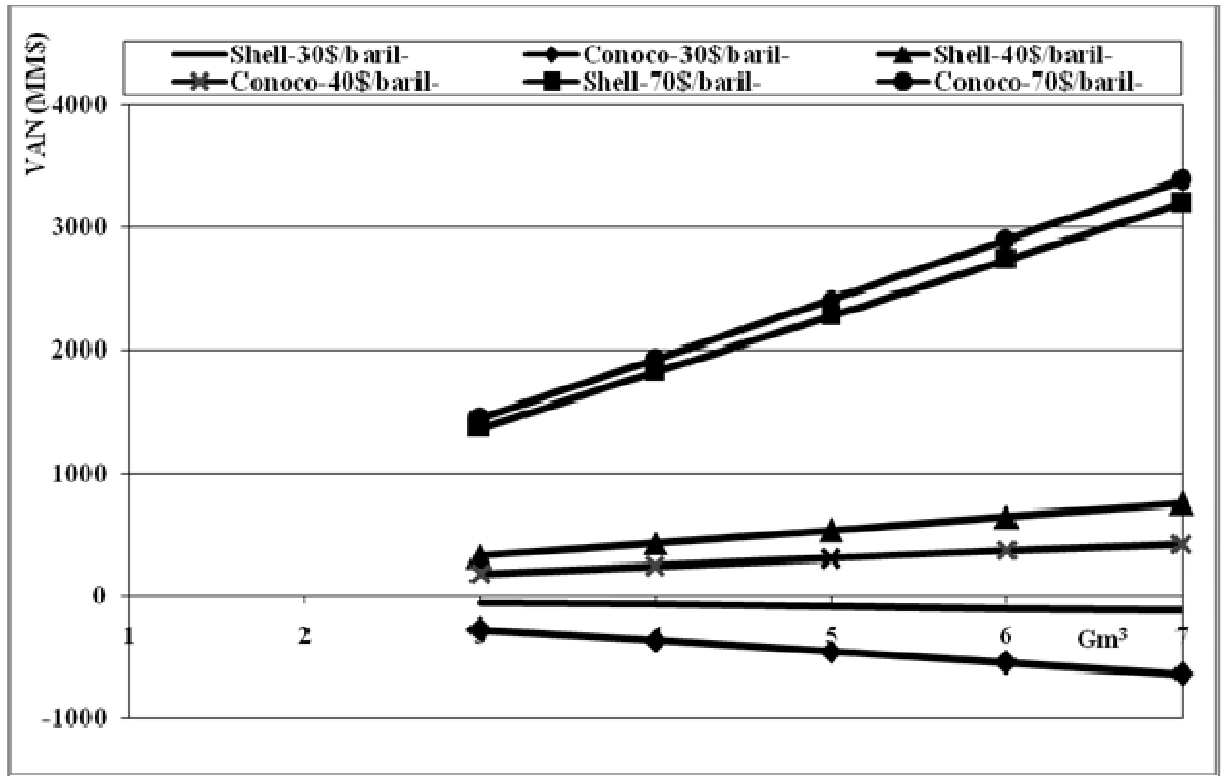


Figure 35 : Sensibilité de la VAN par rapport à l'augmentation de capacité

- ✓ Quel que soit la quantité traitée, les deux projets GTL ne sont pas rentables à 30\$/Baril de Brut,
- ✓ Les projets deviennent rentables, pour un prix de Brut supérieur ou égal à 40\$/Baril.

Le calcul de rentabilité des trois (03) projets effectué dans cette étude démontre clairement que :

- Le projet GNL, est toujours rentable,
- Les deux (02) projets GTL, ne sont pas rentable pour un prix de Brut inférieur ou égal à 30\$/baril, ce n'est qu'au-delà d'un prix de Brut supérieur ou égal à 35\$/baril, que les projets deviennent rentables.

L'analyse de sensibilité démontre aussi, l'incidence de la variation du prix du gaz naturel, du prix de vente des produits (prix du Brut) et le coût d'investissement sur la rentabilité des projets ainsi :

- Un faible coût du prix du gaz naturel (charge), contribue à une meilleure rentabilité des projets,
- Une meilleure valorisation des produits finis, confèrera aux projets une meilleure rentabilité et seront par conséquent beaucoup plus attractifs,
- Une meilleure maîtrise des coûts d'investissement rendra les projets beaucoup plus rentables notamment les projets GTL.

Une analyse de sensibilité par rapport à la capacité pour les projets GTL, a également été effectuée, cette analyse a démontré que les projets devenaient rentables à 40\$/baril de brut, la rentabilité augmentait aussi avec l'augmentation de la charge, notamment pour le procédé Conoco, ceci s'explique par les rendements importants générés par ce procédé.

Avec les hypothèses établies pour cette étude, la meilleure voie de valorisation du gaz naturel reste le GNL. La technologie GTL pourrait être envisagée non pas comme technologie concurrente au GNL, mais plutôt comme technologie pouvant prendre en charge les gaz de torches ou les gaz éloignés des infrastructures, pouvant ainsi valoriser ces réserves de gaz.

CONCLUSION

Conclusion :

La situation énergétique mondiale continuera à être dominée par les combustibles fossiles, qui représenteront entre 70% et 90% de l'approvisionnement énergétique total en 2030. Le pétrole restera la première source d'énergie entre 28%, suivie du charbon (25%). Près des deux tiers de l'augmentation de l'approvisionnement charbonnier, entre 2004 et 2030, proviendra de l'Asie. D'après les projections, le gaz naturel représentera un quart de l'approvisionnement énergétique mondial en 2030; cette augmentation provenant principalement de la production d'électricité.

Selon certaines projections l'évolution devrait se faire comme suit :

- Les **réserves de pétrole** dans le monde entier sont suffisantes pour satisfaire la demande prévue dans les trois prochaines décennies. Toutefois, la baisse des réserves de pétrole classique peut devenir préoccupante au-delà de 2030. Elle n'est que partiellement compensée par une augmentation des réserves de pétrole non classique. Les réserves de gaz naturel sont abondantes et devraient augmenter d'environ 10%. Les réserves de charbon ne posent pas de problèmes pour la période examinée.
- Toujours d'après les projections, la **production mondiale de pétrole** augmentera d'environ 65% pour atteindre quelque 120 millions de barils par jour en 2030 : l'OPEP, assurera 60% de l'approvisionnement total en pétrole en 2030 (contre 40% en 2000). · La **production de gaz** devrait doubler entre 2000 et 2030. un tiers environ de la production totale proviendra de l'ex-union soviétique, tandis que les autres régions se partageront le reste de la production de manière à peu près égale. · La **production de charbon** devrait également doubler entre 2000 et 2030, l'essentiel de la croissance se situant en Asie et en Afrique qui extrairont plus de la moitié du charbon en 2030.
- En 2030, plus de la moitié de la **production d'électricité** proviendra de technologies développées à partir des années 90, comme les turbines à gaz à cycle combiné, les technologies avancées d'utilisation du charbon et les énergies renouvelables. La part du gaz dans la production d'électricité augmente de façon constante dans les trois principales régions productrices de gaz (l'ex-union soviétique, Moyen-Orient et Amérique latine) et la part du charbon décroît dans toutes les régions, sauf en Amérique du Nord où elle se stabilise et en Asie où elle augmente sensiblement. Le développement de l'énergie **nucléaire** ne suit pas le rythme de la production d'électricité totale : sa part de marché baissera à 10% en 2030. Les **nouvelles énergies renouvelables** assureront 4% de la

production (contre 2% en 2000), surtout grâce à la rapide progression de l'électricité d'origine éolienne.

Pour 2050, le pétrole jouera encore un rôle fondamental dans la satisfaction des besoins énergétiques du monde. De plus en plus concentré dans le secteur des transports et au service du bouclage du bilan énergétique des pays en développement, il devra commencer à être remplacé par d'autres sources d'énergie. Une grande incertitude règne encore sur la technologie qui sera privilégiée à cet égard. On devrait assister dans la première moitié du siècle à la montée en puissance du gaz naturel pour la production d'électricité, et éventuellement dans des applications liées au transport (transformation en carburant ou en hydrogène, etc.). Ses atouts environnementaux et ses multiples possibilités d'utilisation le désignent comme une énergie de transition qui accompagnera les choix technologiques délicats qui devront être effectués dans le courant des deux ou trois premières décennies du 21^{ème} siècle.

C'est dans ce contexte mondial, que l'Algérie devrait envisager une nouvelle politique énergétique, en développant des investissements et l'acquisition de nouvelles technologies, pour maintenir son rang au niveau mondial.

Le GTL représente un nouveau mode de transport de l'énergie du gaz, alternative pouvant concurrencer le transport par pipeline ou par liquéfaction (GNL). Il permet aussi aux pays gaziers de diversifier leurs débouchés en pénétrant un marché nouveau. Pour l'Algérie, la technologie de GTL pourra représenter une option supplémentaire, cependant, outre les efforts développés afin de réduire les coûts, la technologie GTL reste coûteuse par rapport à la technologie GNL.

Toute l'étude de faisabilité des projets GNL et GTL effectuée dans notre travail, est basée sur des hypothèses, il est évident que si les hypothèses changent les coûts changent.

De cette étude de faisabilité, il en ressort que le projet GNL est toujours rentable, s'agissant des unités GTL, il convient de traiter du gaz naturel avec un prix ne dépassant pas les 1\$/MMBtu et un prix de Brut supérieur à 35\$/ baril.

A long terme, la technologie GTL pourra être envisagée, si des efforts sont faits sur les éléments qui ont un impact majeur sur la technologie à savoir:

- La réduction des coûts d'investissement, (qui sont relativement élevés);
- Risque du marché (fluctuation des prix du pétrole et du gaz);
- Complexité de l'exploitation des unités.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] R.Alouani, Gas flaring reduction, Sonatrach's experience, global gas flaring reduction conference 15-16 Avril 2002, Oslo, Norvège;
- [2] A.Antari, A.Belarouci: Overview of gas to liquids technology progress and prospects, refining seminar 2003 IAP Boumèrdes;
- [3] BP Statistic Review of World Energy, 2006;
- [4] C.E.Chitour, Pour une stratégie énergétique de l'Algérie à l'horizon 2030, (7^{ème} journée de l'énergie), édition : OPU 2004;
- [5] C.E.Chitour Vers une nouvelle crise de l'Energie? (8^{ème} journée de l'énergie), édition: Enag 2005;
- [6] B.H.Davis, Fischer-Tropsch synthesis: current mechanism and futuristic needs, p158, Elsevier sciences B.V 2001;
- [7] B.H.Davis, Overview of reactors for liquid phase Fischer-Tropsch synthesis, p251, Elsevier sciences B.V 2002;
- [8] H.De Mestier, Development of Dimethylether synthesis from natural gas as an alternative fuel in Japan, p1-2, 2003;
- [9] M.E.Dry, The Fischer-Tropsch process: 1950-2000, p231, Elsevier sciences B.V 2002;
- [10] EIA, International Energy Outlook, 2002;
- [11] EIA, International Energy Outlook, 2006;
- [12] ENA (France), séminaire énergie et société "L'offre pourra-t-elle satisfaire les besoins énergétiques du monde", p 7-60, 2001;
- [13] Gaffney, Cline & asspciates, Natural gas conversion options report, p 15-25, 2001;
- [14] Howard, Weil, Labouisse, Friedrichs Incorporated, Fischer-Tropsch report, p20-23, 1998;
- [15] G.Lefevre, Chimie des hydrocarbures p68, p76-80, édition Technip, 1978;
- [16] P .Leprince. Procédés de transformation, édition. Technip, (1998);
- [17] T.Mokrani, A.Antari, A.Arioua, "Developmental prospects for international GTL trade by 2015, a gas producer's viewpoint", p 8, 2003;
- [18] T.Mokrani, A.Antari, 5^{ème} journée scientifique et technique, Hôtel Hilton, 16 au 18 décembre 2002, Alger, Algérie;
- [19] www.mem-dz;
- [20] H.Nifenecker, Evolution des structures énergétiques, (www.scénario-monde.fr), 2005;

- [21] J.R.Rostrup-Nielsen, New aspects of Syngas production and use p 25-30, Elsevier sciences B.V 2000.
- [22] R.Oukaci, Fischer-Tropsch, 4^{ème} sommet mondial sur les GTL, 17 Mai 2004, Londres, Grande-Bretagne;
- [23] A.C.Vosloo, Fischer-Tropsch: A futuristic view, p 142-143, Elsevier sciences B.V 2001;
- [24] D.J.Wilhem, Syngas production for gas to liquids applications: technologies, issues outlook, p 153-155, Elsevier sciences B.V 2001.

NOMENCLATURE

Nomenclature

AIE	Agence Internationale de l'Energie
AIEA	Agence Internationale de l'Energie Atomique
Am	Amérique Du Nord
Am	Amérique Du Sud
ASU	Air Separation Unit, (unité de séparation de l'air)
ATR	Autotherme Reforming
BPSD	Barrel per stream day = Baril par jour
Capex	Capital expenditure = coût de l'investissement
CME	Conseil Mondial de l'Energie
ENR	Energies renouvelables
FOB	Free On Board
GBbl	Giga baril
GNC	Gaz Naturel carburant
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPL	Gaz Pétrole Liquéfié
Gt	Giga tonne
GTL	Gas To Liquids
GW	Giga Watt
IIASA	International Institute for Applied Systems Analysis
IBS	Impôt sur le Bénéfice de la Société
MW	Mega Watt
MMtep	Million British thermal unit
OCDE	Organization for Economic Co-operation and Development = Organisation pour la Coopération et le Développement
ONG	Organisation Non Gouvernemental
Opex	Operability expenditure = coût de l'exploitation
Opep	Organisation des Pays exportateurs de Pétrole
POT:	Pay Out Time
POX:	Partial OXidation = Oxydation Partielle
SMR :	Steam Methane Reforming = Vaporeformage
TRI :	Taux de rentabilité interne
TWh:	Terra Watt heure
USGS	United States Geological Survey
VAN	Valeur Actuelle Nette

Annexes

Annexe I

La perspective de la commission Européenne

La Commission Européenne a publié son rapport "Energie, Technologie et politique climatique : les perspectives mondiales" (*World energy, technology and climate policy Outlook*, WETO) en 2003. Ce rapport compare deux scénarios différents : un scénario de référence ("à paramètres constants") et un scénario de réduction du carbone, afin de montrer l'impact que pourraient avoir les politiques liées au changement climatique. Cette évaluation vise à permettre de définir des priorités pour les politiques pouvant être mises en place pour améliorer la mise en œuvre de la réduction des émissions de CO₂.

I. Scénario de référence : hypothèses

- Les tendances économiques actuelles, les changements technologiques et structurels de l'économie mondiale, se poursuivent dans la même ligne qu'aujourd'hui, **sans interférence majeure des décideurs politiques**.
- Les objectifs politiques spécifiques de la politique énergétique et environnementale et les mesures mises en œuvre après 2000 ne sont pas pris en compte (par ex. les objectifs de réduction de CO₂ du Protocole de Kyoto, l'élimination progressive prévue de l'énergie nucléaire dans certains pays et les objectifs d'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la répartition des différentes sources d'énergie).
- La situation du système mondial de l'énergie en 2030 résultant du scénario de référence est utilisée comme **repère pour l'évaluation de solutions alternatives**, en particulier en ce qui concerne les ressources, les technologies et la politique environnementale.

Scénario de référence : résultats

- Le rapport prévoit que **la demande énergétique mondiale** augmentera d'environ 1,9% par an entre 2000 et 2030. Ce chiffre est fondé sur des hypothèses liées à la croissance économique et à la population, ainsi qu'à des développements dans l'intensité énergétique.
- **Les pays industriels** verront un ralentissement de leur demande énergétique, mais la demande des **pays en voie de développement** augmentera rapidement : d'ici 2030, il

est prévu que plus que la moitié de la demande énergétique mondiale vienne des pays en voie de développement (comparé à 40% aujourd'hui).

- Le rapport prévoit également que les **combustibles fossiles** continueront de dominer le système énergétique mondial pour représenter presque 90% de l'approvisionnement énergétique total en 2030. Le **pétrole** devrait rester la source principale d'énergie (34%), suivi par le **charbon** (28%) et le **gaz naturel** (25%).
- **Dans l'UE**, le gaz sera la deuxième source d'énergie après le pétrole, alors que les énergies nucléaires et renouvelables représenteront moins de 20% de l'approvisionnement.

II. Scénario de réduction du carbone : hypothèses

- Evaluation de **l'impact des politiques** de réduction globale des émissions de gaz à effet de serre sur le secteur de l'énergie
- Prise en compte des engagements pris par différentes régions pour réduire les émissions de CO₂ à moyen terme (ainsi aucune valeur carbone n'est prise comme hypothèse concernant la Communauté des Etats indépendants, la CEI) et du renforcement prévu des politiques liées au changement climatique après 2010 (date-butoir pour les objectifs de Kyoto)
- Mise en œuvre des politiques de développement durable dans un grand nombre de secteurs économiques
- **Avance de l'UE élargie** sur les autres pays en termes de politique liées au changement climatique : dans l'UE, la valeur carbone (équivalent d'une taxe), appliquée à l'utilisation de combustibles fossiles en tenant compte des émissions de gaz à effet de serre, serait le double de celle des autres régions.

Scénario de réduction du carbone : résultats

- 11% de diminution de la consommation mondiale d'énergie telle que prévue dans le scénario de référence : la croissance moyenne de la demande serait ainsi de 1,3% par an (par opposition à 1,9% dans le scénario de référence).
- Impact sur l'intensité du carbone, c.-à-d. sur la **combinaison globale des différentes sources d'énergie** : la valeur carbone affecterait principalement les carburants les plus

riches en carbone, à savoir le **charbon** (-42%) et le **pétrole** (-8%), alors que le **gaz** demeurerait pour ainsi dire inchangé.

- A l'échelle mondiale, cette part de marché serait conquise par l'**énergie nucléaire** (+36%) et les **énergies renouvelables** (+35%).
- Dans le domaine des **énergies renouvelables**, on s'attend à ce que les capacités éoliennes, solaires et hydrauliques "à petite échelle" soient multipliées par vingt.
- Les émissions globales de CO₂ diminueraient de 21% par rapport au scénario de référence. Cependant, elles resteraient plus élevées en 2030 qu'en 1990.
- Le niveau des **émissions en Europe** serait de près de 15% inférieur au niveau de 1990, et 26% plus bas que dans le scénario de référence d'ici 2030.
- Les changements dans la **combinaison globale des différentes sources d'énergie** réalisés par l'UE reflèteraient les tendances mondiales, mais la consommation de charbon (-61%) et de pétrole (-13%) serait considérablement inférieure.
- Dans l'UE, cette diminution serait compensée par l'**énergie nucléaire** (+35%) et les **énergies renouvelables** (+56%).

	Scénario de référence	Scénario de réduction du carbone	Différence
Demande mondiale d'énergie (Gtep)	17,2 (+1.8 % par an)	15,4	-11%
Energie fossile, total mondial (Gtep)	14,9	12,4	-17%
- Pétrole (Gtep)	5,9	5,4	-8%
- Charbon (Gtep)	4,7	2,7	-42%
- Gaz (Gtep)	4,3	4,3	0%
Nucléaire (Gtep)	0,9	1,2	+36%
Energies renouvelables (Gtoe)	1,4	1,8	+35%
- Pétrole (Gtep)	0,73	0,64	-13%
- Charbon (Gtep)	0,39	0,15	-61%
- Gaz (Gtep)	0,55	0,53	-3%
Nucléaire (Gtep)	0,24	0,32	+35%
Energies renouvelables(Gtep)	0,12	0,19	+56%
Emissions de CO ₂ dans le monde (GtCO ₂)	44,5	35,3	-21%

Gtep : gigatonne d'équivalent pétrole (= 42,7 Gigajoule)

GtCO₂: gigatonne de CO₂

Source: Commission Européenne, rapport de l'OMC

La perspective internationale de l'AIE :

L'Agence internationale de l'énergie, organe de l'OCDE, donne ses dernières prévisions énergétiques pour 2030 dans son rapport intitulé *World Energy Outlook* (Perspectives énergétiques mondiales), publié en 2002. De nouveau, un scénario de référence est comparé à un scénario alternatif. L'accent est mis sur les préoccupations relatives la sécurité d'approvisionnement en énergie, sur l'investissement dans les infrastructures, sur les dommages environnementaux provoqués par la production et l'utilisation de l'énergie et sur l'accès inégal de la population mondiale à l'énergie moderne.

Le scénario de référence

- Il tient compte des décisions politiques adoptées mi-2002, y compris les efforts récents concernant le protocole de Kyoto et les objectifs relatifs aux énergies renouvelables.
- Résultats : l'utilisation d'énergie continuera à se développer rapidement, les combustibles fossiles occuperont la plus grande part dans les sources d'énergie, et la consommation d'énergie des pays en voie de développement se rapprochera de celle de l'OCDE.
- Les émissions de CO₂ devraient se développer légèrement plus rapidement que la consommation d'énergie en dépit des mesures prises jusqu'ici.
- Les projections en matière d'émissions diffèrent de manière significative avec les perspectives de la Commission : tandis que la Commission prévoit que les émissions doubleront entre 1990 et 2030 (113% d'augmentation de 20,8 à 44,5 milliards de tonnes de CO₂), le rapport de l'OCDE prévoit une croissance de 70% "seulement", pour atteindre 38 milliards de tonnes en 2030. Cette différence pourrait être attribuée aux différences de méthodologie, la Commission n'ayant pas pris en compte les décisions politiques prises après 2000, contrairement à l'OCDE.

Le scénario alternatif

- Il évalue l'impact de toute une gamme de nouvelles politiques environnementales et énergétiques envisagées par les pays d'OCDE, ainsi que d'un déploiement plus rapide des nouvelles technologies.

- Il démontre un fort impact de ces nouvelles politiques sur le ralentissement de la croissance de la demande énergétique et sur la combinaison des différentes sources d'énergie. Ces nouvelles politiques, et notamment la diversification des sources d'énergie, auront des conséquences positives sur la dépendance de l'OCDE concernant les importations.

La perspective de l'institut international pour l'Analyse des systèmes appliqués (IIASA):

L'étude conjointe de l'IIASA-CME établit trois hypothèses différentes de développement économique (A, B, C), qui se subdivisent en six scénarios d'évolution du système énergétique mondial à long terme. Ils portent tous sur la période s'étendant jusqu'à 2050.

Les scénarios de l'IIASA de type A et C sont subdivisés en 3 et 2 sous scénarios respectivement se distinguant essentiellement par le mix énergétique utilisé pour aboutir à la même consommation primaire. Afin de faciliter les comparaisons entre les sous-scénarios, l'IIASA a fixé un certain nombre de caractéristiques communes, en plus du niveau de consommation primaire et du Produit Mondial Brut : consommations d'énergie finales et parts relatives de l'électricité dans la consommation finale sont choisies comme devant être approximativement égales.

- Cas A : Ce cas décrit un monde dans lequel la croissance est rapide, la consommation en énergie augmente fortement et où les progrès au niveau de la production d'énergie sont eux aussi importants.
- Cas B : Ce deuxième cas décrit pour sa part une évolution plus modérée, sorte « dévolution moyenne », avec une variante B1 qui décrit une évolution plus forte pour la consommation d'énergie dans les pays en voie de développement avec peu de progrès dans la production d'énergie.
- Cas C : Ce dernier cas est le cas le plus soucieux de l'environnement. Les politiques et les différents acteurs de la société mettent dans ce scénario tout en œuvre pour réduire les émissions, rendre la production plus performante, et cela grâce à des innovations technologiques. Ce scénario correspondant aux plus faibles émissions de gaz à effet de serre et aussi à la plus faible consommation d'énergie parmi les trois scénarios étudiés.

A partir de ces premiers scénarios, le WEC travaille en collaboration avec l'IIASA (International Institute of Applied System Analysis) et élabore six variantes à ces scénarios.

- Trois variants pour le scénario A :
 - ✓ A1 qui repose sur une utilisation du pétrole et du gaz,
 - ✓ A2 qui utilise surtout du charbon,
 - ✓ A3 qui se fonde sur l'utilisation de « gaz propres », du nucléaire, et autres énergies renouvelables.
- Le scénario B devient un scénario unique (scénario moyen).
- Le scénario C est divisé en deux variantes :
 - ✓ C1 qui se base sur les énergies renouvelables (notamment l'énergie solaire)
 - ✓ C2 dans lequel l'énergie nucléaire joue un rôle grandissant

Le tableau suivant donne les hypothèses fournies par l’IIASA, pour leur base d’étude des différents scénarios :

Tableau 2: Résumé des trois hypothèses en 2050 et 2100 par rapport à 1990

Tableau 2: Résumé des trois hypothèses en 2050 et 2100 par rapport à 1990			
	Hypothèses		
	A forte croissance	B Intermédiaire	C Réduction du CO ₂
Population milliards			
1990	5,3	5,3	5,3
2050	10,1	10,1	10,1
2100	11,7	11,7	11,7
Amélioration de l'intensité énergétique primaire mondiale % par an			
1990 à 2050	-0,9	-0,8	-1,4
1990 à 2100	-1,0	-0,8	-1,4
Demande d'énergie primaire, Gtep			
1990	9	9	9
2050	25	20	14
2100	45	35	21
Ressources disponibles			
Fossiles	Importantes	Moyennes	Faibles
Non fossiles	Importantes	Moyennes	Importantes
Coût des technologies			
Fossiles	Faibles	Moyens	Elevés
Non fossiles	Faibles	Moyens	Faibles
Dynamique technologique			
Fossiles	Forte	Moyenne	Moyenne
Non fossiles	Forte	Moyenne	Forte
Limitation des émissions de CO ₂	Non	Non	Oui
Emissions nettes de carbone, GtC			
1990	6	6	6
2050	9-15	10	5
2100	6-20	11	2
Nombre de scénarios	3	1	2

Annexe II

Etablissement du calcul de rentabilité

Pour pouvoir rendre compte de la rentabilité d'un projet, il faudra calculer la VAN (valeur actuelle nette) du projet, et le TRI (taux de rentabilité interne),

- TRI est calculé directement à partir de l'Excel,
La VAN est donnée par :
- $VAN = \text{Cash flow net} + \text{Cash flow net actualisé}$
- $\text{Cash flow net actualisé} = \text{Cash flow net} + \text{Facteur d'actualisation global}$
- $\text{Facteur d'actualisation global} = (\text{Taux d'actualisation} + \text{Taux d'inflation Capex} * \text{Taux d'inflation Opex}) \exp(-\text{année de base})$
- $\text{Cash flow net} = \text{Résultat net} + \text{Amortissement linéaire}$
- $\text{Résultat net} = \text{Résultat brut} - (\text{Impôt} * \text{Résultat brut})$
- $\text{Résultat brut} = \text{Amortissement linéaire} + \text{Dépenses Totales} + \text{Chiffres d'affaires}$
- $\text{Dépenses Totales} = \text{Coût d'acquisition du gaz naturel} * \text{Charge totale}$
- $\text{Chiffres d'affaires} = \sum \text{Prix des produits} * \text{Rendements des produits} * \% \text{ du marché de destination}$
- $\text{Prix des produits vers marché de destination} = \text{Prix FOB} + \text{Prime} - \text{Coût de fret du marché de destination}$

UNITE DE GNL		
CAS DE BASE		
HYPOTHESES DE CALCUL		
Taux d'actualisation nominal	12,00%	
Taux d'inflation CAPEX	1,50%	
Taux d'inflation OPEX	2,50%	
Durée d'exploitation (an)	25	
Durée d'investissement (an)	3	
Durée d'amortissement (an)	15	
Valeur résiduelle	0%	
Amortissement de renouvellement après 12 ans	10%	
Année de base	2005	
Début d'investissement	2006	
Début de production	2009	
Capacité annuelle de production		
GNL (TGNL/an) - (MMBtu/an)	2 000 000	104 000 000
GPL (TM/an)	190 000	
Gasoline (TM/an)	54 000	
Investissement Initial CAPEX (MMS)	600	
Echéancier de d'Investissement (MMS)		
1^{ère} Année	180	30,00%
2^{ème} Année	270	45,00%
3^{ème} Année	150	25,00%
Charges de Production (MMS/an)	20,00	
Charge de GN (MMBtu)	108 000 000	
Impôts et taxes : (Exportation)		
IBS	38,00%	
Echéancier de Production (Bbl/j)		
1^{ère} Année	80%	
2^{ème} Année	90%	
à partir de la 3^{ème} Année	100%	

Prix des produits

Prix FOB - Coût de regazification	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	GPL - Tonne	Gasoline - Tonne
	\$20,00	\$2,40	\$198,00	\$182,45
	\$25,00	\$3,10	\$247,00	\$228,70
	\$30,00	\$3,80	\$297,00	\$273,68
	\$35,00	\$4,50	\$346,00	\$319,29
	\$40,00	\$5,10	\$396,00	\$364,90
	\$45,00	\$5,82	\$445,30	\$410,45
	\$50,00	\$6,50	\$494,80	\$456,00
	\$55,00	\$7,18	\$544,30	\$501,55
	\$60,00	\$7,86	\$593,80	\$547,10
	\$65,00	\$8,54	\$643,30	\$592,65
	\$70,00	\$9,22	\$692,80	\$638,20

Prix FOB - Coût de regazification - Fret Med	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	GPL - Tonne	Gasoline - Tonne
	\$20,00	\$2,20	\$178,00	\$176,45
	\$25,00	\$2,90	\$227,00	\$222,70
	\$30,00	\$3,60	\$277,00	\$267,68
	\$35,00	\$4,30	\$326,00	\$313,29
	\$40,00	\$4,90	\$376,00	\$358,90
	\$45,00	\$5,62	\$425,30	\$404,45
	\$50,00	\$6,30	\$474,80	\$450,00
	\$55,00	\$6,98	\$524,30	\$495,55
	\$60,00	\$7,66	\$573,80	\$541,10
	\$65,00	\$8,34	\$623,30	\$586,65
	\$70,00	\$9,02	\$672,80	\$632,20

Prix FOB - Coût de regazification - Fret NWE	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	GPL - Tonne	Gasoline - Tonne
	\$20,00	\$2,05		\$173,45
	\$25,00	\$2,75		\$219,70
	\$30,00	\$3,45		\$264,68
	\$35,00	\$4,15		\$310,29
	\$40,00	\$4,75		\$355,90
	\$45,00	\$5,47		\$401,45
	\$50,00	\$6,15		\$447,00
	\$55,00	\$6,83		\$492,55
	\$60,00	\$7,51		\$538,10
	\$65,00	\$8,19		\$583,65
	\$70,00	\$8,87		\$629,20

Prix FOB - Coût de regazification - Fret North Am	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	GPL - Tonne	Gasoline - Tonne
	\$20,00	\$1,70	\$171,00	
	\$25,00	\$2,40	\$220,00	
	\$30,00	\$3,10	\$270,00	
	\$35,00	\$3,80	\$319,00	
	\$40,00	\$4,40	\$369,00	
	\$45,00	\$5,12	\$418,30	
	\$50,00	\$5,80	\$467,80	
	\$55,00	\$6,48	\$517,30	
	\$60,00	\$7,16	\$566,80	
	\$65,00	\$7,84	\$616,30	
	\$70,00	\$8,52	\$665,80	

Prix FOB - Coût de regazification - Fret South Am	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	GPL - Tonne	Gasoline - Tonne
	\$20,00		\$158,00	\$162,45
	\$25,00		\$207,00	\$208,70
	\$30,00		\$257,00	\$253,68
	\$35,00		\$306,00	\$299,29
	\$40,00		\$356,00	\$344,90
	\$45,00		\$405,30	\$390,45
	\$50,00		\$454,80	\$436,00
	\$55,00		\$504,30	\$481,55
	\$60,00		\$553,80	\$527,10
	\$65,00		\$603,30	\$572,65
	\$70,00		\$652,80	\$618,20

Prix FOB - Coût de regazification - Fret Asie				
	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	GPL - Tonne	Gasoline - Tonne
	\$20,00	\$1,50	\$158,00	
	\$25,00	\$2,20	\$207,00	
	\$30,00	\$2,90	\$257,00	
	\$35,00	\$3,60	\$306,00	
	\$40,00	\$4,20	\$356,00	
	\$45,00	\$4,92	\$405,30	
	\$50,00	\$5,60	\$454,80	
	\$55,00	\$6,28	\$504,30	
	\$60,00	\$6,96	\$553,80	
	\$65,00	\$7,64	\$603,30	
\$70,00	\$8,32	\$652,80		

	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	GPL - Tonne	Gasoline - Tonne
Prix FOB - Coût de regazification - Fret Afrique	\$20,00		\$182,00	
	\$25,00		\$231,00	
	\$30,00		\$281,00	
	\$35,00		\$330,00	
	\$40,00		\$380,00	
	\$45,00		\$429,30	
	\$50,00		\$478,80	
	\$55,00		\$528,30	
	\$60,00		\$577,80	
	\$65,00		\$627,30	
	\$70,00		\$676,80	

Résultat de calcul du procédé GNL

		Année Base																												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Années	Prix Brut	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Taux d'inflation CAPEX			1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	
Taux d'inflation OPEX			2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	
Taux d'actualisation			12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	
Facteur d'actualisation Global			0,881	0,776	0,684	0,582	0,508	0,444	0,388	0,338	0,296	0,258	0,225	0,197	0,172	0,150	0,131	0,115	0,100	0,087	0,076	0,067	0,058	0,051	0,044	0,039	0,034	0,030	0,026	0,023
Taux d'utilisation de la capacité																														
Echéancier d'investissement initial			0%	0%	0%	80%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Investissement de renouvellement			30%	45%	25%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
CAPEX et investissements de renouvellement (MMS)																														
Frais de production (MMS)			180,00	270,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Charge totale GN (MMBtu)			-180,00	-270,00	-150,00	16,00	18,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	
Coût d'acquisition GN (MMS)						108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000		
Px GN (\$/MMBtu)	1				108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00		
Total Dépenses					124,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	
Amortissement linéaire					40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00		

Résultat Brut	205/Bbl	255/Bbl	305/Bbl	355/Bbl	405/Bbl	455/Bbl	505/Bbl	555/Bbl	605/Bbl	655/Bbl	705/Bbl
		31,55	54,00	76,44	76,44	76,44	76,44	76,44	76,44	76,44	76,44
		98,87	129,73	160,58	160,58	160,58	160,58	160,58	160,58	160,58	160,58
		166,27	205,55	244,84	244,84	244,84	244,84	244,84	244,84	244,84	244,84
		233,55	281,25	328,94	328,94	328,94	328,94	328,94	328,94	328,94	328,94
		292,66	347,75	402,83	402,83	402,83	402,83	402,83	402,83	402,83	402,83
		361,65	425,36	489,07	489,07	489,07	489,07	489,07	489,07	489,07	489,07
		427,35	499,26	571,18	571,18	571,18	571,18	571,18	571,18	571,18	571,18
		493,04	573,17	653,29	653,29	653,29	653,29	653,29	653,29	653,29	653,29
		558,73	647,07	735,41	735,41	735,41	735,41	735,41	735,41	735,41	735,41
		624,42	720,97	817,52	817,52	817,52	817,52	817,52	817,52	817,52	817,52
		690,11	794,87	899,64	899,64	899,64	899,64	899,64	899,64	899,64	899,64

Résultat Net : Résultat Brut - (IBS)	205/Bbl	255/Bbl	305/Bbl	355/Bbl	405/Bbl	455/Bbl	505/Bbl	555/Bbl	605/Bbl	655/Bbl	705/Bbl
		19,56	33,48	47,39	47,39	47,39	47,39	47,39	47,39	47,39	47,39
		61,30	80,43	99,56	99,56	99,56	99,56	99,56	99,56	99,56	99,56
		103,09	127,44	151,80	151,80	151,80	151,80	151,80	151,80	151,80	151,80
		144,80	174,37	203,95	203,95	203,95	203,95	203,95	203,95	203,95	203,95
		181,49	215,60	249,75	249,75	249,75	249,75	249,75	249,75	249,75	249,75
		224,23	263,72	303,22	303,22	303,22	303,22	303,22	303,22	303,22	303,22
		264,95	309,54	354,13	354,13	354,13	354,13	354,13	354,13	354,13	354,13
		305,68	355,36	405,04	405,04	405,04	405,04	405,04	405,04	405,04	405,04
		346,41	401,18	455,95	455,95	455,95	455,95	455,95	455,95	455,95	455,95
		387,14	447,00	506,86	506,86	506,86	506,86	506,86	506,86	506,86	506,86
		427,87	492,82	557,77	557,77	557,77	557,77	557,77	557,77	557,77	557,77

Cash Flow Net	205/Bbl	255/Bbl	305/Bbl	355/Bbl	405/Bbl	455/Bbl	505/Bbl	555/Bbl	605/Bbl	655/Bbl	705/Bbl
		-180,00	-270,00	-150,00	59,56	73,48	87,39	87,39	87,39	87,39	87,39
		-180,00	-270,00	-150,00	101,30	120,43	139,56	139,56	139,56	139,56	139,56
		-180,00	-270,00	-150,00	143,09	167,44	191,80	191,80	191,80	191,80	191,80
		-180,00	-270,00	-150,00	184,80	214,37	243,95	243,95	243,95	243,95	243,95
		-180,00	-270,00	-150,00	221,45	255,60	289,75	289,75	289,75	289,75	289,75
		-180,00	-270,00	-150,00	264,23	303,72	343,22	343,22	343,22	343,22	343,22
		-180,00	-270,00	-150,00	304,95	349,54	394,13	394,13	394,13	394,13	394,13
		-180,00	-270,00	-150,00	345,68	395,36	445,04	445,04	445,04	445,04	445,04
		-180,00	-270,00	-150,00	386,41	441,18	495,95	495,95	495,95	495,95	495,95
		-180,00	-270,00	-150,00	427,14	487,00	546,86	546,86	546,86	546,86	546,86
		-180,00	-270,00	-150,00	467,87	532,82	597,77	597,77	597,77	597,77	597,77

Cash Flow Net Actualisé	205/Bbl	255/Bbl	305/Bbl	355/Bbl	405/Bbl	455/Bbl	505/Bbl	555/Bbl	605/Bbl	655/Bbl	705/Bbl
		-158,59	-209,59	-102,99	34,65	37,34	38,78	33,87	29,58	25,84	22,56
		-158,59	-209,59	-102,99	58,94	61,19	61,93	54,09	47,24	41,28	36,03
		-158,59	-209,59	-102,99	83,25	85,08	85,12	74,34	64,92	56,70	49,52
		-158,59	-209,59	-102,99	107,52	108,93	108,28	94,55	82,57	72,12	62,99
		-158,59	-209,59	-102,99	128,84	129,88	128,59	112,30	98,08	85,66	74,81
		-158,59	-209,59	-102,99	153,73	154,33	152,31	133,03	116,18	101,47	88,62
		-158,59	-209,59	-102,99	177,42	177,61	174,91	152,76	133,41	116,52	101,76
		-158,59	-209,59	-102,99	201,12	200,89	197,50	172,49	150,65	131,57	114,91
		-158,59	-209,59	-102,99	224,82	224,18	220,09	192,22	167,88	146,62	128,05
		-158,59	-209,59	-102,99	248,51	247,46	242,69	211,95	185,11	161,67	141,20
		-158,59	-209,59	-102,99	272,21	270,74	265,28	231,69	202,35	176,72	154,34

Cash Flow Net Actualisé Cumulé	205/Bbl	255/Bbl	305/Bbl	355/Bbl	405/Bbl	455/Bbl	505/Bbl	555/Bbl	605/Bbl	655/Bbl	705/Bbl	VAN	TRI
		-158,59	-368,18	-470,77	-436,12	-398,78	-360,00	-326,12	-296,54	-270,70	-248,14	-228,43	-211,22
		-158,59	-368,18	-470,77	-411,84	-350,64	-288,71	-234,61	-187,37	-146,11	-110,08	-76,61	-51,12
		-158,59	-368,18	-470,77	-387,52	-302,44	-217,32	-142,99	-76,06	-21,36	28,16	71,41	109,18
		-158,59	-368,18	-470,77	-363,25	-254,32	-146,06	-51,51	31,06	103,18	166,16	221,17	269,21
		-158,59	-368,18	-470,77	-341,93	-212,05	-83,46	28,84	126,92	212,58	287,40	352,73	409,80
		-158,59	-368,18	-470,77	-317,04	-162,71	-10,40	122,63	238,81	340,28	428,89	506,29	573,88
		-158,59	-368,18	-470,77	-293,35	-115,73	59,17	211,93	345,34	461,86	563,62	652,50	730,12
		-158,59	-368,18	-470,77	-269,65	-66,76	128,74	301,23	451,88	589,36	798,71	886,36	962,91
		-158,59	-368,18	-470,77	-245,95	-21,78	198,32	390,54	558,42	705,04	833,09	944,92	1042,60
		-158,59	-368,18	-470,77	-222,26	25,20	267,89	479,84	664,95	826,62	967,82	1091,13	1198,83

UNITE DE CONVERSION GTL "PROCEDE SHELL"		
CAS DE BASE		
HYPOTHESES DE CALCUL		
Taux d'actualisation nominal	12,00%	
Taux d'inflation CAPEX	1,50%	
Taux d'inflation OPEX	2,50%	
Durée d'exploitation (an)	25	
Durée d'investissement (an)	3	
Durée d'amortissement (an)	15	
Valeur résiduelle	0%	
Amortissement de renouvellement après 12 ans	10%	
Année de base	2005	
Début d'investissement	2006	
Début de production	2009	
Nombre de jours de marche	330	
CAPEX (\$/Bbl)	27 000	
Capacité de production (Bbl/j)	32 727	
Investissement Initial CAPEX (MM\$)	884	
Echéancier de d'Investissement (MM\$)		
1 ^{ère} Année	309	35,00%
2 ^{ème} Année	353	40,00%
3 ^{ème} Année	221	25,00%
OPEX (\$/Bbl)	4,5	
Charges de Production (MM\$/an)	48,60	
Charge de GN (MMBtu/Bbl)	10	
Charge de GN (MMBtu)	108 000 000	
Impôts et taxes : (Exportation)		
IBS	38,00%	
Rendements en Produits (%Bbl)		
Gasoil	65,00%	
Naphta	30,00%	
GPL	5,00%	
Echéancier de Production (Bbl/j)		
1 ^{ère} Année	26 182	80,00%
2 ^{ème} Année	29 455	90,00%
à partir de la 3 ^{ème} Année	32 727	100,00%

UNITE DE CONVERSION GTL "PROCEDE CONOCO"		
CAS DE BASE		
HYPOTHESES DE CALCUL		
Taux d'actualisation nominal	12,00%	
Taux d'inflation CAPEX	1,50%	
Taux d'inflation OPEX	2,50%	
Durée d'exploitation (an)	25	
Durée d'investissement (an)	3	
Durée d'amortissement (an)	15	
Valeur résiduelle	0%	
Amortissement de renouvellement après 12 ans	10%	
Année de base	2005	
Début d'investissement	2006	
Début de production	2009	
Nombre de jours de marche	330	
CAPEX (\$/Bbl)	38 000	
Capacité de production (Bbl/j)	39 911	
Investissement Initial CAPEX (MM\$)	1 517	
Echéancier de d'Investissement (MM\$)		
1 ^{ère} Année	531	35,00%
2 ^{ème} Année	607	40,00%
3 ^{ème} Année	379	25,00%
OPEX (\$/Bbl)	3,5	
Charges de Production (MM\$/an)	46,10	
Charge de GN (MMBtu/Bbl)	8,2	
Charge de GN (MMBtu)	108 000 000	
Impôts et taxes : (Exportation)		
IBS	38,00%	
Rendements en Produits (%Bbl)		
Gasoil	70,00%	
Naphta	20,00%	
GPL	10,00%	
Echéancier de Production (Bbl/j)		
1 ^{ère} Année	31 929	80,00%
2 ^{ème} Année	35 920	90,00%
à partir de la 3 ^{ème} Année	39 911	100,00%

Prix des produits

Prix FOB	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Tonne	Naphta - Tonne	GPL - Tonne	Gasoline - Tonne
	\$20,00	\$2,80	\$178,00	\$197,00	\$198,00	\$182,45
	\$25,00	\$3,50	\$224,00	\$246,00	\$247,00	\$228,70
	\$30,00	\$4,20	\$270,00	\$295,00	\$297,00	\$273,68
	\$35,00	\$4,90	\$319,00	\$344,00	\$346,00	\$319,29
	\$40,00	\$5,50	\$371,00	\$394,00	\$396,00	\$364,90
	\$45,00	\$6,22	\$417,50	\$442,80	\$445,30	\$410,45
	\$50,00	\$6,90	\$464,20	\$492,00	\$494,80	\$456,00
	\$55,00	\$7,58	\$510,90	\$541,20	\$544,30	\$501,55
	\$60,00	\$8,26	\$557,60	\$590,40	\$593,80	\$547,10
	\$65,00	\$8,94	\$604,30	\$639,60	\$643,30	\$592,65
	\$70,00	\$9,62	\$651,00	\$688,80	\$692,80	\$638,20

Prix FOB	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Bbl	Naphta - Bbl	GPL - Bbl	Gasoline - Bbl
	\$20,00	\$2,80	\$24,05	\$22,47	\$17,33	
	\$25,00	\$3,50	\$30,27	\$28,20	\$21,72	
	\$30,00	\$4,20	\$36,49	\$34,04	\$26,29	
	\$35,00	\$4,90	\$43,11	\$40,11	\$30,95	
	\$40,00	\$5,50	\$50,14	\$46,63	\$35,95	
	\$45,00	\$6,22	\$56,42	\$52,45	\$40,46	
	\$50,00	\$6,90	\$62,73	\$58,31	\$44,98	
	\$55,00	\$7,58	\$69,04	\$64,18	\$49,51	
	\$60,00	\$8,26	\$75,35	\$70,04	\$54,03	
	\$65,00	\$8,94	\$81,66	\$75,91	\$58,56	
	\$70,00	\$9,62	\$87,97	\$81,78	\$63,09	

Prix FOB - Fret Med	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Bbl	Naphta - Bbl	GPL - Bbl	Gasoline - Bbl
	\$20,00	\$1,99	\$23,24	\$21,80	\$15,60	
	\$25,00	\$2,69	\$29,46	\$27,53	\$20,00	
	\$30,00	\$3,39	\$35,68	\$33,37	\$24,57	
	\$35,00	\$4,09	\$42,30	\$39,44	\$29,22	
	\$40,00	\$4,69	\$49,32	\$45,96	\$34,22	
	\$45,00	\$5,41	\$55,61	\$51,78	\$38,73	
	\$50,00	\$6,09	\$61,92	\$57,64	\$43,26	
	\$55,00	\$6,77	\$68,23	\$63,51	\$47,78	
	\$60,00	\$7,45	\$74,54	\$69,37	\$52,31	
	\$65,00	\$8,13	\$80,85	\$75,24	\$56,84	
	\$70,00	\$8,81	\$87,16	\$81,10	\$61,36	

Prix FOB - Fret NWE	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Bbl	Naphta - Bbl	GPL - Bbl	Gasoline - Bbl
	\$20,00	\$2,45	\$22,84	\$21,46	\$17,33	
	\$25,00	\$3,15	\$29,05	\$27,19	\$21,72	
	\$30,00	\$3,85	\$35,27	\$33,03	\$26,29	
	\$35,00	\$4,55	\$41,89	\$39,10	\$30,95	
	\$40,00	\$5,15	\$48,92	\$45,62	\$35,95	
	\$45,00	\$5,87	\$55,20	\$51,44	\$40,46	
	\$50,00	\$6,55	\$61,51	\$57,30	\$44,98	
	\$55,00	\$7,23	\$67,82	\$63,17	\$49,51	
	\$60,00	\$7,91	\$74,14	\$69,03	\$54,03	
	\$65,00	\$8,59	\$80,45	\$74,90	\$58,56	
\$70,00	\$9,27	\$86,76	\$80,76	\$63,09		

Prix FOB - Fret North Am	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Bbl	Naphta - Bbl	GPL - Bbl	Gasoline - Bbl
	\$20,00	\$2,10	\$24,30		\$15,00	
	\$25,00	\$2,80	\$30,53		\$19,40	
	\$30,00	\$3,50	\$36,76		\$23,97	
	\$35,00	\$4,20	\$43,41		\$28,62	
	\$40,00	\$4,80	\$50,48		\$33,62	
	\$45,00	\$5,52	\$56,65		\$38,13	
	\$50,00	\$6,20	\$63,16		\$42,66	
	\$55,00	\$6,88	\$69,67		\$47,18	
	\$60,00	\$7,56	\$76,18		\$51,71	
	\$65,00	\$8,24	\$82,68		\$56,23	
\$70,00	\$8,92	\$89,19		\$60,76		

Prix FOB - Fret South Am	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Bbl	Naphta - Bbl	GPL - Bbl	Gasoline - Bbl
	\$20,00			\$20,22	\$13,88	
	\$25,00			\$25,96	\$18,28	
	\$30,00			\$31,80	\$22,84	
	\$35,00			\$37,87	\$27,50	
	\$40,00			\$44,38	\$32,50	
	\$45,00			\$50,20	\$37,01	
	\$50,00			\$56,07	\$41,53	
	\$55,00			\$61,93	\$46,06	
	\$60,00			\$67,80	\$50,59	
	\$65,00			\$73,66	\$55,11	
\$70,00			\$79,53	\$59,64		

Prix FOB - Fret Asie	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Bbl	Naphta - Bbl	GPL - Bbl	Gasoline - Bbl
	\$20,00	\$1,90			\$13,88	
	\$25,00	\$2,60			\$18,28	
	\$30,00	\$3,30			\$22,84	
	\$35,00	\$4,00			\$27,50	
	\$40,00	\$4,60			\$32,50	
	\$45,00	\$5,32			\$37,01	
	\$50,00	\$6,00			\$41,53	
	\$55,00	\$6,68			\$46,06	
	\$60,00	\$7,36			\$50,59	
	\$65,00	\$8,04			\$55,11	
	\$70,00	\$8,72			\$59,64	

Prix FOB - Fret Afrique	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Bbl	Naphta - Bbl	GPL - Bbl	Gasoline - Bbl
	\$20,00				\$15,95	
	\$25,00				\$20,34	
	\$30,00				\$24,91	
	\$35,00				\$29,57	
	\$40,00				\$34,57	
	\$45,00				\$39,08	
	\$50,00				\$43,60	
	\$55,00				\$48,13	
	\$60,00				\$52,66	
	\$65,00				\$57,18	
\$70,00				\$61,71		

Total	Brut - Bbl	GNL - MMbtu	Gasoil - Bbl	Naphta - Bbl	GPL - Bbl	Gasoline - Bbl
	\$20,00	\$0,00	\$495 827,03	\$209 601,63	\$26 328,53	\$0,00
	\$25,00	\$0,00	\$628 097,40	\$265 863,13	\$33 522,88	\$0,00
	\$30,00	\$0,00	\$760 356,27	\$323 227,78	\$40 999,37	\$0,00
	\$35,00	\$0,00	\$901 281,92	\$382 798,77	\$48 616,93	\$0,00
	\$40,00	\$0,00	\$1 050 858,35	\$446 782,43	\$56 798,75	\$0,00
	\$45,00	\$0,00	\$1 184 292,97	\$503 926,46	\$64 176,49	\$0,00
	\$50,00	\$0,00	\$1 318 964,29	\$561 511,75	\$71 582,45	\$0,00
	\$55,00	\$0,00	\$1 453 631,83	\$619 097,04	\$78 988,40	\$0,00
	\$60,00	\$0,00	\$1 588 296,56	\$676 682,33	\$86 394,36	\$0,00
	\$65,00	\$0,00	\$1 722 959,12	\$734 267,62	\$93 800,31	\$0,00
\$70,00	\$0,00	\$1 857 619,96	\$791 852,91	\$101 206,27	\$0,00	

Résultat de calcul du procédé Conoco

Années	Prix Brut	2005	Année																												
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Taux d'inflation CAPEX			1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%
Taux d'inflation OPEX			2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%
Taux d'actualisation			12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%
Facteur d'actualisation Global			0.881	0.776	0.684	0.582	0.508	0.444	0.388	0.338	0.296	0.258	0.225	0.197	0.172	0.150	0.131	0.115	0.100	0.087	0.076	0.067	0.058	0.051	0.044	0.039	0.034	0.030	0.026	0.023	
Taux d'utilisation de la capacité			0%	0%	0%	80%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Echancier d'investissement initial			35%	40%	25%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Investissement de renouvellement			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
CAPEX et investissements de renouvellement (MMS)			530.82	606.65	379.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	151.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Frais fixes de production (MMS)			-530.82	-606.65	-379.16	36.88	41.49	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10
Charge totale GN (MMBtu)						108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	108 000 000	
Coût d'acquisition GN (MMS)						108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00	
Px GN (\$/MMBtu)	1																														
Total Dépenses						144.88	149.49	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	154.10	
Capacité de production (M)						31 929	35 920	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	39 911	
Rendement Gasoil						22 350	25 144	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	27 938	
Rendement Naphta						6 386	7 184	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	7 982	
Rendement GPL						3 193	3 592	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	3 991	
Amortissement linéaire						101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11	101.11
Résultat Brut	20\$/Bbl		-11.70	12.98	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	37.66	138.77	138.77	138.77	138.77	138.77	138.77	138.77	138.77	138.77	138.77	138.77	
	25\$/Bbl		50.87	83.37	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	115.87	216.98	216.98	216.98	216.98	216.98	216.98	216.98	216.98	216.98	216.98	216.98	
	30\$/Bbl		113.86	154.23	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	194.60	295.71	295.71	295.71	295.71	295.71	295.71	295.71	295.71	295.71	295.71	295.71	
	35\$/Bbl		180.42	229.11	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	277.80	378.91	378.91	378.91	378.91	378.91	378.91	378.91	378.91	378.91	378.91	378.91	
	40\$/Bbl		251.29	308.83	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	366.38	467.49	467.49	467.49	467.49	467.49	467.49	467.49	467.49	467.49	467.49	467.49	
	45\$/Bbl		314.55	380.00	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	445.46	546.57	546.57	546.57	546.57	546.57	546.57	546.57	546.57	546.57	546.57	546.57	
	50\$/Bbl		378.40	451.84	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	525.28	626.39	626.39	626.39	626.39	626.39	626.39	626.39	626.39	626.39	626.39	626.39	
	55\$/Bbl		442.25	523.67	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	605.09	706.20	706.20	706.20	706.20	706.20	706.20	706.20	706.20	706.20	706.20	706.20	
	60\$/Bbl		506.10	595.50	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	684.91	786.01	786.01	786.01	786.01	786.01	786.01	786.01	786.01	786.01	786.01	786.01	
	65\$/Bbl		569.95	667.34	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	764.72	865.83	865.83	865.83	865.83	865.83	865.83	865.83	865.83	865.83	865.83	865.83	
	70\$/Bbl		633.80	739.17	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	844.53	945.64	945.64	945.64	945.64	945.64	945.64	945.64	945.64	945.64	945.64	945.64	
Résultat Net : Résultat Brut - (IBS)	20\$/Bbl		-7.25	8.05	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	86.03	86.03	86.03	86.03	86.03	86.03	86.03	86.03	86.03	86.03	86.03	
	25\$/Bbl		31.54	51.69	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	71.84	134.53	134.53	134.53	134.53	134.53	134.53	134.53	134.53	134.53	134.53	134.53	
	30\$/Bbl		70.59	95.62	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	120.65	183.34	183.34	183.34	183.34	183.34	183.34	183.34	183.34	183.34	183.34	183.34	
	35\$/Bbl		111.86	142.05	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	172.23	234.92	234.92	234.92	234.92	234.92	234.92	234.92	234.92	234.92	234.92	234.92	
	40\$/Bbl		155.80	191.48	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	227.16	289.85	289.85	289.85	289.85	289.85	289.85	289.85	289.85	289.85	289.85	289.85	
	45\$/Bbl		195.02	235.60	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	276.19	338.87	338.87	338.87	338.87	338.87	338.87	338.87	338.87	338.87	338.87	338.87	
	50\$/Bbl		234.61	280.14	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	325.67	388.36	388.36	388.36	388.36	388.36	388.36	388.36	388.36	388.36	388.36	388.36	
	55\$/Bbl		274.20	324.68	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	375.16	437.84	437.84	437.84	437.84	437.84	437.84	437.84	437.84	437.84	437.84	437.84	
	60\$/Bbl		313.78	369.21	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	424.64	487.33	487.33	487.33	487.33	487.33	487.33	487.33	487.33	487.33	487.33	487.33	
	65\$/Bbl		353.37	413.75	474.13	474.13	474.13	47																							