

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Mécanique

Filière : Génie Mécanique

Option: Transport et distribution des hydrocarbures

Réf:.....

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de:

MASTER

Thème

**Gestion de la distribution et du Transport du Gaz
Pétrole Liquéfié (GPL)**

« Cas District Naftal Batna »

Présenté par:

HAMMI Mihoub

Proposé et dirigé par:

Pr. DERFOUF Semcheddine

Promotion : Juin 2017

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier le bon dieu que grâce à lui j'ai eu la chance de réaliser ce travail.

Je remercie tout particulièrement, mon encadreur DERFOUF Semcheddine, pour son accompagnement tout au long de la réalisation du projet, la confiance qu'il m'a accordé dès mes premiers pas, les conseils professionnels qu'il m'a proposé et qui m'a apporté beaucoup au travers de ma recherche.

Il me tient de remercier les membres de mon jury, vous me faites un grand honneur et un grand plaisir en acceptant de participer à ce jury.

Mille mercis à ma Mère, rien n'était possible sans son aide, son soutien et son encouragement.

Hammi

Dédicaces

Il est naturel que ma pensée la plus forte aille vers ma mère Badra, à qui je dois la vie et une part essentielle de ma personnalité. Qu'elle sache que l'amour qu'elle me donne continue à m'animer et me permet d'envisager l'avenir comme un défi.

Ce travail est dédié à mon père Abd El madjid décédé trop tôt, qui m'a toujours poussé et motivé dans mes études. J'espère que, du monde qui est sien maintenant, il apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part d'un fils qui a toujours prié pour le salut de son âme. Puisse Dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde !

Je ne saurais oublier de remercier toutes les personnes qui me sont chères, en particulier mes frères Mounir, Mohamed Rida, et Ala eddine. et mes sœurs, Wafia, Mounia, Bouthaina.

Pour leur soutien et leur amitié, je tiens à remercier tout le personnel de District Naftal Batna en particulier le service d'exploitation.

J'associe à mes remerciements l'ensemble des étudiants du master TI pour l'ambiance Chaleureuse de travail.

Merci aussi à tous ceux qui ont consacré du temps, de l'énergie et de la patience.

Mihoub

Liste des figures

Fig. 1 : La situation de gaz naturel dans le monde.....	13
Fig. 2 : Cycle de vie du gaz naturel.....	14
Fig.3 : Méthodes d'identification des gisements de gaz naturel.....	17
Fig.4: La description de l'étape d'extraction.....	18
Fig.5 : Types de trépan.....	19
Fig.6 : Coup schématique d'une tour de forage.....	20
Fig.7 : L'étape de traitement du gaz naturel.....	24
Fig.8 : Transport du gaz naturel.....	27
Fig. 9 : Comparaison des coûts globaux entre les deux modes de transport.....	31
Fig.10 : Les réservoirs en nappe aquifère.....	32
Fig. 11 : Schéma de distribution du gaz naturel dans les villes.....	35
Fig. 12 : L'utilisation du gaz naturel.....	36
Fig.13 : Le système pétrolier	40
Fig.14 : montre la localisation de la zone affectée par la fracturation hydraulique dans un forage horizontal de 2 000 mètres de long.....	50
Fig. 15 : La demande nationale des GPL.....	59
Fig. 16 : Répartition de la demande du GPL.....	59
Fig.17 : pourcentage des agents oxydant dans l'air.....	66
Fig. 18: un schéma de distribution de GPL-C dans la wilaya de Batna la source : document interne.....	104

Liste Des Tableaux

Le tableau 1 : présente la composition de gaz naturel pour divers gisements existants aux mondes.....	23
Tableau. 2 : Investissement pour un système de transport pour divers débits.....	30
Tableau. 3 : Consommation mondiale des GPL.....	60
Tableau.4 : Risques dus au manque d'oxygène.....	63



SOMMAIRE



SOMMAIRE

Introduction Générale.....	i
Chapitre I / Généralités	13
I.1.Introduction.....	13
I.2.Le gaz naturel dans le monde.....	13
I.3. Etapes du cycle de vie du gaz naturel	15
I.3.1.Prospection des gisements de gaz naturel	15
I.3.2. Extraction du gaz naturel	17
I.3.3. Traitement du gaz naturel	24
I.3.4. Transport du gaz naturel	25
I.3.5. Stockage du gaz naturel	31
I.3.6. Distribution du gaz naturel.....	34
I.3.7. Procédés d'utilisation du gaz naturel	35
1.4 Le pétrole	36
1.4.1 Pétrole et chimie	36
1.4.2 Les qualités intrinsèques du pétrole	37
1.4.3 Le pétrole, à quoi ça sert ?.....	37
1.4.4 Les produits dérivés du pétrole.....	37
1.5 Les hydrocarbures non conventionnels.....	39
1.5.1 Définitions des hydrocarbures non conventionnels.....	39
1.5.2 Pétroles et gaz conventionnels et non conventionnels :.....	41
1.5.3 Quelles relations entre schiste bitumineux, pétrole de schiste et gaz de schiste ?.....	41
1.5 .4 Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels	42
1.5 .5 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir	42
1.5 .6 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère	43
1.5.7 Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels	44
1.5 .8 Plusieurs types de gaz sont dits non-conventionnels	44
1.5 .9 Les techniques de production des pétroles et gaz de schiste	46
1.5 .10 Impacts et risques environnementaux	51
Chapitre II. Généralités sur le gaz de pétrole liquéfié (GPL).....	55
II.1 Définition.....	55
II.2.Origine du GPL	55

II.3.Caractéristique du GPL	55
II.4 Utilisation du GPL.....	57
II.5 Avantages et inconvénients techniques des GPL	57
II.6 GPL en Algérie.....	58
II.7 Consommation mondiale de GPL.....	59
II.8 Risques liés au gaz.....	60
Chapitre III / Stratégie de distribution.....	69
III.1 Définition, formes et fonctions de la distribution.....	69
III.1.1 Définition de la fonction distribution	69
III.1.2 Les formes d'organisation commerciale	69
III.2. La longueur des circuits de distribution	72
III.2.1 Définition circuit, canal, réseau et filière de distribution	72
III.2.2. La longueur du canal de distribution.....	72
III.3. Choix de l'intensité de la couverture de la distribution.....	74
III.4. Choix du mode de sollicitation des consommateurs	75
III.5. La rémunération de la distribution	76
III.6. Le choix et l'évaluation d'un circuit	79
III.7.Choix d'un circuit de distribution	83
III.8. L'externalisation.....	83
III.8.1 Définition de l'externalisation.....	83
III.8.2 Types d'externalisation	83
III.8.3 Objectif de l'externalisation	85
III.8.4 Organisation d'une externalisation.....	85
III.8.5 La démarche d'une externalisation.....	85
III.8.6 Avantages et inconvénients de l'externalisation	86
III.9 Conclusion.....	87
Stage Pratique.....	89
Introduction	89
Section 01 : Présentation de l'entreprise NAFTAL et de sa branche GPL	90
Section 02 : fiche de présentation de district Batna	98
Section 03 : Les missions effectuées durant la période de stage.....	101
Les apports de stage	105
Conclusion.....	106
Conclusion Générale	108



Introduction générale



Introduction Générale

Notre pays l'Algérie connaît ces dernières années une série de changements continus, en particulier dans le domaine économique et de cette réflexion, il s'est lancé et commencé ainsi une course impitoyable dans ce que l'on appelle la mondialisation ou aussi le monde de la concurrence, cette réflexion est émergente de la coopération bilatérale entre les entreprises nationales et étrangères, ainsi qu'entre plusieurs entreprises nationales laisse à dire que les entreprises sont obligées de rendre compte de toutes leurs activités qui devraient être gérées et audités à leurs permettront de rester dans le marché chose qui ne peut se faire que par l'envisagement de donner un grand intérêt aux concepts et aux fonctions de la science du marketing.

Dans le marketing, il est devenu nécessaire de comprendre et appliquer les méthodes modernes proposées et essentiellement et principalement c'est devenu l'ensemble des outils de toutes les entreprises et institutions économiques importantes qui visent un développement et une prospection afin de répondre aux besoins de tous les acteurs impliqués dans ce domaine.

L'institution économique moderne cherche toujours à obtenir la commercialisation efficace de ces produits, cela ne peut être atteint que si l'efficacité est obtenue au niveau des éléments de fabrication, de traitement, de stockage, d'enfutage, d'acheminement, d'approvisionnement et de distribution sont appropriés à savoir même bien réussies.

Et notre pays l'Algérie qui est une zone importante est stratégique, car elle dispose d'une gamme de ressources naturelles assez précieuses, et rappelez-vous, y compris le pétrole qui est considéré comme l'une des industries les plus importantes du monde qui est l'industrie la plus importante est caractérisée par l'Algérie et le monde arabe.

La problématique

Vu ce qui précède et sur la base des informations ci-dessus la problématique se pose comme suit:

- ✓ Comment est la distribution des produits pétroliers (GPL) au niveau local ?
- ✓ Qu'est ce qui est nécessaire à faire pour construire une distribution physique efficace des besoins de GPL ?

Pour détecter les aspects de l'étude et répondre à ces deux questions cruciales, nous avons décidé de voir aussi les questions suivantes :

- ✓ Quels sont les principes ou les méthodes adoptées par l'entreprise NAFTAL dans le système de la distribution de son GPL ?
- ✓ Quelles sont les conditions de la distribution de GPL?
- ✓ Quels sont les plus importants canaux de distribution pour cette entreprise « NAFTAL »?

Hypothèses:

La première hypothèse: l'entreprise ou l'institution économique (NAFTAL), qui travaille sur la distribution des produits pétroliers doit avoir une connaissance suffisante aux conditions du marché et des politiques de redistribution qui conviennent et que le choix de sa politique est d'une façon scientifique pas aléatoire.

La seconde hypothèse: les termes du système de la distribution des produits pétroliers doivent être de base et bien précise pour déterminer le système approprié.

La troisième hypothèse: les produits pétroliers et les canaux de distribution sur le marché intérieur sont soumis à des considérations particulières à prendre en compte la nature des produits pétroliers et sont distribués selon le schéma des demandes.

Notre avons choisis ce sujet pour plusieurs raisons, notamment:

- ✓ décalage de phase qui se déroule dans les institutions économiques qui sont actives dans le pays et les changements qui se produisent dans l'économie nationale en général.
- ✓ une tentative de mettre en évidence l'importance de la fonction de distribution dans les institutions économiques.
- ✓ Essayer d'attirer l'attention sur l'importance du marketing fonctionnel dans l'institution économique moderne et sa nécessité.

Objectifs de l'étude

L'étude vise à diagnostiquer la fonction de distribution dans l'une des institutions économiques les plus importants en Algérie (NAFTAL) et essayer d'apprendre comment cette institution distribue ses produits au niveau local.

Son importance réside dans le travail pour indiquer la répartition des emplois dans les institutions économiques et celui du rôle attribué à ce dernier dans la réalisation d'une stratégie appropriée pour atteindre ses objectifs.

Dans notre méthodologie de la recherche nous avons expliqués plusieurs approches que l'on retrouve dans le chapitre théorique et l'exposé d'une réalité expérimentale que l'on à appeler chapitre pratique, la structure de la partie théorique comprend une étude théorique des généralités et du concept de stratégies de la distribution de gaz naturel et de GPL dans l' Algérie et dans le monde suivie d'une partie pratique qui comprend l'étude appliquée des stratégies appliquées à la distribution de GPL dans l'institution économique (NAFTAL District GPL BATNA), abordant les différents outils d'étude.



Chapitre I :

Généralités



Chapitre I / Généralités

I.1.Introduction

Energies fossiles, gaz naturel et pétrole se sont formés, il y a des millions d'années à partir des organismes vivants déposés au fond des mers. Lentement incorporés aux sédiments, à l'abri de l'oxygène et de la lumière, ils ont subi de lentes transformations au fur et à mesure de leur enfouissement, avant de connaître des migrations secondaires qui les ont conduits vers des pièges, où ils se sont accumulés [1].

I.2.Le gaz naturel dans le monde

D'abord cantonné aux seuls Etats-Unis, le gaz naturel a connu depuis la fin de la seconde guerre mondiale une régulière et constante évolution de sa consommation. La découverte et l'exploitation de nouvelles réserves dans les années soixante, alliées aux progrès réalisés dans le transport par méthanier ont conféré au gaz naturel une envergure mondiale. Assurant une indispensable diversification du bilan énergétique des Etats et présentant des avantages en matière d'environnement, le gaz naturel a vu sa consommation mondiale passer de 13 % de la demande totale d'énergie primaire en 1960 à plus de 30 % en 1999. Principalement situées dans quelques régions, les réserves mondiales de gaz naturel sont réparties pour près de 37,2 % dans l'ancien empire soviétique ; 9 % en Asie/Océanie ; 6,7 % en Amérique du Nord ; 6,6 % en Afrique ; 6,4 en Amérique Latine et 4,3 % en Europe Occidentale. Dans la figure qui suit, on présente la situation concernant les réserves globales de gaz naturel dans le monde. On voit que les gisements on shore contiennent plus de 70 % de gaz naturel existant à ce moment [2].



Fig. 1 : La situation de gaz naturel dans le monde [1]

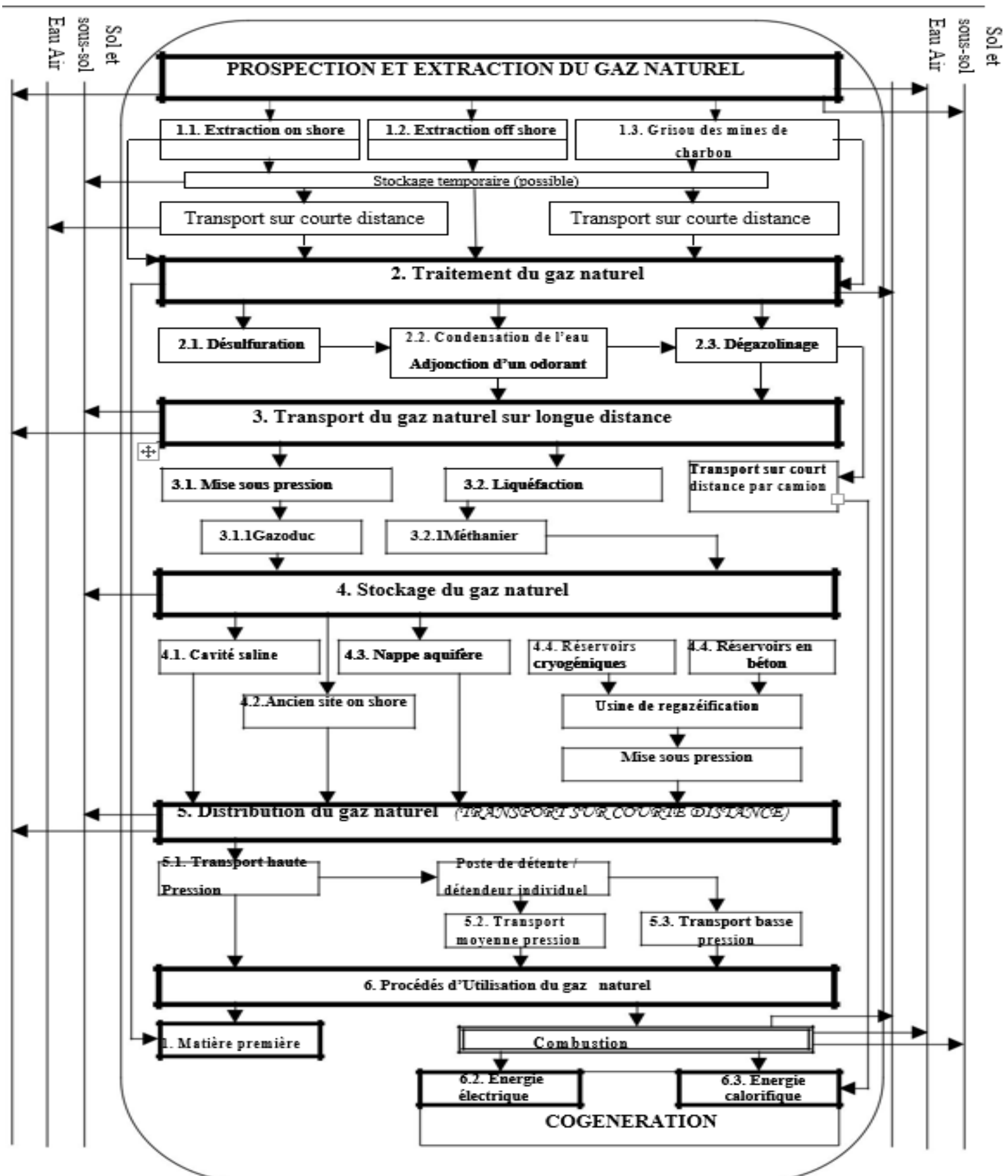


Fig. 2 : Cycle de vie du gaz naturel [1].

Obs. - les gisements facilement exploitables ne contiennent que du gaz naturel et dont la pression est suffisante pour qu'il soit extrait sans apport d'énergie.

I.3. Etapes du cycle de vie du gaz naturel

Le cycle de vie exhaustif du gaz naturel est présenté dans la figure. Les étapes de ce cycle seront détaillées dans les sous-chapitres qui suivent.

I.3.1. Prospection des gisements de gaz naturel

Cette étape représente une activité minière dont le but sera de découvrir des gisements de gaz naturel et de réaliser une étude de faisabilité pour l'évaluation du gisement. Au début, quand cette étape était insuffisamment développée, les puits de gaz naturel étaient placés intuitivement. Aujourd'hui compte tenu que les coûts de l'étape d'extraction sont très élevés, les grandes entreprises gazières ne permettent pas de forer au hasard. En conséquence, les géologues jouent un rôle très important dans l'étape de prospection des gisements de gaz naturel. Pour trouver des nouveaux gisements de gaz naturel, les géologues analysent la composition des sols trouvés pour les comparer avec celles déjà trouvées. Actuellement, les techniques utilisées donnent des informations très précises en ce qui concerne l'existence de ces gisements. Plus ces techniques sont précises plus la possibilité de trouver un gisement augmente [4].

A ce jour, on utilise des systèmes de télémessure dont la transmission des informations vers l'unité d'acquisition des données sismiques se fait par un câble ou par ondes radio. Par exemple, le système Polystyles est basé sur les transmissions des données par ondes radio dont la fréquence varie entre 68-88 MHz et 213-234 MHz. En combinant des méthodes qui utilisent des ondes sismiques avec des données caractérisant le sol à gisement de gaz naturel, il est possible d'améliorer la modélisation géologique et en conséquence d'obtenir des informations à l'égard de l'emplacement du gisement [5].

Les géologues des sociétés pétrolières partent à la recherche de gaz naturel guidés par un certain nombre d'indices. Examen approfondi de la nature des terrains et de la structure du sous-sol, recherche d'anciens bassins de sédimentation, prospection sismique, qui leur fournissent des éléments de réponse à cette question cruciale : le sous-sol contient-il des hydrocarbures ? Ce n'est qu'à l'issue de ces études qu'ils forent les puits de reconnaissance afin de confirmer la présence d'un gisement [1].

I.3.1.1. Gisements mixtes et gisements secs

La recherche dans le sous-sol des « structures – pièges » représente le premier objectif de la prospection et consiste à identifier le gisement de gaz ou de pétrole.

Les structures les plus favorables sont constituées de roches sédimentaires, roches poreuses imprégnées d'hydrocarbures et recouvertes d'une roche imperméable. Ces structures contiennent les deux types de gisements présents dans le sous-sol [6]:

- les gisements mixtes qui renferment à la fois du pétrole et du gaz naturel, ce dernier se trouvant systématiquement au-dessus du fait des différences de pressions qui s'exercent selon les densités.
- les gisements secs qui ne contiennent que du gaz naturel et parfois un peu de pétrole associé. Ils se rencontrent à de plus grandes profondeurs. Le développement des recherches autour de ce type de gisement laisse espérer la découverte de nouvelles réserves de gaz naturel.

I.3.1.2.A la recherche du gisement caché

La prospection est un véritable jeu de piste avec parfois un retour à la case départ quand les espoirs sont déçus. La première observation se fait donc sur papier, à l'aide de cartes géologiques fournissant une représentation de la structure du sous -sol et indiquant la nature des terrains le constituant. Ces études préliminaires sont généralement complétées par l'analyse photo géologique de vues aériennes [1].

I.3.1.3. Premier forage

Le forage d'un puits d'exploration constitue l'ultime phase de la recherche. C'est grâce à lui que les géologues prennent connaissance des réservoirs et de la nature des fluides qu'ils contiennent: huile, gaz et eau .La vitesse de pénétration du trépan est analysée pour apprécier la nature lithologique des formations traversées. Dans la figure 2, on voit le processus détaillé d'exploitation des gisements de gaz naturel [1].

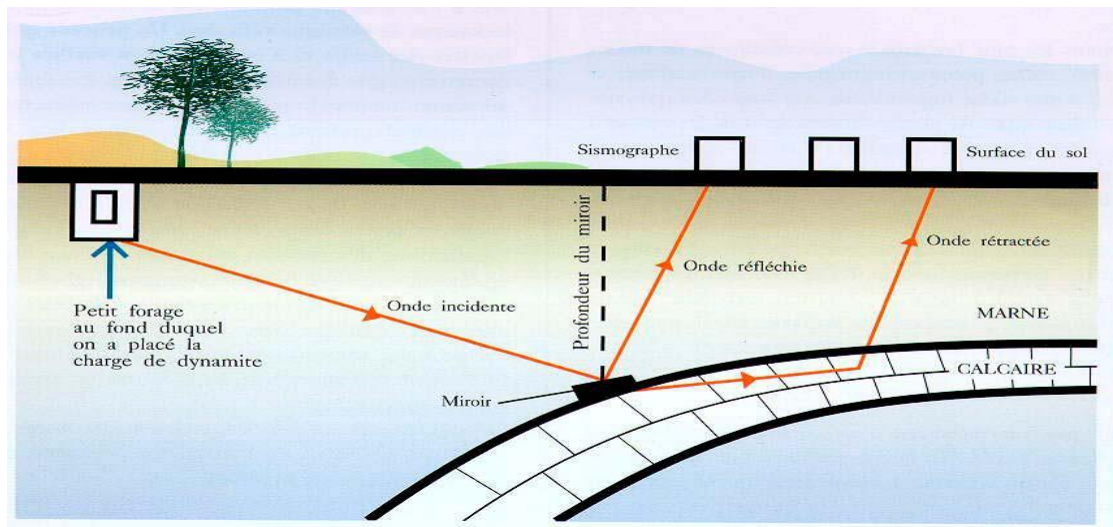


Fig.3 : Méthodes d'identification des gisements de gaz naturel [7].

I.3.2. Extraction du gaz naturel

Habituellement, on définit trois grands types de gisement de gaz naturel :

- gisement où le gaz naturel n'est pas en contact avec le pétrole.
- gisement où le gaz naturel est associé au pétrole, le gisement possède alors un chapeau de gaz.
- gisements où le gaz naturel est dissous dans le pétrole selon les conditions du réservoir [8].

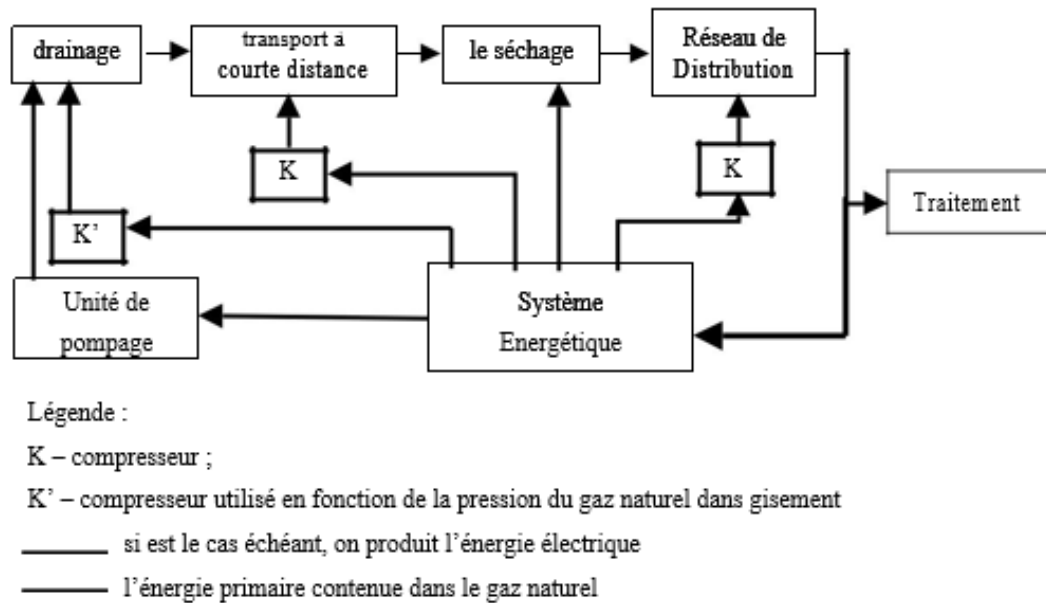


Fig.4 : La description de l'étape d'extraction [9].

L'énergie électrique utilisée par les installations de pompage et des compresseurs est produite dans les installations énergétiques. D'habitude, ces installations sont représentées par un moteur thermique qui utilise le gaz naturel.

I.3.2.1. Tiges de forage et tubage

La technique du forage rotary actuellement utilisée dans la prospection et l'exploitation du gaz naturel a été inventée par les Américains. Ses premiers essais eurent lieu en 1901 au Texas. La méthode met en œuvre un trépan à molettes dentées ou un trépan diamanté (diamants industriels insérés dans une matrice très résistante), sur lequel appuient de lourdes tiges animées d'un mouvement rotatif [10].

En tournant, elles permettent aux dents du trépan d'abraser la roche. Ces tiges qui relient le trépan à la surface sont appelées tiges de forage. Elles sont entraînées par une tige carrée, d'une longueur de 11 mètres, qui est suspendu à un énorme crochet, le moufle. Cette dernière tige qui reste toujours en surface est insérée dans une table de rotation laquelle est entraînée par un moteur. Ce montage permet de faire tourner l'ensemble des tiges et du trépan. Le forage de gisement est effectué à l'aide de tubes concentriques ayant un diamètre de plus en plus petit qui s'emboîtent les uns dans les autres. Ils sont maintenus en place par

du ciment. Ce tubage permet de maintenir et d'isoler les terrains traversés afin d'éviter qu'ils ne s'éboulent dès qu'ils sont forés. Ce tubage assure aussi la pérennité du puits tout au long de son exploitation [1].



Fig. 5 : Types de trépan [1].

I.3.2.2. Le rôle de la boue

La boue (mélange d'eau, d'argile et de divers additifs), est le meilleur des matériaux pour équilibrer la pression, remonter en surface les débris de roches arrachées par le trépan, le refroidir et le lubrifier. Injectée à l'intérieur des tiges de forages, elle passe dans les orifices du trépan et remonte dans l'espace annulaire compris entre le trou et les tiges de forage en entraînant les débris à la surface. Collectée à la sortie du puits, la boue passe sur un tamis vibrant pour éliminer les déblais avant qu'elle ne soit renvoyée dans le circuit. Les déblais sont eux conservés en partie afin d'être examinés par les géologues qui déterminent ainsi la nature des terrains traversés [1].

I.3.2.3. La tour de forage

En place le temps du forage, le mat de forage démontable disparaît ensuite. Métallique, ce mat qui peut atteindre 40 m de hauteur, est mis en place sur une plate-forme qui supporte la machine de forage. En règle générale, cette plate -forme a une superficie de 4 200 m², soit 60 m sur 70 m, et contient en son centre une tête de puits de 1,20 m de hauteur. Au fur et à mesure que les puits sont forés et équipés, la surface occupée par le chantier diminue. On peut voir dans la figure une coupe schématique sur une tour de forage [11].

I.3.2.4.Mise en exploitation

Lorsque le forage atteint la limite inférieure de la roche de couverture, le train de tiges est remonté et un tube de production est mis en place. C'est dans cette nouvelle série de tubes que le gaz circulera. Au bout de ce tube de production, une crépine est installée. Ce filtre ne laissera passer que le gaz naturel. En surface, nous trouvons la tête de puits, ensemble de vannes de sécurité également [1].

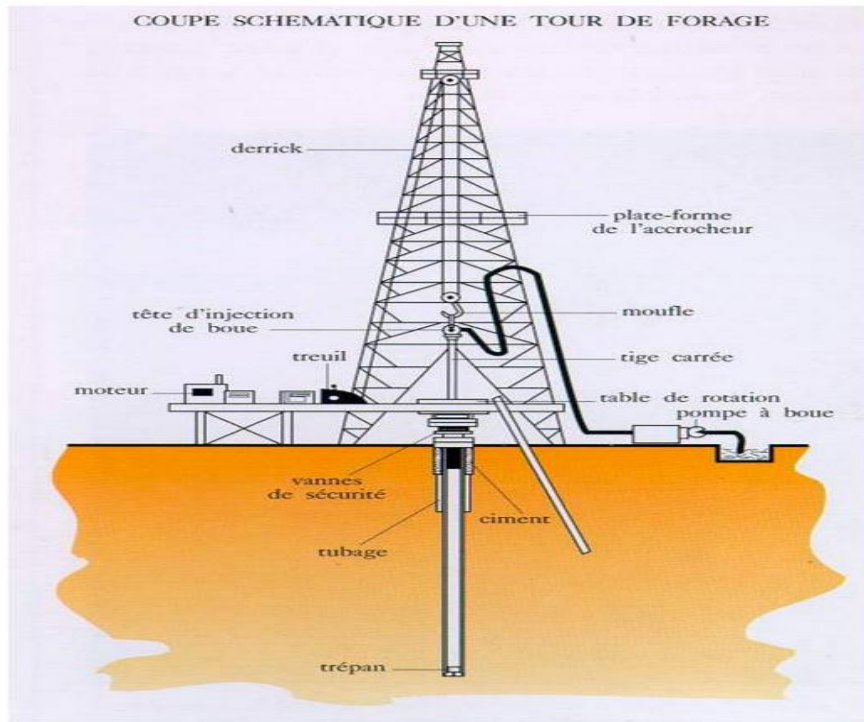


Fig.6 : Coup schématique d'une tour de forage [1].

I.3.2.5.Le forage en mer ou forage offshore

Lorsque le gaz est produit en milieu marin (offshore), la séparation des fractions liquides et des gaz acides, ne peuvent être effectués de façon économique sous l'eau avant d'envoyer la production dans le gazoduc. De l'eau et certains hydrocarbures sont donc présents dans des fractions liquides, et le gaz naturel doit alors être transporté en plusieurs phases. Après la collecte, le gaz est traité sur une plate-forme ou à terre. L'équipement requis pour l'extraction offshore consiste souvent en une plate-forme centrale et des plates-formes satellites. Le besoin de réduire les coûts a entraîné la simplification des plates-formes satellites grâce à l'automatisation, c'est à dire que les opérations de contrôle et la majeure partie du traitement du gaz sont exécutées sur la plate-forme centrale. Pour accroître la

production de gaz et compenser la baisse de pression du réservoir, il faut installer un compresseur qui est aussi habituellement placé sur la plate-forme centrale. Les systèmes de production sous-marins sont conçus pour remplacer les plates-formes satellites ou même à la limite la plate-forme centrale, en transférant toutes les opérations de traitement aux installations terrestres. La conception des plates-formes, et des installations de pont, a aussi évolué considérablement [1].

Les systèmes utilisés pour la production de gaz naturel offshore sont : a) une plate-forme gravitaire

b) un système de production flottant avec tourelle

c) un système sous-marin avec des raccordements satellites du gisement à une plate-forme hôte.

Le choix d'un système gravitaire est aussi préférable lorsqu'il faut forer un grand nombre de puits. L'espace de stockage disponible pour le gaz naturel liquéfié, les liquides du gaz naturel ou le méthanol et autres produits chimiques, y sont beaucoup plus grands que sur des structures flottantes. Cependant, en eau très profonde, un système gravitaire ne sera probablement pas viable en raison des coûts élevés d'immobilisation, et de la difficulté de rendre la plate-forme capable de résister aux très gros icebergs [1].

Le système de production flottant (qu'il soit monocoque ou semi -submersible) peut être débranché et transporté ailleurs en présence d'iceberg. Mais les systèmes de débranchement sont coûteux et le temps d'arrêt potentiel est plus long. La capacité de charge et le volume de stockage sont réduits. Toutefois, l'un des principaux avantages du système de production flottant est qu'il peut être justifié par la mise en valeur de gisements de gaz plus petits, et il peut même être utilisé pour l'exploitation successive ou simultanée de plusieurs petits gisements. Entre autre, un système flottant peut servir de structure satellite pour un gisement plus important. La production par têtes de puits sous-marins et le transport du gaz au fond marin permettent l'élimination des plates-formes fixes ou flottantes. Cette solution comporte toutefois d'importantes difficultés techniques. Les méthodes d'installation sont complexes et les systèmes de contrôle à distance perfectionnés doivent être mis en place pour les têtes de puits sous-marins [1].

L'exploitation des gisements découverts en mer est soumise à des exigences particulières. Les plates-formes doivent durer le temps de l'exploitation (de 15 à 20 ans), résister à la corrosion et à des conditions climatiques souvent très rigoureuses : tempêtes violentes, houles avec des creux de 20 à 30 m, vent pouvant atteindre 200 km/h. Ces plates-formes peuvent dépasser 200 m de haut et peser de 50 000 tonnes lorsqu'elles sont construites en acier, à plus de 400 000 tonnes quand elles sont en béton. A titre de comparaison, la Tour Eiffel pèse 7 000 tonnes [12].

Si le gaz naturel ne peut être commercialisé, ce gaz appelé gaz de sonde ou gaz fatal est brûlé (en torchère) ou bien injecté dans le gisement afin de maintenir la pression. S'il contient des composants particulièrement intéressants sur le plan économique, tels que le soufre, l'hélium ou des G.P.L., gaz de pétrole liquéfiés, il peut être préalablement traité afin d'en extraire ces substances. Un autre type d'extraction est la gazéification souterraine, qui permet de récupérer du gaz combustible sans avoir à extraire le charbon solide. C'est une méthode qui a été envisagée à la suite des chocs pétroliers mais qui n'a jamais été appliquée industriellement. Pendant la phase d'extraction, on a une phase de stockage temporaire si ç'est possible. Le stockage est nécessaire pour réaliser un transport de gaz naturel dans des bonnes conditions. Si la phase de traitement ne se trouve pas sur le site d'extraction alors le gaz naturel brut est nécessairement transporté jusqu'à la phase de traitement [12].

I.3.2.6. La composition chimique du gaz naturel

La composition chimique du gaz naturel est un facteur des plus importants pour avoir un transport de gaz naturel optimal. La composition chimique du gaz naturel détermine les étapes de traitement que devra subir le gaz. Le sulfure d'hydrogène pose les problèmes les plus graves dans le processus de transport de gaz naturel. La production de gaz naturel se heurte souvent à des difficultés liées au bouchage des gazoducs à cause des dépôts de cristaux de glace. Ces cristaux sont en fait des hydrates de gaz naturel qui peuvent apparaître bien au-dessus de la température à laquelle se forme la glace. Il s'agit de complexes d'insertion qui découlent de la combinaison d'eau et de certains des constituants du gaz naturel (principalement du méthane). Pour prévenir le bouchage des canalisations, il faut protéger les installations de production et de transport du risque de la formation d'hydrates. Pour ce faire, on peut notamment sécher le gaz naturel. Si ce n'est pas réalisable, des conditions de température et de pression doivent être créées pour prévenir la formation d'hydrates ou un inhibiteur doit être ajouté (glycol) [1].

Le tableau 1 : présente la composition de gaz naturel pour divers gisements existants aux mondes [1].

Pays	Gisement	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂ S	Autre composés sulfuriques
Allemagne	Ems	81,8	1,6	0,6	0,6	0,6	14,0	0,7	< 0,1	
	Weser	88,0	1,0	0,2	0,2	0,2	9,5	0,8		
Hollande	Groningue	81,7	2,7	0,4	0,1	0,2	14,0	0,8		< 0,1
Ukraine	Ukraine de l'Ouest	97,8	0,5	0,3	0,3	0,3	0,8	-	-	-
Angleterre	Mer de Nord A	86,0	5,1	1,3	0,2	0,3	6,8	0,1	< 0,1	< 0,1
	Mer de Nord B	95,0	2,6	0,5	0,2	0,2	1,2			
Algérie	Hassi R'Mel	79,6	7,4	2,7	1,4	3,6	5,1	0,2	-	-
Roumanie	Mislea	75,8	10,0	6,5	3,9	3,8	-	-	-	-
	Boldești	82,8	9,3	4,0	2,6	1,3	-	-	-	-
	Mărgineni	74,0	10,0	7,1	4,5	4,4	-	-	-	-
	Sărmășel	96,4	1,8	1,6	0,2	-	-	-	-	-

I.3.3. Traitement du gaz naturel

A sa sortie du gisement, le gaz naturel est inutilisable en cet état. Essentiellement constitués de méthane, il contient en effet, selon sa provenance, une quantité variable d'autres composants dont certains sont impropres à la distribution. Le gaz naturel va donc subir une série de traitements dont la finalité est triple : éliminer les éléments nocifs, augmenter son PCI et donner au gaz son odeur caractéristique. Le traitement du gaz naturel consiste à séparer l'eau, les gaz acides et les hydrocarbures lourds, afin d'adapter le gaz aux spécifications commerciales ou de transport. La répartition de ces opérations entre le gisement et le point de livraison est dictée par des facteurs économiques. Il est habituellement préférable de n'exécuter sur la plate-forme d'extraction de gaz naturel que les opérations qui permettent le transport du gaz. Au cours de traitement, le gaz naturel passe par plusieurs étapes telles que le séchage, la désulfuration, le dégazolinage et l'odorisation [1].

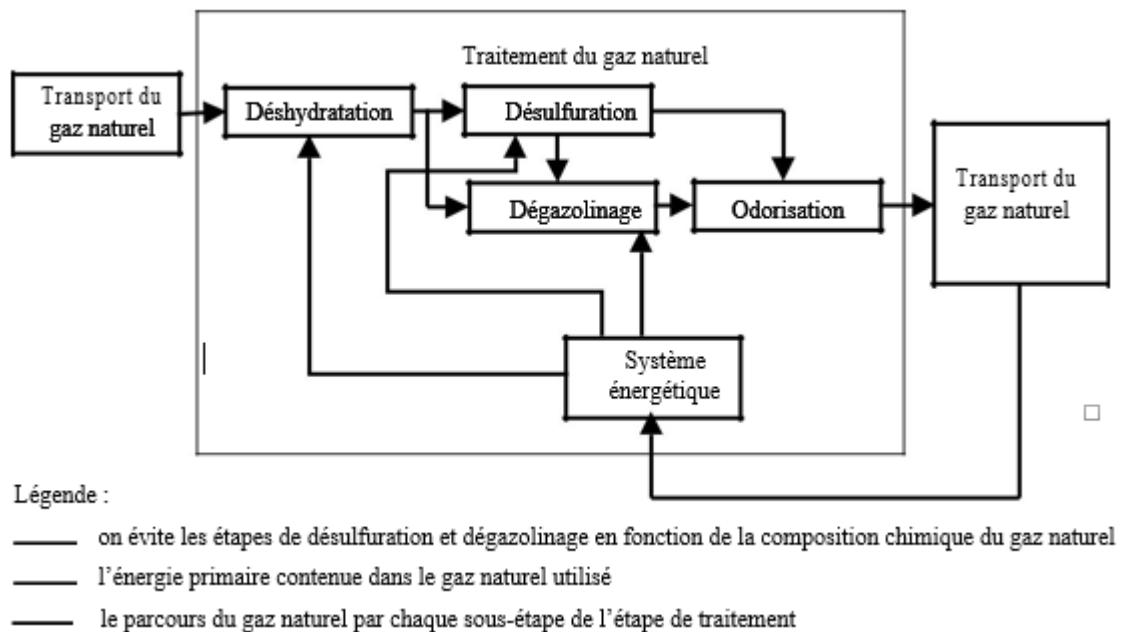


Fig. 7 : L'étape de traitement du gaz naturel [13].

La deuxième étape de traitement consiste dans l'élimination des composés sulfurique et d'hydrocarbures liquides. Le gaz naturel et ses différentes fractions peuvent être transportés sous diverses formes [1] :

- le gaz naturel comprimé est transporté par gazoduc.
- le gaz naturel liquéfié est transporté par méthanier.

Chacun de ces modes de transport comporte une succession d'étapes

I.3.3.1 Les conditions imposées par le consommateur

Le gaz naturel utilisé n'est pas tout à fait celui qui a été extrait. Pour prétendre au titre de combustible, le gaz naturel doit être « sec », c'est à dire de ne contenir ni eau ni hydrocarbure à l'état liquide. Débarrassé de ses composés acides ou de ses éléments toxiques, le gaz naturel doit avoir un pouvoir calorifique et une densité constante. C'est la mission dévolue au traitement dont l'objet est par ailleurs de récupérer séparément, le cas échéant, les hydrocarbures qui pourraient être commercialisés comme l'éthane, les G.P.L. (gaz de pétrole liquéfiés) ou l'hydrogène sulfuré (H₂S) [1].

La variété de composition des gaz naturels implique une diversité semblable de traitement. Ainsi, la désulfuration concerne tous les gaz qui ont une quantité importante de soufre, tandis que le dégazolinage est réalisé à grande échelle pour les gaz qui contiennent notamment des hydrocarbures liquides lourds. En revanche, tous les gaz naturels font l'objet d'une opération de séchage destinée à éliminer l'eau qu'ils contiennent naturellement [1].

Sorti du puits à une pression de plusieurs centaines de bars et à plus de 100 °C, le gaz naturel subit une détente qui ramène sa pression autour de 80 bars et sa température à peu près de 50 °C. Il suit alors les opérations de traitement suivantes [1] :

- désulfuration,
- déshydratation,
- dégazolinage,
- l'odorisation

I.3.4. Transport du gaz naturel

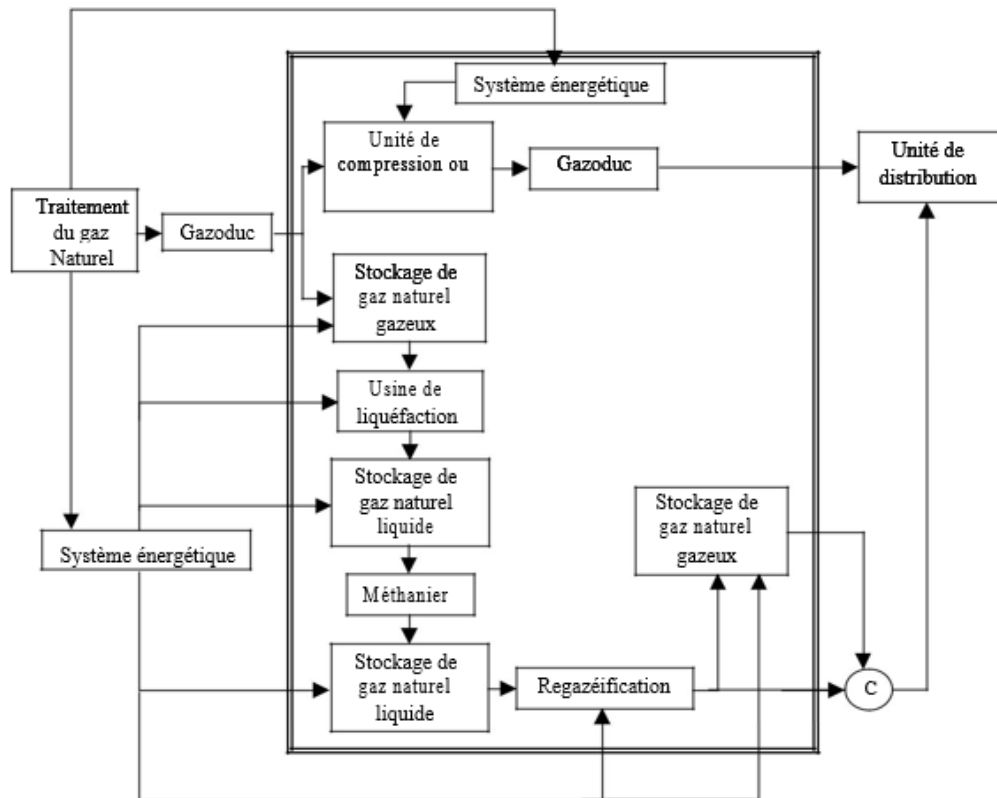
Une fois extrait du sous-sol et épuré, le gaz naturel doit être acheminé vers les zones de consommation, parfois extrêmement éloignées du lieu de production. Donnée fondamentale pour l'approvisionnement des pays consommateurs, le transport est effectué

soit par gazoducs en phase gazeuse, soit par méthanier sous forme de gaz naturel liquéfié (G.N.L.) [1].

I.3.4.1. Gazoducs

Le gaz naturel doit être comprimé sous haute pression avant d'être transporté par gazoduc. Pour ce type de transport, les spécifications de transport visent à prévenir la formation d'une phase liquide, le bouchage des canalisations par les hydrates, et une corrosion excessive. Pour un gaz commercial, les spécifications sont plus strictes et comprennent aussi une fourchette limitée par le pouvoir calorifique. Le contenu maximal d'azote dans un gaz traité est habituellement très faible. La croissance du transport du gaz naturel par gazoduc a mené à l'établissement d'un vaste réseau de gazoducs dans le monde entier. La longueur totale des gazoducs à l'échelle mondiale est d'environ deux fois la longueur utilisée pour le transport du pétrole brut, et dépasse les 600 000 milles [1].

La conception des gazoducs comporte les étapes suivantes : Au départ, une tâche importante est le choix du tracé. Un fond marin accidenté, des sols durs ou très mous et des icebergs sont des zones à éviter. Il faut envisager l'utilisation des matériaux convenant aux gazoducs en fonction de ses propriétés et de la température des fluides. Il faut choisir entre des canalisations souples ou rigides, de l'acier ordinaire, de l'acier inoxydable ainsi que des canalisations gainées et chemisées. Le concepteur doit étudier les matériaux pour les revêtements de béton, les joints et l'isolation thermique. Ensuite, les gazoducs sont enterrés à un mètre de profondeur ou bien immergés. Ils sont constitués par des tubes en acier épais de quelques millimètres et de 0,9 à 1,40 m de diamètre, soudés les uns aux autres. Dans ces canalisations, le gaz naturel circule à 30 km/h sous l'effet de la différence de pression existant entre le gisement (ou bien l'étape de traitement) et les points de consommation. Pour maintenir cette haute pression d'environ 70 bars, des stations de compression sont installées tous les 80 à 120 km [1].



Légende :




-  - collecteur du gaz naturel ;
-  - énergie électrique utilisée soit pour transporter le gaz naturel gazeux soit pour le stocker soit pour le liquéfier ;
-  - énergie primaire contenue dans le gaz naturel utilisée pour la production d'énergie électrique

Fig.8 : Transport du gaz naturel [13].

L'intérieur des tubes est régulièrement nettoyé par des pistons racleurs qui chassent dépôts et impuretés de façon à conserver au gaz naturel sa célérité. En surface, des inspections périodiques sont effectuées pour détecter d'éventuelles fuites. La gestion des mouvements de gaz du réseau est assurée par le centre de répartition national au moyen d'un système de conduite entièrement informatisé [1].

Le réseau de transport s'arrête où commence celui de distribution, c'est-à-dire aux portes des villes, communes et villages. Les gazoducs cèdent alors la place à des conduites plus petites où la pression est moindre. Toutefois certains industriels gros consommateurs sont alimentés directement par le réseau de transport. Le réseau de transport qui part du gisement ne s'arrête pas aux frontières des pays. C'est un véritable lien physique qui relie une zone de production et un espace de consommation constitué d'une pluralité de pays. A partir des années 1970, les sociétés gazières internationales s'emploient à réaliser des

interconnexions entre leurs réseaux respectifs. Une imbrication qui s'explique par le caractère spécifique du commerce gazier [1]:

- coût du transport au niveau élevé des investissements
- rigidité des contrats de fourniture
- recherche de rentabilité et de sécurité de l'approvisionnement.

I.3.4.2. Méthaniers

Le gaz naturel liquéfié doit demeurer liquide à la pression atmosphérique. La température à laquelle le gaz naturel est stocké sous forme liquide est proche de point de l'ébullition du méthane. Le gaz est liquéfié sous pression, puis il subit un sous - refroidissement pour rester liquide à la pression atmosphérique. La liquéfaction est effectuée à une pression déterminée par des facteurs économiques. Une pression plus élevée réduit l'énergie nécessaire pour liquéfier le gaz naturel puisque la plage des températures monte au cours du processus de liquéfaction. Le gaz naturel est liquéfié au cours d'un intervalle de température en fonction de la présence d'hydrocarbures autre que le méthane. La température initiale de liquéfaction est plus élevée pour un contenu d'hydrocarbures lourds. Par exemple, il peut commencer aux environ $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ et continuer jusqu'à une température proche de celle où le méthane sous pression atteint un équilibre vapeur – liquide (autour de $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$) [1].

La troisième phase liquide obtenue subit ensuite un sous – refroidissement jusqu'au point d'ébullition du gaz naturel liquéfié à la pression atmosphérique, [12]. Acheminé par gazoduc depuis le gisement jusqu'au port d'embarquement, le gaz naturel est liquéfié par refroidissement à -163°C . Il est alors stocké dans des réservoirs avant d'être chargé sur le méthanier. A son arrivée au terminal de réception, le gaz naturel liquéfié est stocké. Il est regazéifié qu'au moment d'être injecté dans le réseau, par compression puis réchauffement. Redevenu gazeux, il reprend son volume initial. La maîtrise de ce procédé et la construction des méthaniers ont permis de créer une chaîne de transport G.N.L. En résumé, le transport par méthanier comprend les principales étapes suivantes, [14]:

- traitement et transport par gazoduc vers la cote.
- traitement du gaz produit pour répondre aux spécifications de liquéfaction.

- liquéfaction du gaz naturel, accompagnée éventuellement de fractionnement (séparation des hydrocarbures lourds).
- stockage et chargement (le terminal).
- transport par méthanier.
- réception (installations qui aide à la décharge) et stockage.
- regazéification.

La mer constitue une contrainte pour le transport du gaz naturel. Trop profonds, certains fonds rendent impossible la pose d'un gazoduc sous- marin et le transit du gaz naturel par bateau en phase gazeuse n'est pas rentable. Seule la réduction du volume du gaz par sa liquéfaction peut rendre économique son transport par bateau. Le trafic de GNL représente aujourd'hui plus de 30 % des échanges internationaux de gaz naturel [15].

I.3.4.3.L'investissement dans les solutions de transport du gaz naturel

On présente dans le tableau suivant le coût total des investissements pour un système de transport, y compris le traitement, le chargement et la réception [1].

Etapas de transport	2,83 10 ⁶ m ³ / jour		5,66 10 ⁶ m ³ / jour		11,32 10 ⁶ m ³ / jour		14,15 10 ⁶ m ³ / jour	
	Gazoduc	Méthanier	Gazoduc	Méthanier	Gazoduc	Méthanier	Gazoduc	Méthanier
Traitement et chargement	21	775	41	1550	83	3101	103	3876
Transport	348	225	447	225	547	450	597	450
Réception	25	41	25	83	25	165	25	207
Total	394	1042	514	1858	655	3716	725	4533
Système de transport	Gazoduc de 355,6 mm *	1 méthanier	Gazoduc de 457,2 mm	1 Méthanier	Gazoduc de 558,8 mm	2 méthaniers	Gazoduc de 609,6 mm	2 Méthaniers

Tableau. 2 : Investissement pour un système de transport pour divers débits

(Millions de dollars), [16]* - il s'agit du diamètre de gazoduc

L'analyse porte sur 4 niveaux de débit de gaz, allant de 2,83 10⁶ m³/jour (petite exploitation à gisement unique) jusqu'à un maximum de 14,15 10⁶ m³/jour (l'équivalent d'une exploitation à gisements multiples). On constate que, globalement, la filière de transport par méthanier ne représente pas une option économique viable [16].

En revanche, si on regarde que l'étape de transport proprement dite, la solution par gazoduc est plus chère que la solution par méthanier. Mais l'analyse doit tenir compte de l'étape de traitement et de chargement du gaz naturel ainsi que de l'étape de réception de gaz naturel, [17].

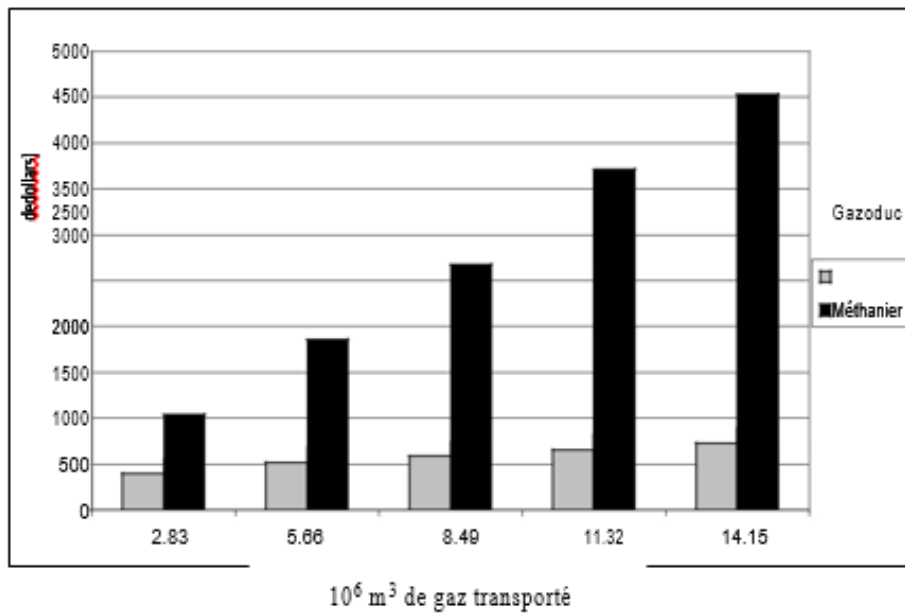


Fig. 9 : Comparaison des coûts globaux entre les deux modes de transport [1]

I.3.5. Stockage du gaz naturel

Les réservoirs de gaz naturel sont des régulateurs tampons qui adaptent l'offre à la variation des consommations tout au long de l'année. Mais, à la différence des citadelles en béton, les réservoirs cachés sous terre échappent à nos regards. Ils sont soit situés en nappe aquifère et pourvue d'une structure semblable à celle d'un gisement naturel, soit créés par l'homme dans des cavités salines. Ces deux types de stockage sont complémentaires, quatorze d'entre eux ponctuent le sous-sol français tandis qu'en Roumanie il n'y a pas que de stockage dans des gisements épuisés [1].

Il est difficile de bien faire correspondre les approvisionnements en gaz naturel et les besoins des consommateurs. En effet, la consommation de gaz naturel suit les aléas du climat. Entre la journée la plus creuse de l'été et le jour le plus chargé de l'hiver, elle peut évoluer dans un rapport de 1 à 8. Pour assurer en permanence l'équilibre entre les ressources et la demande, on a créé un ensemble de réservoirs souterrains dont l'une des fonctions stratégiques est aussi de garantir la fourniture à la clientèle en cas de défaillance d'une source d'approvisionnement. L'industrie du gaz naturel est née aux Etats-Unis. Très tôt les Américains ont imaginé les formes de stockage possibles et songent à utiliser les gisements épuisés comme réservoirs souterrains. Les Européens, dont l'industrie gazière est plus récente, n'ont pratiquement pas de gisements épuisés. Ils ont donc eu l'idée d'équiper des structures géologiques favorables [1].

Les réservoirs souterrains sont de deux natures, suivant qu'ils sont réalisés dans une cavité saline ou en nappe aquifère, technique la plus ancienne. Ces deux types de réservoirs complémentaires permettent une gestion optimale des besoins en gaz naturel [1].

I.3.5.1. Les réservoirs en nappe aquifères

Pour concevoir un réservoir en nappe aquifère il faut trouver, entre 400 m et 1200 m de profondeur, une structure géologique présentant des caractéristiques identiques à celles d'un gisement, à savoir une roche poreuse et perméable imprégnée d'eau susceptible de contenir le gaz, et une roche de couverture imperméable [1].

Premièrement, on injecte un gaz inerte sous une pression qui chasse l'eau et assure l'étanchéité du réservoir vers le bas. Le gaz naturel de densité moins forte prend place au-dessus, bien calé sous la roche couverture. Une dizaine d'années sont nécessaires pour remplir entièrement le réservoir car il faut une injection relativement lente, mais il est exploitable dès la première année. Par la suite, il est rempli en été et utilisé, si nécessaire, tout au long de l'hiver pour compléter les approvisionnements [1].

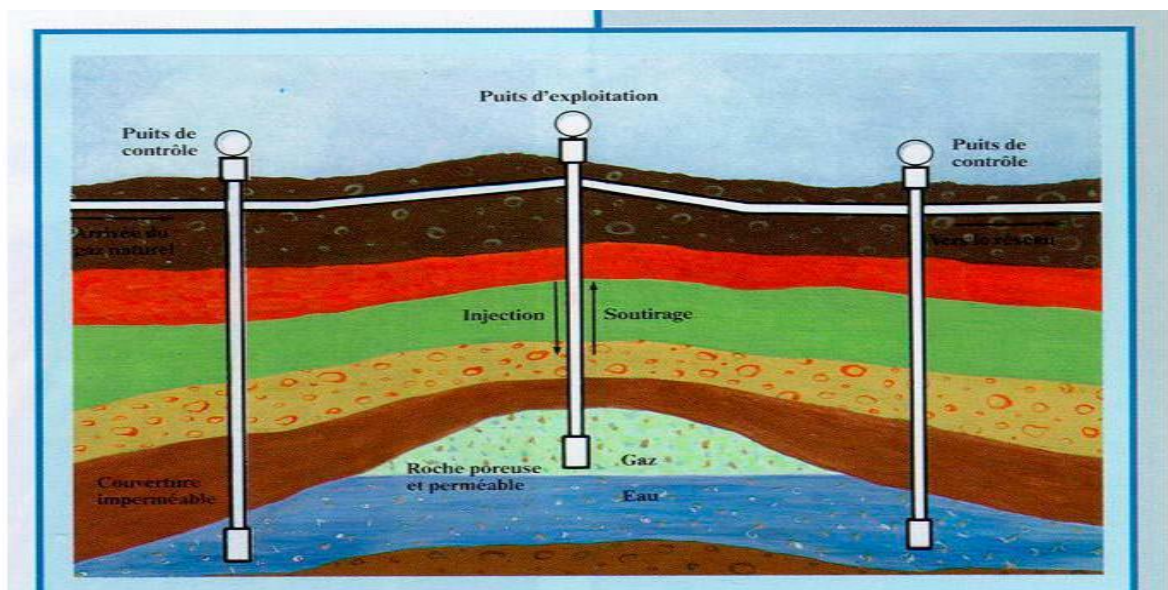


Fig.10 : Les réservoirs en nappe aquifère [7].

Les stockages de ce type offrent les plus grandes capacités avec 2,5 à 7 milliards de m³ et sont donc particulièrement adaptés pour fournir le gaz naturel en période hivernale. Toutefois, leur capacité utile ou la quantité de gaz naturel réellement utilisée, est sensiblement moindre. Il est nécessaire de prévoir un coussin de gaz occupant environ la

moitié du volume total de stockage pour éviter que l'eau ne reprenne sa place dans la roche réservoir lors du soutirage [7].

I.3.5.2. Les réservoirs en cavités salines

Choisies à cause de leurs qualités de «plasticité », les cavités salines présentent la particularité de supporter des pressions importantes sans se fissurer mais en se déformant.

Aussi, les réservoirs sont-ils créés dans d'épaisses couches de sel par 1 000 à 1 500 m de profondeur, sans contrainte de porosité, ni de perméabilité. Cependant, on privilégie généralement des dépôts géologiques comportant un massif salifère inférieur composé de sel gemme et d'une couverture de marnes étanches (argiles). Par injection d'eau, on lessive le sel et l'évacuation de la saumure génère de vastes cavités où le gaz naturel est stocké à une pression élevée. Il est soutiré par simple détente. Plusieurs cavités hautes d'une centaine de mètres sont nécessaires pour constituer un stockage. Il faut environ trois ans de lessivage pour une cavité de 200 000 m³ de volume. Par rapport au stockage précédent, la capacité n'est que de 0,65 milliard de m³, en revanche celui-ci offre la possibilité de prélever brièvement mais très rapidement de grandes quantités de gaz en période de pointe. Le stockage de gaz naturel en cavité saline peut être interrompu à tout moment. Le réservoir est alors « dégonflé » sans risque, ni pour les couches géologiques en profondeur, ni pour l'environnement à la surface [1].

Pour trouver des structures géologiques favorables on utilise des méthodes identiques à celles de la recherche d'un gisement. La recherche d'un site adéquat demande entre 2 et 5 ans.

Un autre type de stockage de gaz naturel est constitué par les anciens sites on shore. Après que le gaz naturel a été extrait ce type de gisement est le lieu parfait pour stocker le gaz naturel.

Pour le transport en méthaniers, les deux types de stockage sont utilisés [1] :

- des réservoirs cryogéniques ;
- des réservoirs en béton.

I.3.6. Distribution du gaz naturel

Le réseau de distribution prend le relais du réseau de transport. Les gazoducs cèdent la place aux canalisations de moyenne ou basse pression, pour conduire le gaz naturel à travers villes et villages et assurer l'alimentation de la clientèle domestique et professionnelle [1].

Au début du XIX siècle, le gaz alimente déjà quelques villes par un réseau de canalisations souterraines. Il s'agit alors de gaz manufacturé, circulant à basse pression et utilisé pour l'éclairage des rues et des foyers. Les différentes conduites qui serpentent sous nos pieds sont enterrées à 80 centimètres de profondeur en moyenne, de préférence sous les trottoirs pour éviter les vibrations et les affaissements dus à la circulation automobile. Leur diamètre varie entre 35 millimètres et un mètre. Toutes ces conduites forment un maillage qui assure la sécurité d'alimentation [1].

Les réseaux de transport sont comme des boulevards. Dans ces gazoducs, le gaz naturel circule à haute pression (70 bars). Après un passage au poste détente, partent les avenues, c'est-à-dire les réseaux de moyenne pression (4 bars) qui délivrent le gaz, soit directement chez les clients comme dans les installations récentes, soit vers d'autres rues ou réseaux de basse pression (20 mbar). Ces derniers réseaux qui nous fournissent le gaz à la pression nécessaire à la l'alimentation de nos appareils domestiques : cuisinière, chauffe d'eau, etc., tendent à disparaître au profit des réseaux de moyenne pression et ce pour des raisons de sécurité [1].

Dans les réseaux récents, le gaz naturel, livré en moyenne pression, est donc détendu directement chez l'utilisateur au moyen d'un détendeur individuel ou bien au niveau de l'immeuble par un détendeur collectif. Entre les tuyaux en bois à l'origine et les conduites en polyéthylène qui composent plus de 30 % de réseau de distribution actuel, bien des métaux ont été utilisés. La tôle bitumée d'abord, puis la fonte grise, abandonnée parce que trop cassante, au profit d'une fonte offrant une meilleure résistance aux diverses contraintes mécaniques. En 1960, l'arrivée de l'acierla supplante à son tour, avant qu'elle-même ne soit finalement détrônée par le polyéthylène. Ce matériau moins onéreux, plus facile à poser, est assemblé par raccords électro-soudables [1].

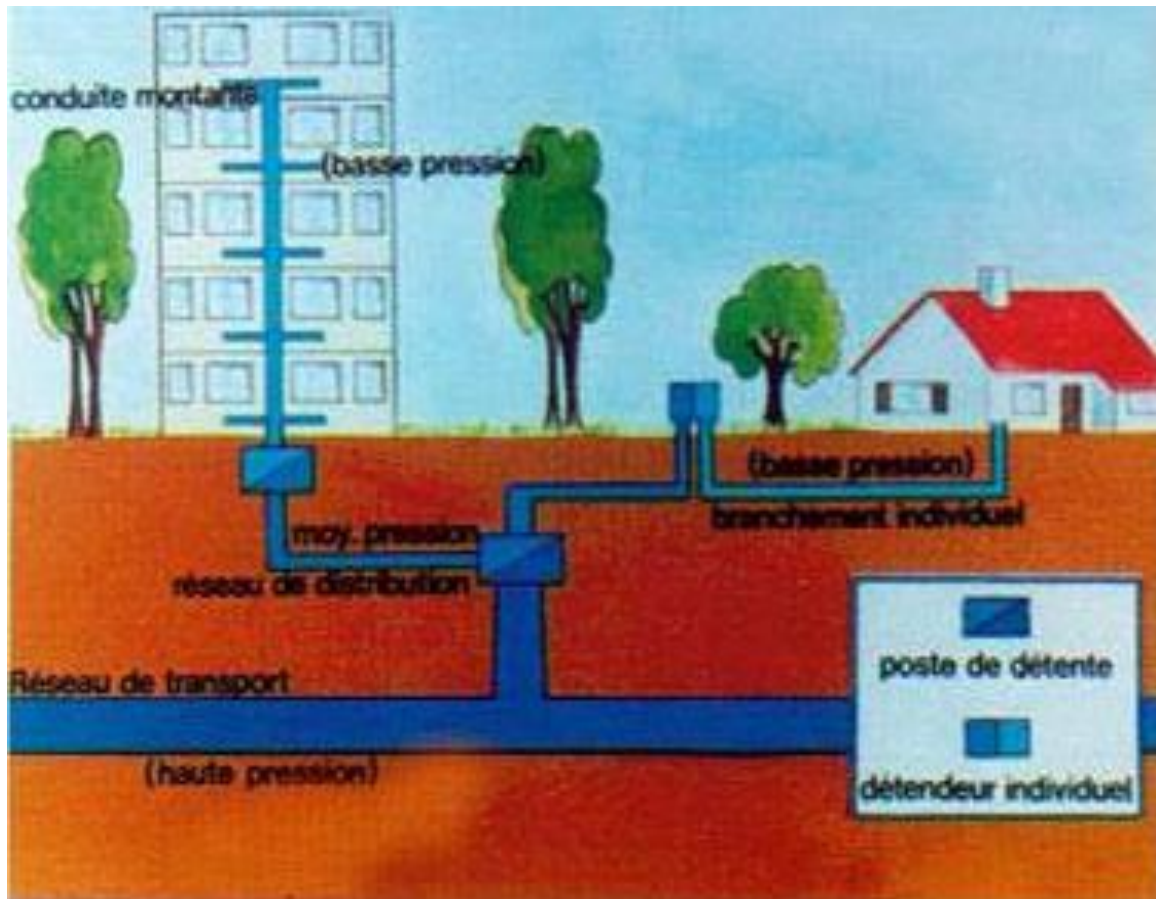


Fig. 11 : Schéma de distribution du gaz naturel dans les villes [7].

I.3.7. Procédés d'utilisation du gaz naturel

Le gaz naturel est utilisé d'une façon générale soit pour être brûlé et produire de l'énergie électrique ou thermique ou les deux soit comme matière première pour l'industrie. Etant donné que l'objectif principal de l'étude consiste dans le choix de la solution énergétique optimale, l'étude va se concentrer sur la production de l'énergie électrique et thermique [1].

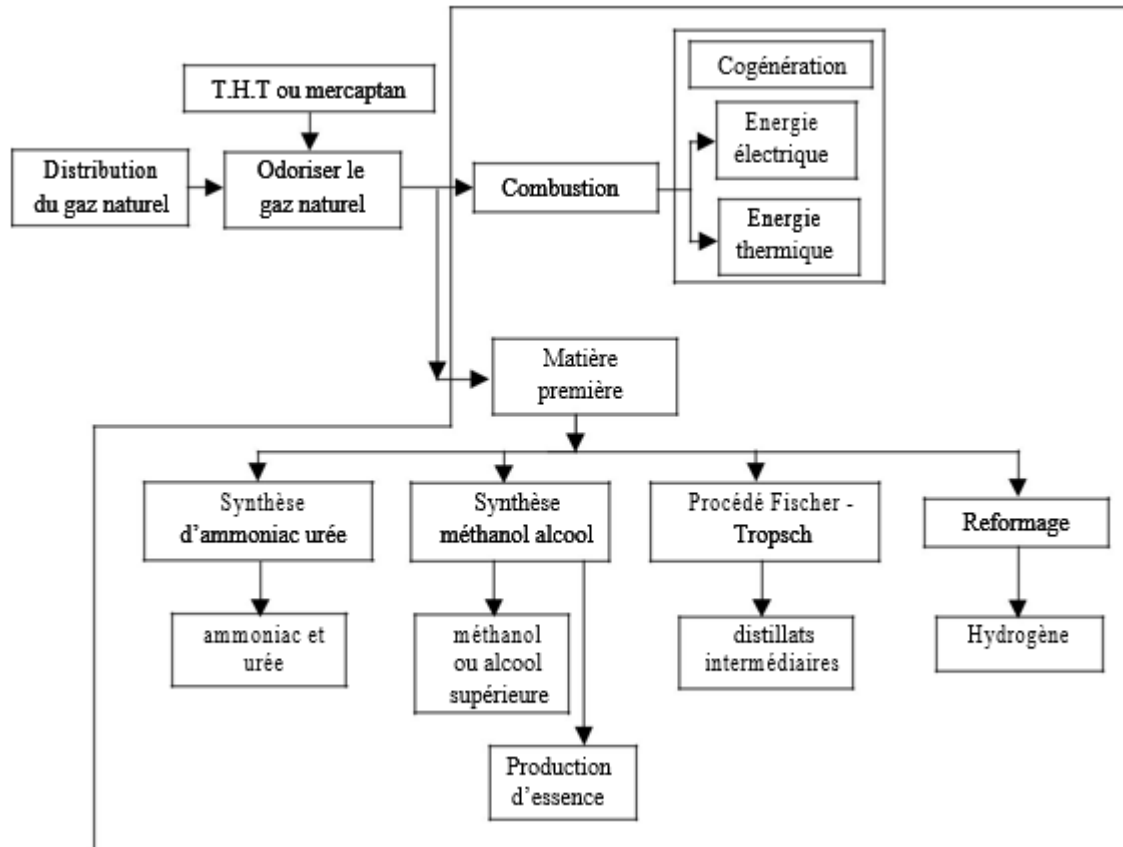


Fig. 12 : L'utilisation du gaz naturel [13]

1.4 Le pétrole

Énergie fossile "redécouverte" au XIXe siècle, le pétrole est en fait présent dans la nature depuis toujours. Déjà les textes bibliques en parlent sous le nom de "bitume". Il sert longtemps à rendre étanche la coque des bateaux [18].

Depuis l'Antiquité, il est repéré au Moyen-Orient et dans d'autres parties du monde quand il suinte à la surface du sol. Mais personne ne se doute, jusqu'en 1859, qu'il deviendra une source d'énergie capable d'engendrer une véritable révolution industrielle et de faire entrer l'humanité dans les temps modernes [18].

1.4.1 Pétrole et chimie

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures (molécules formées d'atomes de carbone et d'hydrogène) et de molécules, appelées résines et asphaltènes, contenant également d'autres atomes, principalement du soufre, de l'azote et de l'oxygène. Certains de ces constituants sont, à température et à pression ambiantes, gazeux (méthane, propane, etc.), liquides (hexane, heptane, octane, benzène etc.) et parfois solides (paraffines, asphaltes, etc.). Le

pétrole contient des millions de molécules différentes qu'il va falloir fractionner et transformer chimiquement pour obtenir des produits utilisables [18].

1.4.2 Les qualités intrinsèques du pétrole

Comparé aux autres sources d'énergie utilisées par l'homme avant sa découverte, c'est d'abord une source d'énergie dense : elle offre une grande quantité d'énergie pour un faible volume. C'est aussi une source d'énergie liquide : facile à pomper, à stocker, à transporter et à utiliser. Ces qualités lui permettront de détrôner rapidement le charbon pendant la première moitié du XXe siècle dans tous ses grands domaines d'utilisation : industriel, domestique et, par-dessus tout, dans le domaine des transports [18].

1.4.3 Le pétrole, à quoi ça sert ?

Le pétrole est devenu, à partir des années 50, la première source d'énergie dans le monde. Sa forte densité énergétique en fait la matière première des carburants qui alimentent les transports (voitures, camions, avions, etc.) [18].

C'est aussi une matière première irremplaçable utilisée par l'industrie de la pétrochimie pour un nombre incalculable de produits de la vie quotidienne : matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, etc. Le pétrole sert aussi comme combustible dans le chauffage domestique et comme source de chaleur dans l'industrie, mais dans une moindre mesure, en raison des chocs pétroliers de 73 et 79 et de la montée en puissance du nucléaire, et du gaz naturel, pour la production d'électricité. On assiste également aujourd'hui à un recours accru au charbon pour la production d'électricité [18].

1.4.4 Les produits dérivés du pétrole

Sont essentiellement les principaux polymères et leurs applications [18].

1.4.4. a PVC : Polychlorure de vinyle, application tuyaux rigides (gouttières etc.), gaines électriques, profilés, huisseries (fenêtres). Jadis les disques 33, 45 et 78 tour.

1.4.4. b Polyéthylène basse densité : objets pour l'industrie automobiles, sacs d'emballage supermarché, films (travaux publics), tuyaux et profilés, sacs poubelles, articles injectés (ménagers et jouets), sacs congélation [18].

1.4.4.c Polyéthylène haute densité : Bouteilles et corps creux, tuyaux, fibres, objets moulés par injection [18].

1.4.4.d Le PTFE (Polytetrafluoroéthylène) : revêtement des poêles Tefal, + applications autres en chimie etc [18].

1.4.4. e Polypropylène : Articles moulés par injection pour industries automobile, électroménager, ameublement, jouet, électricité, alimentation boîtes et bouteilles diverses, fils, cordages, films, sacs d'emballage, boîtier de phare, etc. [18].

1.4.4.f Polystyrène et copolymères associés (ABS) : Emballage (barquettes blanches) Bâtiment (isolation polystyrène expansé), Bic Cristal (transparent), automobile, électroménager, ameublement (bureau et jardin), jouets, bagages, emballages pour cosmétiques médicaments et produits alimentaires, contre portes de frigo[18].

1.4.4.g Polyisobutène encore appelé caoutchouc butyle : applications chambres à air [18].

1.4.4.h Polybutadiène (BR): Utilisé principalement pour la fabrication des pneus [18].

1.4.4.i SBR : Styrene butadiene rubber ou encore caoutchouc synthétique (latex par exemple) Styrene + butadiene (élastomères) dont les applications pneus + Joints, amortisseurs, tapis transporteurs, semelles, garnitures de pompes, rentre aussi dans la composition des bitumes pour rendre le revêtement plus souple [18].

1.4.4.k Les acrylates et méthacrylates : Poly(méthyle méthacrylate) PMMA. Applications en peintures, revêtement de surface, fibres, adhésifs, encres, verrières (vitrages caravanes, avions bateaux), verres de lunettes, lavabos, baignoires cabines de douches [18].

1.4.4.l Polyamides : Famille des Nylons : 6-6, 6 et 11, 12. Fibres d'habillement, pièces mécaniques de frottements, réservoir à essence, seringues. Kevlar tissé (gilet pare balles) [18] .

1.4.4.m Fibres et résines Polyesters : à partir de l'acide téréphtalique (ex para-xylène)+ éthylèneglycol (Fibre Tergal), Poly(éthylène téréphtalate PET) pour bouteilles[18] .

1.4.4.n Les polyuréthanes : Polycondensation de diisocyanate et de diols. Exemple : ex TDI (toluène diisocyanate), MDI diphenylméthane 4-4 diisocyanate, ou HMDI (version

hydrogénée) et pour les diols (PEG polyéthylène glycol ou polypropylène glycol, PPG), dont les applications moussses rigides (isolation thermique et phonique) et semi-rigides (rembourrage ameublement, garnissage des fauteuils), etc., revêtements et adhésifs, vernis peintures. En enduction pour rideaux, tentures, bâches et stores. + Simili cuir [18].

1.4.4.o Polycarbonate : rentre dans la composition des gilets pare balles, casques de motos, bidons, bouteilles biberons, moulinet de canne à pêche, verre de sécurité, boîtier photos, feux clignotants, etc... [18].

1.5 Les hydrocarbures non conventionnels

Les hydrocarbures non conventionnels prennent une place grandissante dans l'approvisionnement mondial en hydrocarbures, Mais de quoi s'agit-il exactement ?

1.5.1 Définitions des hydrocarbures non conventionnels

Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels sont de même type, il s'agit dans les deux cas de pétrole et de gaz provenant de la transformation de matière organique. Mais les Pourquoi parle-t-on d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels ?

La distinction entre hydrocarbures conventionnels et non conventionnels tient aux conditions de leur extraction du sous-sol.

Il s'agit dans les deux cas des mêmes types d'hydrocarbures, **c'est-à-dire de pétrole et de gaz**, issus de la transformation de la matière organique contenue dans une roche – la roche mère – suite à l'augmentation de la température et de la pression lors de son enfouissement au cours des temps géologiques [18].

Une part des hydrocarbures produits dans la roche-mère en ont été expulsés, puis ont migré vers la surface terrestre, cette migration a parfois été stoppée par une roche imperméable (roche couverture) et les hydrocarbures se sont alors accumulés sous cette roche couverture, dans les interstices (pores) d'une roche poreuse et perméable (roche réservoir), pour y former des gisements [18].

Classiquement, l'industrie pétrolière exploite les roches réservoirs les plus perméables, au sein desquelles les hydrocarbures sont concentrés, en y forant des puits par lesquels les

hydrocarbures remonteront (ou seront remontés) à la surface. Les techniques employées sont dites "conventionnelles" et, par extension, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "**hydrocarbures conventionnels**" [18].

L'autre part des hydrocarbures produits dans la roche-mère, parfois importante, y sont restés piégés. Les roches-mères, très peu perméables et dans lesquelles les hydrocarbures sont disséminés, ont longtemps été considérées comme inexploitable. Il en était d'ailleurs de même des roches réservoirs les moins perméables. L'extraction des hydrocarbures piégés dans ces roches requiert la mise en œuvre de technologies spécifiques, dites "non conventionnelles" et, par extension là-aussi, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "**hydrocarbures non conventionnels**" [18].

Les hydrocarbures non conventionnels incluent également les sables bitumineux, pétroles lourds et extra-lourds, dans ces derniers cas, c'est **la qualité du pétrole, très visqueux, qui ne permet pas une exploitation "conventionnelle"**[18].

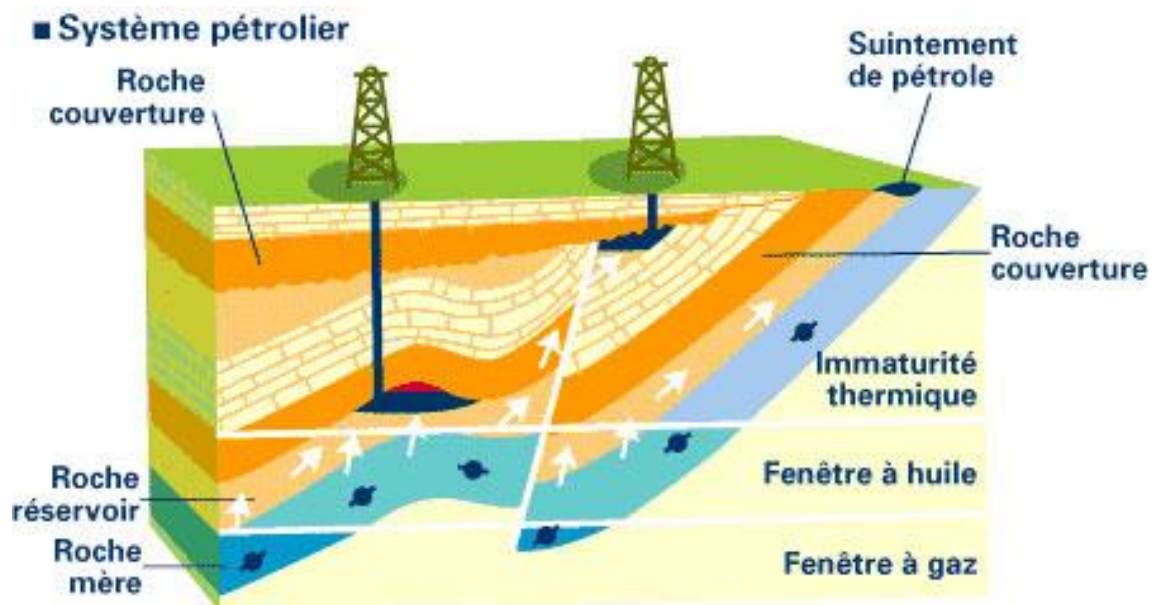


Fig.13 : Le système pétrolier [18]

1.5.2 Pétroles et gaz conventionnels et non conventionnels :

Peuvent-ils coexister dans un même bassin sédimentaire les deux types ?

Les hydrocarbures contenus dans un bassin sédimentaire sont issus de la transformation de la matière organique contenue dans une roche - la roche-mère – sous l'effet de l'augmentation de la température et de la pression lors de son enfouissement au cours des temps géologiques [18].

Généralement, une part des hydrocarbures générés au sein de la roche-mère en ont été expulsés et ont pu s'accumuler ailleurs, dans une roche réservoir sous une roche couverture, pour y former des gisements conventionnels [18] .

Les deux types d'hydrocarbures, conventionnels et non conventionnels, peuvent donc coexister dans un même bassin sédimentaire.

C'est le cas du bassin de Paris où la roche mère contient sur sa bordure orientale des "schistes bitumineux", et dans sa partie centrale des "pétroles de schiste". Cette même roche mère a fourni les hydrocarbures liquides qui ont migré vers les roches réservoirs pour former les gisements de pétrole conventionnels exploités depuis des dizaines d'année [18].

1.5.3 Quelles relations entre schiste bitumineux, pétrole de schiste et gaz de schiste ?

Dans ces trois cas, les hydrocarbures sont piégés dans la roche mère. Cette dernière est généralement une roche argileuse présentant un aspect feuilleté, d'où son appellation de "schiste" et les expressions "huile et gaz de schiste" qui en découlent [18].

La différence entre ces hydrocarbures tient à **la maturité de la roche-mère** acquise par son enfouissement lors des temps géologiques [18].

- **Si l'enfouissement est faible**, la matière organique n'a pas eu le temps de se transformer en pétrole (la roche mère est dite immature) : c'est le cas des schistes bitumineux.
- **Si l'enfouissement est de l'ordre de 2000 à 3000 mètres**, la roche-mère a été portée à une température suffisante pour générer du pétrole : on a alors à faire à des pétroles de schiste.

- **Avec un enfouissement plus important**, la matière organique se transforme en pétrole, puis en gaz : on a alors à faire à des gaz de schiste.

1.5 .4 Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels

Plusieurs types d'hydrocarbures liquides, ou pétroles, sont dits non conventionnels [18]

:

- **les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir (Tight oils, pétroles lourds ou extra-lourds, sables bitumineux).**
- **les pétroles non conventionnels contenus dans une roche mère (schistes bitumineux, pétrole de schiste).**

1.5 .5 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir

1.5 .5 .a • "Tight oils"

Ce sont des pétroles contenus dans des réservoirs de mauvaise qualité généralement inter stratifiés dans les niveaux de roche-mères. Ils sont appelés "Tight" (compacts) par abus de langage et raccourcissement de l'expression "huiles de réservoirs compacts" [18].

1.5 .5 .b • Les pétroles lourds ou extra-lourds

Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur **forte densité** et de leur **très forte viscosité** qui rend impossible une extraction classique, et cela même s'ils sont contenus dans des réservoirs de bonne qualité. Dans la majorité des cas, il s'agit de gisements autrefois conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. Les principales réserves de pétroles lourds ou extra-lourds se situent au Venezuela [18].

1.5 .5 .c • Les sables bitumineux

Les sables bitumineux sont composés de sable et de bitume, ils forment un mélange d'hydrocarbures très visqueux, voire solide à température ambiante. Là encore, on peut penser qu'il s'agit d'un gisement conventionnel qui a été porté en surface par l'érosion ou par des mouvements tectoniques. L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extra-lourds. Les principales réserves de sables bitumineux se trouvent au Canada [18].

1.5 .6 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère

Une roche-mère est généralement une roche argileuse présentant un aspect feuilleté, d'où son appellation de "schiste" et les expressions "huile et gaz de schiste" [18].

1.5 .6. a • Les schistes bitumineux (Oil shales)

Les schistes bitumineux consistent en une roche-mère de très bonne qualité, mais qui n'a pas été suffisamment enfouie pour que la matière organique se transforme en pétrole. On exploite ces schistes en carrières ou en mines, puis on chauffe ces roches à fortes températures (450° C) pour recueillir l'huile produite (on fait ce que la nature n'a pas encore eu l'occasion de faire). **Le rendement énergétique de ce type de pétrole non conventionnel n'est pas bon**, une grande partie de l'énergie produite servant à chauffer la roche. De plus, **l'impact environnemental** tant sur le paysage (carrières, terrils de mines) que sur la consommation d'eau ou le rejet de gaz à effet de serre **est important**. La production de ce type de pétrole est extrêmement faible et n'a connu un développement notable que dans les périodes de crise, c'est le fameux "pétrole de guerre"[18].

1.5 .6.b • Les pétroles de schistes (shaly oil)

L'enfouissement de la roche-mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides, mais ceux-ci sont restés totalement ou partiellement piégés dans la roche-mère. L'exploitation de ces hydrocarbures liquides piégés dans un milieu non poreux et imperméable nécessite l'utilisation de techniques particulières : forages horizontaux et fracturation hydraulique. L'exploitation de ces pétroles de schiste n'a été rendue possible que par les avancées technologiques mises au point sur les gaz de schiste [18].

Actuellement, seuls les bassins de Williston (à cheval sur les USA et le Canada) et d'Eagleford (Texas) produisent ce type d'hydrocarbure non conventionnel, la production a commencé au début des années 2000 et se développe très rapidement [18].

Le succès de ce type de production a amené les compagnies pétrolières à s'intéresser à d'autres bassins sédimentaires.

1.5.7 Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels

Que ce soit du gaz conventionnel ou non-conventionnel, il s'agit principalement de méthane (CH₄) issu de la transformation de la matière organique contenue dans une roche (la roche-mère) sous les effets de l'augmentation de la température et de la pression lors de son enfouissement au cours des temps géologiques [18].

On produit aussi des "gaz humides" comme l'éthane, le butane et le propane.

1.5 .8 Plusieurs types de gaz sont dits non-conventionnels

- les gaz non-conventionnels contenus dans une roche réservoir : Tight gas,
- les gaz non-conventionnels contenus dans une roche mère : gaz de schiste, gaz de houille.
- les hydrates de méthane, qui sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide.

1.5 .8. a "Tight Gas"

Ce sont des gaz contenus dans des réservoirs de mauvaise qualité, au sein d'une roche très peu poreuse et imperméable .Ils sont appelés "Tight" (compacts) par abus de langage et raccourcissement de l'expression "gaz de réservoirs compacts" [18].

1.5 .8. b Le gaz de schiste (Gas Shale)

Les gaz de schiste sont principalement **du méthane piégé dans des roches argileuses** ayant une forte teneur en matière organique et qui ont été fortement enfouies. Si l'enfouissement a été très important, on a du gaz "sec" (méthane), si l'enfouissement a été moindre on a des gaz "humides" (éthane, butane, propane). Le potentiel de production du gaz de schiste est d'autant plus important que la roche-mère a été initialement riche en matière organique, que son enfouissement a été suffisant, et que la composition minéralogique permette une fracturation naturelle ou artificielle efficace .Depuis quelques années, **une forte activité** d'exploration et de production de gaz de schiste s'est développée **dans les bassins sédimentaires américains** grâce aux améliorations techniques et à la baisse des coûts du forage horizontal et de la fracturation hydraulique. Ce type de gaz non-conventionnel pourrait connaître un développement dans d'autres parties du monde [18].

1.5 .8. c Le gaz de houille

Le gaz de houille est le gaz naturel adsorbé sur les charbons. L'adsorption est un mode de piégeage des gaz sur les surfaces des solides à très petite échelle et les capacités d'adsorption du charbon sont énormes. La libération du gaz adsorbé sur le charbon est à l'origine du fameux grisou tant redouté des mineurs. Le gaz de houille est généralement produit à partir de couches de charbon inexploitées, soit parce que trop profondes, soit parce que de trop mauvaise qualité. Sa particularité réside dans le fait qu'une partie du gaz peut être contenu dans les fractures du charbon mais que la majeure partie est adsorbé sur le charbon lui-même [18].

Pour extraire le gaz, il faut faire diminuer la pression au sein de la couche de charbon. La dépressurisation s'effectue généralement en pompant l'eau interstitielle contenue dans le charbon. On commence donc par produire de l'eau puis, au fur et à mesure de la chute de pression, on produit du gaz. Le gaz de houille est produit dans plus d'une douzaine de pays dans le monde. On peut aussi produire ce gaz de houille à partir des mines de charbon. Dans une mine active, cette production de méthane en avant du front de taille permet de réduire le risque des coups de grisou et de limiter l'émission de méthane (un fort gaz à effet de serre) dans l'atmosphère. Dans les mines désaffectées, la production du gaz permet également de sécuriser le site et de limiter les émissions dans l'atmosphère [18].

1.5 .8. d Les hydrates de gaz (Gas hydrate)

Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide. Les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates de méthane se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température – faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore profond (forte pression – température faible). Les volumes de méthane en place sous forme d'hydrates dans les sédiments sont certainement considérables, mais il est difficile d'en évaluer actuellement l'intérêt potentiel en termes de production de gaz [18].

3 techniques de production ont été testées

- **Dépressurisation** : il s'agit de déstabiliser les hydrates de méthane en pompant l'eau aux alentours du puits. La chute locale de pression permet la dissociation des hydrates et la production d'eau et de méthane.
- **Stimulation thermique** : on injecte de la vapeur pour déstabiliser les hydrates.
- **Injection d'inhibiteurs** : on modifie la courbe de stabilité des hydrates en injectant du méthanol [18].

Il reste à démontrer l'intérêt économique de telles méthodes. Actuellement aucune production commerciale de ces hydrates n'a été entreprise.

1.5.9 Les techniques de production des pétroles et gaz de schiste

Pour extraire les hydrocarbures contenus dans des roches non poreuses et imperméables, il est nécessaire de créer un bon drainage de la roche. Il faut donc que le forage traverse la formation riche en gaz sur de longues distances. C'est pourquoi on réalise des forages horizontaux sur des distances pouvant atteindre 2 kilomètres. Mais ce n'est pas suffisant, il faut aussi créer des fissures artificielles au travers desquelles le gaz va pouvoir se déplacer en direction du puits de production : c'est le rôle de la fracturation hydraulique [18].

1.5.9.a Qu'est-ce que la fracturation hydraulique ?

Pour réaliser une fracturation hydraulique, on injecte un fluide (essentiellement de l'eau) sous forte pression. La pression provoque l'apparition de fissures de quelques millimètres de large qui vont se propager sur quelques dizaines de mètres. Le forage horizontal traversant la roche riche en gaz sur une grande longueur, ces petites fissures sont suffisantes pour produire des quantités de gaz importantes [18].

1.5.9.b De combien d'eau a-t-on besoin pour réaliser une fracturation hydraulique ?

Le volume d'eau nécessaire à la mise en production d'un puits de gaz de schiste ou de pétrole de schiste dépend de la longueur du puits. Le volume d'eau est l'ordre de 10 000 à 15 000 m³ dont 1/3 est nécessaire au forage du puits et 2/3 à la fracturation hydraulique. Ce volume d'eau est très variable en fonction des conditions géologiques. Cette quantité peut paraître importante mais elle ne représente que 3 à 4 jours d'irrigation d'un golf. De plus, la fracturation est réalisée une seule fois, lors du forage du puits et une partie de cette eau (20

à 50 %) est récupérée avant la mise en production du puits. La production de gaz ou de pétrole se poursuivra durant de très nombreuses années avec durant cette longue période une faible production d'eau provenant de l'eau de fracturation mais aussi de l'eau contenue naturellement dans la roche [18].

1.5 .9 .c Qu'appelle-t-on fluide de fracturation ?

Afin d'obtenir des pressions suffisantes pour fracturer la roche, on injecte de l'eau (à **95 %**) contenant du **sable fin** (4 %) **et des additifs chimiques**. Le sable empêche les microfissures de se refermer une fois la fracturation hydraulique terminée, ce qui offre au gaz un chemin pour migrer vers le puits de production [18].

1.5 .9 .d Pourquoi a-t-on besoin d'additifs chimiques ?

Les fluides de fracturation doivent présenter plusieurs propriétés parfois contradictoires : forte viscosité pour la formation de la fracture et le transport des particules solides dans la fracture ainsi créée, faible viscosité pour être facilement injectable dans les tubings, faible filtration dans la formation, facilité à être éliminés lors du dégorgement en préservant en particulier la perméabilité de la face de fracture et du lit de proppants déposés, ce à quoi il faut ajouter la stabilité des produits dans les conditions de température et de pression du réservoir et la résistance au cisaillement. Les performances des fluides de fracturation sont ainsi devenues un sujet de recherche très actif, surtout à partir des années 80 et 90 [18].

Plusieurs grandes catégories d'additifs chimiques sont donc utilisées

En premier lieu, les “ **contrôleurs de viscosité**”, visent à minimiser les pertes de charge tout en assurant au fluide de fracturation une viscosité suffisante pour permettre au sable de rester en suspension dans le fluide et de bien pénétrer dans les fractures. Pour y parvenir, on utilise la gomme de guar réticulée, un polysaccharide issu d'un haricot — le Guar — utilisé dans l'agro-alimentaire comme gélifiant. En incorporant un agent de réticulation à action différée (un retardateur), il est possible d'obtenir au départ une solution relativement peu visqueuse permettant un pompage aisé, qui, une fois en place, deviendra un fluide visqueux capable de maintenir en suspension les particules solides.

Mais il faut aussi que ce fluide redevienne peu visqueux le plus rapidement possible afin de pouvoir mettre le puits en production. On utilise alors généralement **des enzymes et**

des oxydants qui détruisent le gel une fois la fracturation effectuée .Les gommes de guar étant biodégradables, des bactéricides ont pour objectif leur préservation, une dégradation bactérienne pouvant provoquer une perte des propriétés du fluide [18].

Des additifs antifrictions permettent de diminuer notablement les pertes de charge lors de la fracturation hydraulique.

Des réducteurs de filtrat permettent de contrôler les pertes de fluides, notamment dans un milieu fissuré.

Enfin, **des additifs permettent de contrôler le pH et la teneur en oxygène** du mélange afin d'optimiser les qualités du fluide de fracturation.

Depuis 2009, la législation américaine impose aux compagnies réalisant les opérations de publier la liste de leurs additifs chimiques. **Les produits utilisés sont très dilués et sont utilisés dans la vie de tous les jours.** Cependant, devant la diversité des produits chimiques employés, la toxicité de ces produits devra faire l'objet d'une étude spécifique dans les conditions opérationnelles [18].

1.5 .9 .e Que devient l'eau de fracturation ?

Une fois la fracturation hydraulique terminée [18] :

- **une partie de l'eau reste dans la formation géologique fracturée,**
- **l'autre partie (entre 20 et 50 %) remonte en surface** dans les premiers jours d'exploitation.

Ensuite, on ne produit plus que du gaz et une très faible quantité d'eau [18] :

- en profondeur, cette eau s'est chargée en sel et en divers éléments contenus dans la roche fracturée.
- en surface, elle est stockée dans des bassins de décantation ou dans des réservoirs fermés puis **retraitée** et peut ainsi servir au forage de nouveaux puits ou à de nouvelles fracturations hydrauliques.

1.5 .9 .f Existe-t-il un risque de pollution des nappes phréatiques par les fluides de fracturation ?

Les forages, même conventionnels, traversent les nappes phréatiques qui se situent généralement dans les premières centaines de mètres les plus proches de la surface. Une fois ces zones traversées et avant de poursuivre le forage, on met en place **un tubage** (casing) **métallique qui isole totalement le puits**. Le tubage **est cimenté** afin de rendre toute fuite impossible. On poursuit ensuite le forage jusqu'à l'objectif. Au final, cela se présente donc comme un emboîtement de tubages d'acier cimentés isolant totalement l'intérieur du puits de production des formations géologiques traversées. **Les risques de pollution sont donc extrêmement minimes** si les opérations de forage et de cimentation sont faites suivant les règles de l'art [18].

1.5 .9 .g La fracturation hydraulique est-elle dangereuse ?

Les roches formant les bassins sédimentaires ont subi des forces tectoniques importantes au cours des temps géologiques. Les reliefs tels que nous les connaissons sont la résultante de toutes ces forces qui se sont succédé durant des dizaines de millions d'années. Les roches ont subi des déformations qui se traduisent par **une fracturation naturelle complexe**, bien visible sur les affleurements. Cette fracturation naturelle **se retrouve en profondeur** et n'est pas en elle-même un danger. La fracturation hydraulique a pour but, au niveau de la roche-mère, de ré-ouvrir des fractures préexistantes ou d'en créer de nouvelles. Ces objectifs pour l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère se situant à des profondeurs généralement supérieures à 2 000 mètres (les gaz de schiste dans le bassin du Sud-Est de la France et les pétroles de schiste dans le bassin Parisien se situent à des profondeurs comprises entre 2 000 et 3 000 mètres, le risque de propagation de ces fractures au travers d'une couverture géologique jusqu'aux aquifères superficiels est à exclure [18].

La fracturation hydraulique est réalisée en profondeur loin de la surface et des aquifères. Réalisée à des profondeurs supérieures au kilomètre, la fracturation ne peut se propager jusqu'à la surface. La fracturation hydraulique reste cantonnée dans la formation profonde dans laquelle se trouve le gaz [18].

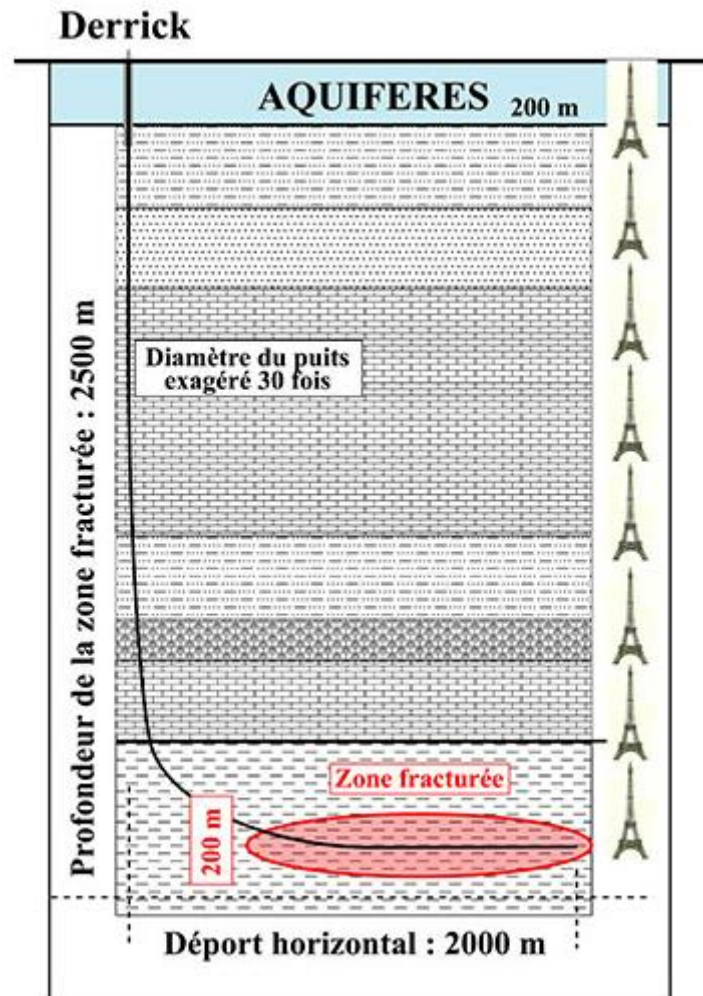


Fig.14 : montre la localisation de la zone affectée par la fracturation hydraulique dans un forage horizontal de 2 000 mètres de long [18].

La zone fracturée se situe à 2 500 mètres de profondeur.

Cette zone reste confinée dans les argiles contenant les gaz de schiste.

L'épaisseur des sédiments compacts entre la zone fracturée et la surface correspond à peu près à 6 fois la hauteur de la tour Bordj Khalifa .La fracturation hydraulique en elle-même ne présente pas de danger, mais une analyse structurale fine et des mesures pétro physiques et géo mécaniques des argiles sont cependant nécessaires afin de s'assurer avant l'opération [18]:

- que le profil de fracturation (montée en pression, volume et vitesse d'injection du fluide de fracturation, formulation du fluide fracturation) est adapté au puits.

- que la zone affectée par la fracturation ne risque pas de mettre en communication les fluides profonds et les aquifères de surface par l'intermédiaire de failles ou de drains intermédiaires,
- que l'injection de fluides à haute pression ne permet pas la réactivation d'une faille.

Cette bonne vision du sous-sol, et notamment de la géométrie en profondeur du réseau de failles, est fournie par la mise en œuvre de la sismique réflexion 3D, couplée avec une reconstruction de l'histoire des contraintes et une description fine des contraintes actuelles [18].

Actuellement, la recherche est très active pour améliorer la compréhension de l'hétérogénéité initiale des roches (argiles comme réservoirs compacts) afin de minimiser le nombre de puits d'exploration nécessaires à la compréhension d'une zone, puis à sa mise en production. Cette meilleure connaissance du milieu géologique permettra aussi une optimisation des fracturations hydrauliques en réduisant leur fréquence, et en adaptant au mieux le volume d'eau et l'utilisation des additifs chimiques [18].

La fracturation hydraulique se traduit, à proximité immédiate du puits, par des microséismes dont l'intensité est extrêmement faible (très inférieure au passage d'un camion dans une rue) et qui ne sont pas ressentis en surface. L'étude de ces microséismes durant la fracturation permet d'ailleurs de suivre et contrôler en temps réel la propagation des fractures. L'écoute passive est une technique géophysique qui consiste à localiser les microséismes engendrés par la propagation des fissures lors de la phase de fracturation hydraulique. Grâce à des capteurs très sensibles placés en surface ou dans les puits voisins, il est possible de localiser, quasiment en temps réel, la propagation des fissures. La fracturation hydraulique est réalisée par tronçons d'une centaine de mètres, l'écoute sismique permet de suivre chaque étape ("job") de fracturation et, quand cette dernière est jugée satisfaisante, de passer au tronçon suivant [18].

1.5 .10 Impacts et risques environnementaux

L'impact environnemental de l'exploitation des gaz de schiste n'est pas neutre. De nombreuses améliorations ont été apportées depuis les débuts de l'exploration aux États-Unis, notamment dans le domaine de la gestion de la ressource en eau. L'effort de recherche doit être poursuivi [18].

1.5 .10 .a L'empreinte au sol des installations de production

La production de pétrole ou de gaz à partir d'une couche non poreuse et imperméable nécessite un nombre de forages importants. Outre que le recours au forage horizontal permet de bien drainer la roche avec un nombre réduit de puits, il permet aussi de réduire notablement l'empreinte au sol des installations. Aujourd'hui, du fait de l'usage de puits horizontaux parfois longs de plus d'un kilomètre, l'empreinte au sol ne représente que 0,2 à 0,4 % de la superficie drainée dans le sous-sol. En effet, une plateforme de forage (appelée aussi " pad" ou " cluster") à partir de laquelle on peut forer jusqu'à une quinzaine de puits n'occupe que 1 à 2 hectares pour une zone drainée pouvant aller jusqu'à 500 hectares [18].

Les nouveaux développements visent à augmenter la longueur des puits horizontaux et donc à réduire encore le nombre d'installations au sol tout en augmentant la surface de drainage.

Il y a trois périodes dans la vie d'un puits

- **La phase de forage et de fracturation hydraulique** : C'est durant cette période que l'activité est la plus importante. Le forage nécessite un derrick et l'activité sur le chantier est permanente. Selon la profondeur et la complexité du puits, il faut compter entre 3 et 5 semaines pour la réalisation de cette étape, plusieurs mois pour un pad multi drains. Dans le cas d'un pad comportant une vingtaine de puits, l'activité de forage et de complétion s'étalera sur une durée de 1 à 2 ans. Tout est fait pour que les nuisances engendrées par cette activité industrielle soient minimisées (protection antibruit par exemple). Durant cette phase, **l'espace au sol utilisé est de l'ordre d'un hectare**. : Lorsque les opérations de forage et de complétion sont terminées, le derrick est démonté [18].
- **La phase de production** : Pour cette phase, il ne reste en surface qu'une tête de puits permettant de contrôler la production. La surface utilisée se réduit et n'occupe plus que **0,2 hectare**. L'évacuation de la production se fait par une canalisation généralement enterrée [18].
- **L'arrêt de la production** : Conformément au code minier en vigueur, lorsque la production cesse, le puits est sécurisé et le site est remis en état [18].

1.5 .10 .b La gestion de la ressource en eau

La ressource en eau est un bien commun à tous et tout risque de conflit d'usage se doit d'être évité. La réglementation française est stricte et tout usage de l'eau pour une activité quelle qu'elle soit doit faire l'objet d'une autorisation qui n'est accordée qu'après une enquête prenant en compte le besoin de tous les utilisateurs. Les besoins en eau pour le forage et la fracturation hydraulique d'un puits sont certes importants (de l'ordre de 10 000 à 15 000 m³) mais ne représentent que quelques jours d'irrigation d'un golf. De plus, une partie de l'eau revient en surface lors de la mise en production et est alors recyclée. Ensuite, durant de très nombreuses années l'exploitation du puits se poursuivra sans usage important d'eau [18].

Le recyclage de l'eau de production, associé à une gestion raisonnée de cette ressource, doit en permettre une utilisation durable et éviter des conflits d'usage.

A savoir : qu'est-ce qu'un permis d'exploration ?

Le permis d'exploration autorise les compagnies pétrolières à évaluer le potentiel pétrolier ou gazier d'une zone. En échange de l'attribution de ce permis, la compagnie s'engage à faire des travaux de recherche qui vont contribuer à la connaissance du sous-sol français [18].

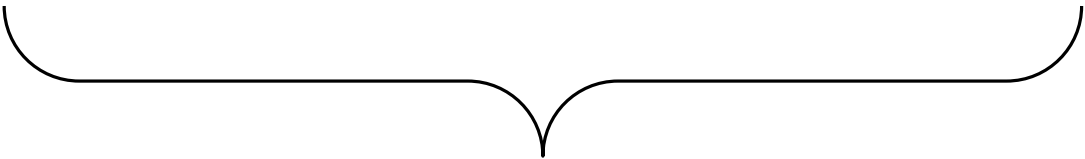
- Les équipes de recherche reprennent les documents existants et acquièrent de nouvelles données (acquisition sismique, campagne d'échantillonnage..).
- Généralement, cette phase se termine par un puits d'exploration qui seul permet de valider les hypothèses émises par les explorateurs.

Dans la majorité des cas, le puits ne montre pas d'hydrocarbures ou en quantité très faible (indices). Dans le cas où des hydrocarbures sont présents, on regarde si la production est économiquement rentable. Une demande de concession est alors faite par la compagnie. Cette concession est accordée par l'État pour une durée limitée [18].



Chapitre II :

*Généralités sur le gaz
de pétrole liquéfié
(GPL)*



Chapitre II. Généralités sur le gaz de pétrole liquéfié (GPL)

II.1 Définition

Le GPL est un mélange gazeux composé essentiellement de butane et du propane à température ambiante et pression atmosphériques peut passer à l'état liquide sous les conditions suivantes [19] :

- Pression relevée à la température ambiante.
- Pression atmosphérique et basse température.
- Pression modérée et température pas tellement basse.

Cette propriété lui permet d'être stocké dans un volume réduit (250 litres de GPL gazeux égale à un litre de GPL liquide).

La composition des GPL est variable selon les normes et ses utilisations dans différents pays. Il peut contenir ; le propylène, butène, une faible quantité de méthane, éthylène, pentane, exceptionnellement des hydrocarbures tels que le butadiène, l'acétylène et le méthylacrylique [20].

II.2.Origine du GPL

Le GPL est extrait à partir de diverses sources qui peuvent être [19] :

- De la récupération à partir de la liquéfaction des gaz associés (champs pétroliers).
- Comme sous-produit à partir des unités de liquéfaction du gaz naturel GNL.
- Du pétrole brut après raffinage comme sous-produit.
- De la récupération à partir des champs gaziers.

II.3.Caractéristique du GPL

•**Densité** : Dans l'état gazeux il est plus lourd que l'air : La densité du propane est de 0.51 et celle du butane est de 0.58.

•**Dilatation** : à l'état liquide, il a un coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage, car les sphères ne doivent jamais être remplies complètement.

• **Tension de vapeur** : Soumis à des températures supérieures à leur point d'ébullition, le propane et le butane ne peuvent être amenés à l'état liquide sous pression ou par réfrigération. Le GPL à une tension de vapeur à **20 °C** égale à :

✓ Pour le butane : **2 bars**.

✓ Pour le propane : **8 bars**.

• **Température d'ébullition** : A la pression atmosphérique, la température d'ébullition du butane est de **-0.6 °C** et celle du propane est de **-40 °C**.

• **Impuretés** : Le GPL produit au niveau des différents champs doit répondre aux spécifications suivantes :

✓ Teneur en gaz sec inférieure ou égale à **3 % mol**.

✓ Teneur en condensât inférieure ou égale à **0.4 % mol**.

• **Odeur et couleur** : Le GPL est incolore, soit à l'état vapeur ou liquide et pratiquement inodore. Pour des raisons de sécurité un odorant doit être ajouté pour la détection des fuites. Cet odorant est à base de sulfures appelés Mercaptans.

• **Toxicité** : Le GPL s'enflamme dans l'air, il émet un gaz considéré comme toxique. Le gaz en question dénommé le monoxyde de carbone est formé suite à une combustion.

• **Pouvoir calorifique supérieur** : (Kcal/ Nm³)

$$P_{CS(ic4)} = 29460.$$

$$P_{CS(c3)} = 22506.$$

$$P_{CS(nc4)} = 29622.$$

II.4 Utilisation du GPL

Il est utilisé dans plusieurs domaines tels que :

•Source d'énergie domestique

Actuellement de nombreux appareils de cuisson et de chauffage, sont conçus de manière à s'adapter à l'utilisation des GPL.

•Climatisation

La détente des GPL absorbe la chaleur et crée du froid (Réfrigérateurs, climatiseurs).

•GPLc (carburant)

Les GPL, en plus de leur utilisation domestique, ils sont utilisés comme carburants dans les véhicules. La consommation mondiale du GPL comme carburant s'élevait après de **10 millions tonne en 1993**, un pourcentage de **7 à 8 %** des GPL consommé mondialement l'est sous forme de carburant [19].

II.5 Avantages et inconvénients techniques des GPL

L'homogénéité du mélange air-GPL donne une meilleure régularité du couple moteur aux bas régimes mais perd environ **58 %** de puissance à haut régime, les reprises seront plus souples. Le fonctionnement du moteur est plus silencieuse et les vibrations diminuent contrairement aux carburants classiques, la combustion du GPL ne laisse aucun dépôt et procure au moteur et au lubrifiant une longévité accrue. Les révisions peuvent être espacées tous les **30000 Km** [20].

La surconsommation des GPLc est de l'ordre de **15 à 20 %** par rapport aux carburants traditionnels.

Il existe un inconvénient majeur d'encombrement, le réservoir peut amputer le volume du coffre. Toutefois les constructeurs proposent dès la conception de leurs modèles une version GPL /c avec réservoir intégré.

- Les gaz d'échappements sont exempts de poussières, de plomb et de soufre.
- Les émissions en oxyde de carbone sont réduites principalement en circulation urbaine.
- Les GPL carburant répondent bien aux problèmes de pollution des villes.

II.6 GPL en Algérie

Dans les pays pétrolier et gazier comme l'Algérie, l'industrie des GPL est méconnue du grand public.

En Algérie la majeure partie des GPL provient des champs pétroliers (79%) suite à la séparation du gaz et du traitement du pétrole brut, soit 4.35 millions de tonnes, L'autre partie est produite au niveau des raffineries du pétrole de Skikda ; Alger et Arzew (10%) [20].

II.6.1. Production des GPL en Algérie

L'offre issue des champs (gisement d'hydrocarbures) représente **79 %** de l'offre national. Le plan adopté depuis les années **1990**, s'articule autour de deux axes [19] :

- 1) Le développement de nouveaux champs de gaz situés au Sud-Est de Hassi R'melpour la récupération du gaz sec, du condensât et de GPL.
- 2) La récupération des GPL, issus des champs, passe de **330.000** tonnes en **1996**, cet accroissement est du à la mise en place d'unités d'extraction au niveau des champs suivants :

- 1979**: Hassi R'mel.
- 1985**: Adrar.
- 1993**: Haoud Berkaoui.
- 1995**: Haoud el-Hamra.

- 1996** : Oued Noumer.

Les champs de Hassi R'mel avec un apport de **3** millions de tonnes, contribue à lui seul à plus de **65 %** dans cette production, soit **57 %** de l'offre nationale des GPL.

II.6.2. Demande nationale des GPL

Le niveau de la demande nationale des GPL est de l'ordre **1.4 millions** de tonnes dont **90 %** du butane, **5 %** du propane et **5 %** des GPL carburant.

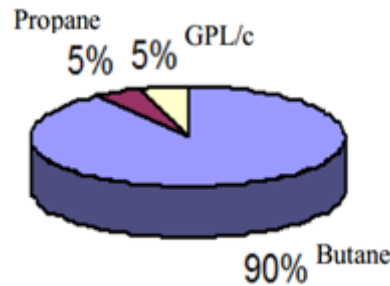


Figure .15 : La demande nationale des GPL [19].

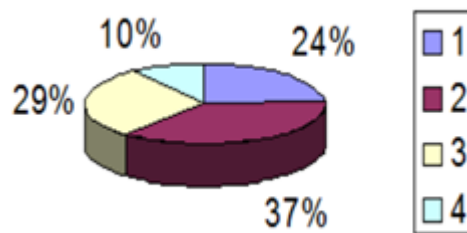


Figure.16 : Répartition de la demande du GPL [19]

Elle répartit comme suit : 336.000 tonnes (24 %) dans la région Ouest.

516.000 tonnes (37 %) dans la région Est,

401.000 tonnes (29 %) dans la région Centre.

Et en fin (10%) au Sud.

II.7 Consommation mondiale de GPL

La consommation mondiale de GPL a augmenté de **50 %** entre **1980** et **1981** alors que celle du pétrole restait quasiment stable pendant cette période.

En **2002**, la consommation totale de pétrole de gaz pétrole liquéfié est de **134.6 Mt**, alors qu'elle a été en **1970** de **69 Mt** [19].

Tableau.3 : Consommation mondiale des GPL [19]

Pays	Consommation (Mt)	Pays	Consommation (Mt)
U.S.A	41.000	Espagne	2.327
Japon	18.900	Russie	8.600
Italie	3.430	Algérie	3.600
Grande Bretagne	2.750	Australie	1.400
Allemagne	2.677	Chine	2.300
France	2.655	Inde	2.000
Hollande	2.5	-	-

II.8 Risques liés au gaz

Celui qui connaît et comprend les risques liés aux gaz peut éliminer les sources de danger potentielles. Les gaz spéciaux et industriels sont des substances extrêmement polyvalentes. Mais ils peuvent également présenter de nouveaux risques pour la sécurité sur le lieu de travail. Toutes les personnes qui travaillent avec des gaz doivent avoir obtenu les instructions appropriées et respecter les exigences applicables en matière de procédures de sécurité lorsqu'il s'agit de gaz. Avec les connaissances appropriées sur les propriétés des gaz et leur manipulation adéquate, les risques peuvent être pratiquement éliminés [21].

Les gaz comprimés peuvent être divisés dans les catégories suivantes :

- **Gaz inflammables**

Si des gaz inflammables se trouvent dans l'air ou de l'oxygène dans la bonne concentration, ils brûlent ou explosent après l'inflammation. Si le mélange est trop pauvre ou trop riche, il ne s'enflamme pas. Des mélanges riches, cependant, sont

très dangereux car ils peuvent former un mélange explosif aux limites extérieures d'une zone [21].

- **Gaz oxydants (comburants)**

Les gaz comburants eux-mêmes ne sont pas inflammables, mais peuvent soutenir la combustion d'autres matières en fournissant l'oxygène nécessaire. Les gaz oxydants concentrés et/ou sous pression ne doivent en aucun cas, même en très petites quantités, entrer en contact avec de la graisse, de l'huile ou de toute autre matière organique [21].

- **Gaz inertes**

Si des gaz inertes sont introduits dans un espace clos ou étroit, ils réduisent la teneur en oxygène et limite une combustion y ayant lieu. Ils sont utilisés dans les systèmes d'extinction pour les zones où l'eau causerait beaucoup de dommages, comme dans des pièces avec des équipements électroniques [21].

- **Gaz toxiques & corrosifs**

Des gaz ou vapeurs comprimés d'une concentration létale médiane fondée sur le volume (CL50) contenus dans l'air de 200 ppm ou 2 mg par litre ou moins de brouillard, de fumée ou de poussière lors de l'ingestion par inhalation continue, pendant une heure (ou moins, si le décès survient en moins d'une heure) sur des rats albinos pesant chacun 200 à 300 g [21].



Les gaz inflammables

Celui qui comprend le comportement des gaz inflammables peut minimiser les risques potentiels. L'acétylène, l'ammoniac, l'hydrogène, le propane, le propylène, le méthane sont tous des gaz inflammables, aussi appelés gaz combustibles. Ils brûlent lorsqu'ils sont mélangés avec un oxydant (par exemple, l'oxygène) et une source d'inflammation se trouve à proximité. Le tableau ci-dessous présente la concentration de la limite d'inflammabilité dans une atmosphère d'air. Les barres bleues affichent la plage des taux auxquels les gaz combustibles représentent un risque spécifique d'incendie et d'explosion [21].

À partir de faibles concentrations, le risque d'incendie augmente avec l'augmentation de la quantité des gaz combustibles. Si la concentration dépasse la valeur supérieure (la

limite supérieure d'explosivité), l'air est « **trop riche** » pour brûler, diminuant à nouveau la probabilité d'inflammation. A l'intérieur d'un récipient ou un petit espace, même de petites quantités d'un gaz s'échappant peuvent former un mélange explosif dans des conditions y étant favorables. Même dans les espaces ouverts et de grandes zones de travail ventilés naturellement, il existe un petit risque que des gaz combustibles atteignent leur limite inférieure d'inflammabilité. Des gaz combustibles s'échappant d'une fuite peuvent former un mélange inflammable avec l'air ambiant et ainsi provoquer un incendie ou une explosion. Des substances odorantes sont donc ajoutées à certains de ces gaz afin de détecter les fuites plus facilement par l'odorat [21].

Gaz inertes

Celui qui comprend le comportement des gaz inertes peut éviter les risques dus au manque d'oxygène. Le manque d'oxygène est un risque qui existe en manipulant des gaz tels que l'azote, l'hélium, le dioxyde de carbone, le néon et l'argon. Il est important dans ce cas de respecter les Best Practices éprouvées [21].

Les gaz qui existent naturellement dans l'atmosphère ne sont pas toxiques. Cependant, à des concentrations plus élevées, ils peuvent très bien produire des effets sur les organismes vivants et les processus de combustion (en particulier dans le cas de l'oxygène) [21].

L'oxygène lui-même n'est pas inflammable, mais il alimente la combustion. L'azote et l'argon inhibent au contraire la combustion [21].

Les changements dans la concentration de ces gaz ne sont pas perceptibles par les sens humains. Lorsqu'ils ne sont pas gérés correctement, il peut se produire des accidents [21].

Afin que ces gaz puissent être stockés sous forme liquide, ils doivent être refroidis à des températures extrêmement basses (inférieures à -180 °C à la pression atmosphérique). Dans cet état, ils peuvent rapidement causer des brûlures cryogéniques et rendre certains matériaux friables conduisant alors à l'effondrement d'éléments de structure [21].

Risques dus au manque d'oxygène

L'oxygène est essentiel à la vie. Un adulte en bonne santé peut brièvement survivre à une teneur en oxygène de seulement environ 16 %, dans une atmosphère inhalé par l'homme, mais une alimentation suffisante en oxygène doit être assurée. Une diminution du taux d'oxygène n'entraîne pas immédiatement des symptômes clairs, de sorte que le manque n'est pas reconnu par les organes des sens humains [21].

Oxygène, % de vol.	Mesures et symptômes
18	Limite inférieure pour travailler sans masque d'oxygène
< 18	Baisse significative de la performance physique et mentale, sans que quelque chose d'inhabituel est remarqué
< 10	Risque de perte de conscience sans signes avant-coureurs après quelques minutes
< 8	Perte de conscience en quelques minutes, Récupération possible si la personne est immédiatement amenée à l'air frais
< 6	Perte de conscience presque immédiate

Tableau.4 : Risques dus au manque d'oxygène [21].

Causes et prévention du manque d'oxygène

Le manque d'oxygène peut être évité en observant les mesures suivantes [21]:

- Les fuites de gaz (à l'exception des fuites d'oxygène) conduisent automatiquement à un manque d'oxygène. Les nouveaux appareils et systèmes utilisant des gaz inertes ou d'autres doivent être soigneusement vérifiés quant à des fuites. Cela exige un examen de la chute de pression de gaz et en outre un test d'étanchéité avec un liquide de détection des fuites autorisé compatible avec l'appareil ou l'installation concernée.

- Tous les appareils et systèmes, y compris les conduites et les raccords de tuyaux doivent être correctement installés. Concernant les tuyaux et les autres composants, il faut veiller à ce qu'ils soient étanches et protégés contre les dommages. Tous les travaux de maintenance et de réparation doivent être effectués par un personnel expérimenté et pleinement qualifié.
- Si la phase de travail est achevée, le robinet de la bouteille de gaz ou la vanne d'arrêt de la distribution de gaz des pipelines doit être fermée pour empêcher les fuites de gaz entre les deux phases de travail. Les vannes des appareils de soudage ne sont pas des vannes d'arrêt fiables pour la distribution de gaz. Les bouteilles de gaz en utilisation ne doivent pas être manipulées de manière brutale ou renversées.
- Une petite quantité de gaz liquide peut s'évaporer et devenir un volume de gaz bien plus important. Un gaz liquide déversé peut donc rapidement conduire à un manque d'oxygène dans des espaces confinés. Les citernes et installations pour le stockage et la manipulation de gaz liquide doivent donc être soigneusement contrôlés et entretenus conformément aux règlements et recommandations applicables.
- Les gaz de purge ont souvent une faible teneur en oxygène. Une atmosphère pourvue de ces gaz n'est pas adaptée en tant que zone de travail.
- Le manque d'oxygène se produit lorsque des composants d'installation, tels que des récipients sont rincés pour la préparation de réparations à l'azote ou d'autres gaz inertes.
- Dans les procédés dans lesquels l'azote liquide s'évapore, par exemple, lors du refroidissement d'aliments, lors de la congélation du sol à l'azote liquide, dans la cryochirurgie, le lors de la conservation de plasma sanguin, des atmosphères pauvres en oxygène sont créées automatiquement. Les personnes ne peuvent pas entrer dans ces zones sans appareil de protection respiratoire approprié. Ceci vaut également, si l'atmosphère ne dispose que d'un faible manque d'oxygène. Les zones de ce type doivent être équipées de détecteurs et de systèmes d'alarme appropriés.
- Tous les procédés dans lesquels du gaz est utilisé pour souder ou chauffer, retirent l'oxygène de l'air. Ces procédés peuvent conduire à un manque d'oxygène lorsque la zone de travail est trop petite ou mal ventilée.

- L'élimination de l'argon, du dioxyde de carbone ou d'un autre gaz froid de grands conteneurs et de puits profonds peut être difficile, car ces gaz sont plus denses que l'air. Lorsque de l'air est introduit au sol de ces pièces, il remonte généralement à travers le gaz dense, sans le déplacer. Cela signifie que le processus de rinçage peut prendre beaucoup plus de temps que prévu.

Détection de l'oxygénation ou du manque d'oxygène

Les zones dans lesquelles la teneur en oxygène peut changer de manière dangereuse doivent être surveillées en permanence avec des appareils de mesure qui affichent les augmentations et les diminutions de la concentration en oxygène dans l'atmosphère environnante. Dans les espaces confinés, ces appareils de mesure devraient être placés aussi près que possible des travailleurs. Idéalement, les travailleurs doivent être équipés d'un appareil de mesure portable attaché à leur vêtement. Les procédés de mesure non-continus ne doivent être utilisés que si la tendance à des changements dangereux de la teneur en oxygène peut être détectée à temps entre deux mesures [21].

Autres gaz [21]

- La teneur en oxygène n'est pas le seul facteur destiné à déterminer si une pièce est sûre ou non. D'autres gaz tels que les gaz combustibles, et des oxydes d'azote utilisés en lien avec des brûleurs de coupe ou à gaz peuvent avoir un impact sur l'atmosphère. Si nécessaire, ces atmosphères doivent être surveillées.
- Mesures de prévention
- Les appareils utilisés dans la fabrication, la distribution et l'utilisation de gaz inertes doivent être installés et marqués conformément à l'état actuel de la technique.
- Toutes les fuites doivent être traitées par un personnel y étant spécialement formé et disposant d'un équipement approprié.
- Les travailleurs et les secours doivent savoir quoi faire en cas d'incident.
- Le personnel d'exploitation et les opérateurs doivent à tout moment respecter les règles et règlements applicables sur le site et, si nécessaire, porter un équipement de protection.

- Toutes les personnes qui travaillent dans les zones où des risques par manque d'oxygène ou oxygénation existent, doivent être convenablement informés sur les risques associés. Il faut particulièrement souligner que ces risques ne sont pas facilement reconnaissables et peuvent très rapidement devenir un véritable danger sans signes avant-coureurs pour les travailleurs.

Oxygène

Celui qui comprend le comportement de l'oxygène peut éviter les risques dans les environnements oxygénés. L'air, l'azote et l'oxygène sont des agents oxydants courants. Mais si des règles de base ne sont pas bien respectées lors de la manipulation, par exemple, de l'oxygène, l'atmosphère environnante peut s'oxygéner. Les informations suivantes décrivent les risques associés à une telle oxygénation et les mesures simples qui doivent être suivies pour utiliser de l'oxygène de manière sûre [21].

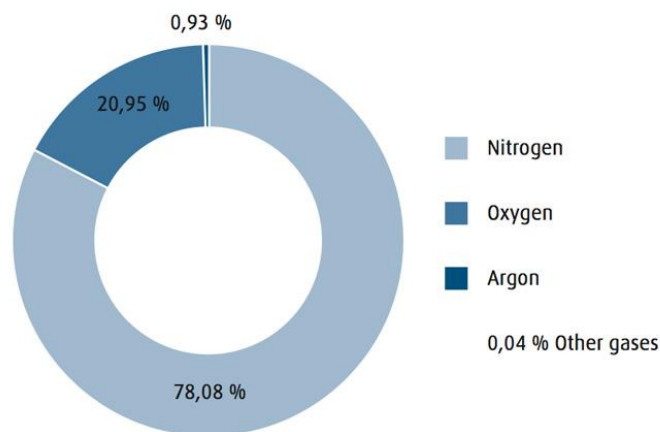


fig.17 : pourcentage des agents oxydant dans l'air [21]

Les gaz qui existent naturellement dans l'atmosphère ne sont pas toxiques. Cependant, si leurs concentrations se modifient, ils peuvent très bien produire des effets sur les organismes vivants et les processus de combustion (en particulier dans le cas de l'oxygène). Dans les atmosphères inhalées par l'homme, une quantité suffisante d'oxygène doit toujours être présente. L'oxygène lui-même n'est pas inflammable, mais il alimente la combustion. L'azote et l'argon inhibent au contraire la combustion. Les changements dans la concentration de ces gaz ne sont pas perceptibles par les sens humains. Lorsqu'ils ne sont pas gérés correctement, il peut se produire des accidents [21].

Afin que ces gaz puissent être stockés sous forme liquide, ils doivent être refroidis à des températures extrêmement basses (inférieures à -180 °C à la pression atmosphérique). Dans cet état, ils peuvent rapidement causer des brûlures cryogéniques et rendre certains matériaux friables conduisant alors à l'effondrement d'éléments de structure [21].

- **Risques d'incendie par oxygénation** : L'oxygène réagit avec la plupart des éléments. Le déclenchement, la vitesse, l'intensité et l'étendue de ces réactions dépendent de nombreux facteurs, notamment [21] :
 - La concentration, la température et la pression des réactifs
 - Énergie d'inflammation et type de l'inflammation :
1. **Inflammabilité des matériaux** : Lorsque la concentration d'oxygène dans l'atmosphère augmente, même que de quelques pour cent, le risque d'incendie augmente de manière importante. Les étincelles sans danger dans des conditions normales peuvent dans des atmosphères oxygénées provoquer un incendie, et les matériaux qui ne brûlent normalement pas dans l'air, les matériaux réfractaires également, peuvent brûler violemment ou même s'enflammer spontanément [21].
 2. **Huiles et graisses d'hydrocarbures** : Les huiles et les graisses en conjonction avec de l'oxygène pur sont potentiellement particulièrement dangereux, car ils peuvent s'enflammer spontanément et brûler avec une violence d'une explosion. Elles ne doivent jamais être utilisées comme lubrifiant pour les appareils ou installations d'oxygène ou d'air enrichi en oxygène (des lubrifiants spéciaux compatibles avec l'oxygène peuvent être utilisés sous certaines conditions) [21].
 3. **Fumer** : De nombreux accidents liés aux procédés de combustion sont déclenchés lorsque des cigarettes sont allumées dans des atmosphères oxygénées. Les risques causés par le fait de fumer dans des atmosphères oxygénées, ou dans les lieux où il peut y avoir une oxygénation, sont extrêmement élevés. Dans tous ces lieux, une interdiction totale de fumer doit s'appliquer [21].



Chapitre III :

Généralités



Chapitre III / Stratégie de distribution

III.1 Définition, formes et fonctions de la distribution

III.1.1 Définition de la fonction distribution

Le mot « distribution » s'inscrit dans la trilogie : Production – distribution – consommation qui correspond au cycle économique de tout produit.

Il englobe l'ensemble des opérations nécessaires pour assurer l'acheminement et l'écoulement du produit depuis sa sortie du stade de fabrication jusqu'à son acquisition par le consommateur final [22].

Autrement dit la fonction distribution est l'ensemble des opérations ou activités s'exerçant depuis le moment où les marchandises, sous leur forme d'utilisation, entrent dans le magasin commercial de production jusqu'au moment où le dernier acheteur (consommateur ou utilisateur) en prend livraison, autrement dit, distribuer des produits, c'est de les amener au bon endroit, en quantité suffisante, avec le choix requis au bon moment, et avec les services nécessaires à leur vente, à leur consommation et, le cas échéant, à leur entretien.

De ces exigences découlent une multitude d'opération : elles sont assurées par des individus et des organisations qui forment les circuits de distribution [22].

Y. Chirouze, définit la distribution comme étant : « L'ensemble des activités réalisées par le fabricant avec ou sans le recours à d'autres institutions, à partir du moment où les produits sont finis et attendent d'être écoulés jusqu'à celui où ils sont en possession du consommateur final et prêt consommés, au lieu, au moment, sous les formes et les qualités correspondant aux besoins des utilisateurs ». [22]

III.1.2 Les formes d'organisation commerciale

Le commerce intégré (concentré) : (prise en charge de toutes les fonctions. gros et détail, intervenant entre producteurs et consommateurs) :

Les Grands Magasins : très large assortiment, niveau de service très élevé, localisation urbaine et frais de personnel élevés.

Les Magasins Populaires (depuis 1927) : Version simplifiée des grands magasins auxquels ils appartiennent souvent, frais généraux plus modestes, de proximité, peuvent soit accroître la part du «FOOD», soit développer le libre-service comme un supermarché ou finalement se transformer en magasin populaire spécialisé [22]

Les Maisons à Succursales Multiples : représentent des petits points de ventes (souvent >400 m²), généralement alimentaires et de proximité [22].

Les discounters et les grandes surfaces : objectifs de volume, de qualité et de rentabilité. Les discounters ont des présentations parfois plus rudimentaires et se concentrent surtout sur les produits à forte rotation [22].

Les magasins d'usine : Prix très bas (parfois -50 % par rapport au produit équivalent chez un concurrent !), hors-séries, second choix, invendus dégriffés. Pas de reprise ou d'échange, paiement cash [22].

Les hard discounters : + 600 m² en moyenne, vendent au prix le plus bas avec des marges d'exploitation «extra-faibles». La forte croissance de ces commerces est due à la crise économique, au référencement limité (\pm 600 produits), aux marques distributeurs, à la présentation dans l'emballage d'origine [22].

Le secteur intégré «non capitaliste» : il s'agit des coopératives de consommateurs [22].

Le commerce indépendant

Les grossistes : pris en «sandwich» en étant attaqués par les producteurs et les distributeurs. Avantage concurrentiel que si les détaillants et les fabricants sont nombreux et éparpillés géographiquement [22].

Les détaillants indépendants : en phase de déclin, sauf pour ceux qui se spécialisent et qui gèrent bien leur boutique. Ont peu de pouvoir de négociation et des compétences limitées [22].

Le commerce associé :

Les groupements de grossistes augmentent leur pouvoir de négociation face aux producteurs en accroissant leurs volumes de commandes [23].

Les groupements (ou coopératives) de détaillants ont pour objet de court-circuiter les grossistes et de rassembler une partie de leurs achats tout en ayant une possibilité de sortie du groupement [23].

Le franchising : accord entre le producteur (franchiseur) et le détaillant (franchisé) [23]

Le e - commerce

Il repose sur une boutique en ligne accessible via Internet permettant la commande, un système de paiement sécurisé en ligne et une infrastructure logistique puissante pouvant assurer des livraisons dans le monde entier. Il se développe aussi bien sur le marché B to B qu'en marché B to C. C'est un très bon moyen de segmentation (message personnalisé [23]).

Les fonctions de distribution

Que les fonctions de distribution soient prises en charge par intermédiaires, ou qu'elles soient assurées par le producteur, elles restent, dans leur nature, identiques. Ces opérations sont multiples. Elles correspondent à six fonctions principales que l'on peut regrouper en deux types principaux : la distribution physique et les services [23].

Distribution physique

La fonction de transport et d'éclatement de la production.

La fonction d'assortiment.

La fonction stockage.

B. les services

Ce sont des services financiers, matériels et de la communication [23].

La fonction de financement

Les services matériels

La fonction de communication

III.2. La longueur des circuits de distribution

III.2.1 Définition circuit, canal, réseau et filière de distribution

Canal

Le canal est le chemin suivi par le produit depuis le fabricant ou le producteur jusqu'à l'utilisateur [24].

Circuit

Le circuit est l'ensemble des canaux de distribution d'un produit ou d'une gamme de produits [24].

« On appelle un circuit de distribution l'ensemble des intervenants qui prennent en charge les activités de distribution, c'est-à-dire les activités qui font passer un produit de son état de production à son état de consommation » [24].

Réseau de distribution

Le réseau de distribution d'une entreprise est constitué par l'ensemble des intervenants, personnes physiques ou morales, qui remplissent les différentes fonctions de distribution pour ses produits.

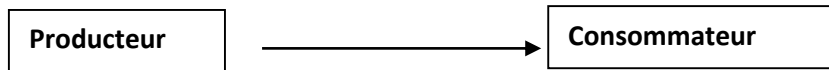
Filière

La filière est une succession des stades techniques de production et de distribution reliée les uns aux autres par des marchés et concourent tous à la satisfaction de la demande finale [23].

III.2.2. La longueur du canal de distribution

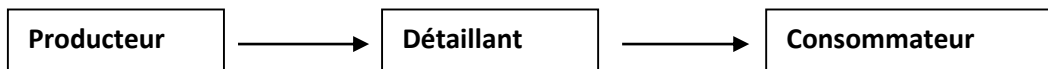
Le nombre de personnes entre le fabricant et le consommateur permet d'identifier trois types de canaux de distribution [24].

Canal direct : Le canal direct est un canal dans lequel il n'existe pas d'intermédiaire entre le fabricant et le consommateur final. Ce type de circuit, courant dans le domaine industriel, est beaucoup plus rare pour le bines de consommation cas les clients potentiels sont trop nombreux [25].



Ce canal est aussi appelé canal sans niveau.

- **Canal court** : Le canal court est un canal où il existe un seul intermédiaire entre le producteur et le consommateur. Il permet d'avoir un meilleur contrôle des pratiques commerciales des distributeurs [25].



Il est aussi appelé canal à un niveau.

- **Canal long** : Le canal long est un canal qui comprend plusieurs intermédiaires. Il est utilisé quand le nombre de détaillants est très grand ou quand l'entreprise est trop limitée financièrement pour utiliser un canal plus court. Il permet des économies substantielles, mais le fabricant perd alors partiellement le contrôle de ce qui se fait en aval, en terme de prix pratiqué mis en valeur des produits [25].



Il est aussi appelé canal à plusieurs niveaux.

Les avantages et inconvénients des canaux de distribution :

CANAUX	AVANTAGES	INCONVENIENTS
DIRECT	<ul style="list-style-type: none"> - Connaissance approfondie des besoins de la clientèle - Lancement rapide des nouveaux produits - Service à la carte pour les clients - Gain de la marge des intermédiaires (grossistes et détaillants) 	<ul style="list-style-type: none"> - Organisation et gestion très lourde des vendeurs - Stockage très important - Capacité financière importante - Nécessité de connaître la distribution
COURT	<ul style="list-style-type: none"> - Gain de la marge des grossistes - Bon service après-vente - Une meilleure connaissance du marché - Une croissance de la notoriété et de l'implantation géographique. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessité de réaliser des actions de promotion vers les consommateurs - Nécessité de faire un stockage important. - Certains détaillants peuvent être insolvables.
LONG	<ul style="list-style-type: none"> - Réduit la force de vente - Une couverture géographique plus dense et une régulation des ventes grâce aux stocks des intermédiaires - Diminution des frais de transport et de stockage 	<ul style="list-style-type: none"> - Perte du contact avec les détaillants et dépendance vis à vis des grossistes : perte du contrôle de la distribution du produit.

III.3. Choix de l'intensité de la couverture de la distribution

Le nombre d'intermédiaires qu'il convient d'utiliser pour chaque niveau de distribution est fonction de degré de couverture de marché visé par l'entreprise. On peut imaginer trois types de couverture :

- **Distribution intensive**

Ce mode de commercialisation convient essentiellement aux biens banals, aux produits de consommation courante que les consommateurs doivent trouver, à tout moment, dans le plus grand nombre possible de points de vente. Toutes les catégories de détaillants sont susceptibles de présenter ces articles, qu'il s'agisse de grandes

surfaces ou de petits détaillants. Cette politique exige, par conséquent, qu'il existe de nombreux entrepôts qui servent à stocker les marchandises sur l'ensemble du territoire. En outre, le fabricant ne peut éviter d'effectuer de gros efforts dynamiques commerciales, de manière à pré-vendre son produit chez le détaillant [25].

- **Distribution sélective**

S'agissant de biens anormaux ou de produits industriels que le consommateur choisit avec soin, ou de biens difficiles à vendre en raison de leurs caractéristiques techniques ou d'articles de mode, le producteur va sélectionner des détaillants spécialisés, en qui il a confiance. Le grossiste est alors généralement absent ; le fabricant concentre tous ses efforts sur le détaillant. En contrepartie d'ailleurs, le producteur ne manque pas d'être plus exigeant, pointilleux même avec les détaillants, auxquels il demande de mettre correctement en valeur des propres marques [25].

- **Distribution exclusive**

Le fabricant accorde uniquement à quelques détaillants la possibilité d'écouler ses produits. Chacun y trouve des avantages. Le fabricant suit bien la vente de ses produits, enregistre les commandes plus régulièrement. Quant au commerçant, aidé par le fabricant, il est satisfait de ne pas risquer de voir les prix chuter en raison de la concurrence, et il dispose d'un certain monopole dans une aire géographique déterminée. Toutefois, la formule présente aussi des inconvénients. Le fabricant ne trouve pas toujours les commerçants compétents qu'il souhaite toucher ; en outre, son développement est limité. Le détaillant, de son côté, dépend très étroitement du producteur ; il doit satisfaire à ses exigences : respecter les quotas de vente, un stock minimum, voir une politique commerciale très stricte. Cette stratégie s'accompagne souvent d'accords de franchise entre le producteur et le distributeur [25].

III.4. Choix du mode de sollicitation des consommateurs

- **Stratégies PUSH et PULL**

On oppose traditionnellement la stratégie PUSH à la stratégie PULL qui consiste à « pousser » le produit dans la distribution, à faire adopter par les canaux de distribution qui ont été sélectionnés, puis à motiver ces distributeurs pour qu'ils assurent la promotion la plus efficace possible du produit auprès de la cible. Il faudra donc offrir des conditions financières attrayantes et une assistance technique pour l'organisation du point de vente, la

formation des vendeurs. Cette stratégie sera préférée quand les clients potentiels sont trop diversifiés pour pouvoir être atteints par une communication de masse dans des conditions avantageuses. La stratégie PULL consiste à faire « tirer » le produit vers le bas du canal par la demande des consommateurs. Il faut donc développer une importante communication (essentiellement publicitaire) vers la cible. On fait l'hypothèse que le distributeur acceptera de vendre un produit s'il est convaincu que la masse du budget publicitaire engagé par le producteur est à stimuler la demande. Cette stratégie sera retenue quand le positionnement du produit repose sur un petit nombre de caractéristiques qui peuvent facilement être communiquées au consommateur par un bref message publicitaire [25].

III.5. La rémunération de la distribution

Pour remplir leurs fonctions, les distributeurs ont besoin d'une rémunération. Elle sert à couvrir :

- Les coûts de la distribution physique : transport, manutention, stockage, etc.
- Les coûts administratifs : facturation, comptabilité, etc.
- Les frais commerciaux : personnel de vente, promotion, publicité, après-vente, services divers, etc.
- Les frais financiers : immobilisation correspondant aux produits stockés, aux capitaux investis, etc.
- Le bénéfice du distributeur.

La marge du distributeur couvre ces différents postes [25].

1. les définitions : marge, taux de marque et coefficient multiplicateur :

- La marge brute : C'est le prix de vente moins le prix d'achat.
- Le taux de marque : C'est la marge brute exprimée en pourcentage du prix de vente (donc, marge incluse).

Plus généralement, le calcul de la marge brute et du taux de marque se fait à l'aide des formules suivantes : $MB = PV - PA$

$$m = - (MB/PV) \times 100$$

Avec:

MB: marge brute

m: taux de marque

PV : prix de vente

PA : prix d'achat

- **Le coefficient multiplicateur**

Pour se simplifier la tâche, de nombreux distributeurs ont pris l'habitude de calculer leur prix de vente à partir de leur prix d'achat, en lui appliquant un coefficient multiplicateur.

Le coefficient multiplicateur s'applique au prix d'achat alors qu'on a vu que le taux de marque se calcule sur le prix de vente, marge incluse.

Ces deux méthodes de fixation du prix de vente sont fondamentalement identiques, le coefficient multiplicateur (CM) étant l'inverse du complément du taux de marque (1-m) [25].

$$CM = 1 / 1 - m$$

2. Marges arrière et conditions commerciales particulières

Escompte, remises et ristournes

En plus de la marge proprement dite, les producteurs consentent souvent aux intermédiaires de la distribution des avantages financiers supplémentaires sous forme de « conditions spéciales » que les distributeurs appellent « marges arrières » et que leurs fournisseurs appellent diversement:

L'escompte : accordée pour paiement comptant est habituellement de 1 à 2 % du prix de vente;

Les remises : sont généralement consentis selon les quantités achetées ;

Les ristournes : sont accordées en fin d'année ou de saison pour les distributeurs qui ont atteint un certain seuil de chiffre d'affaires [26].

3. La marge et la rotation du stock :

Contrairement à ce que certains croient de façon un peu simpliste, la rentabilité d'un produit pour un distributeur ne dépend pas seulement de la marge unitaire (ou taux de marque) qu'il prélève sur ce produit ou même de sa marge totale, marge incluse. Elle dépend aussi du volume des ventes qu'il réalise sur ce produit, et de la vitesse de rotation de son stock [26].

- **L'influence de volume des ventes :**

La marge brute totale dégagée par une « référence » sur une période déterminée (un an, par exemple), est égale au produit de sa marge brute unitaire par son volume des ventes. Il résulte qu'entre deux références ayant un même prix d'achat et des taux de marque différents, ce n'est pas nécessairement celle qui a le plus fort taux de marque qui dégagera la plus forte marge brute totale [26].

- **L'influence de la vitesse de rotation des stocks :**

Un second facteur très important de la rentabilité d'un produit, pour un distributeur, est sa vitesse de rotation. On appelle vitesse de rotation d'un produit, le rapport entre son chiffre d'affaires annuel et la valeur de son stock moyen [26].

$$R = \frac{\text{Chiffre d'affaires au cours de la période}}{\text{Valeur du stock moyen évalué au prix de vente}}$$

Le stock moyen, par exemple, sur une période d'un an, est calculé selon la formule :

$$\text{Stock moyen} = (\text{Stock à l'inventaire} + \text{stock à la fin de chacun des 12 mois}) / 13$$

On exprime souvent la rotation des stocks en jours ou en mois. Dans le premier cas, on divise 365 par le ratio du stock ; dans le second, on divise 12 (pour 12 mois) par le ratio de rotation.

Plus la vitesse de rotation des stocks est grande et plus le rendement du capital investi dans les stocks est élevé. C'est pourquoi, on peut diminuer le taux de marque si on augmente en même temps la vitesse de rotation des stocks [26].

Toutefois, la rentabilité du distributeur ne dépend pas du seul ratio de rotation des stocks. Les délais de paiement que le distributeur peut obtenir du producteur sont également

déterminants. Si les délais excèdent la vitesse de rotation, cela veut dire que le distributeur a une trésorerie positive puisqu'il encaisse le produit des ventes avant d'avoir payé ses achats. Les grandes chaînes d'hyper et supermarchés sont souvent dans cette situation, et les produits financiers qu'elles tirent du placement de leur trésorerie sont une source importante de leur rentabilité. En revanche, cela se traduit par des frais des délais de paiement d'un, deux ou trois mois, et parfois plus dans certains cas exceptionnels [26].

III.6. Le choix et l'évaluation d'un circuit

Les distributeurs côtoient leur clientèle quotidiennement. Ils la connaissent parfois individuellement. Leur activité est, par nature, complètement orientée vers elle. Ils font donc, depuis toujours, du marketing. Sur les principes, le marketing des distributeurs ressemble à celui des producteurs. Dans la pratique, il est sensiblement différent [23].

III.1.6.1 la nature et les spécificités du marketing des distributeurs

a) un marketing comme les autres

La démarche générale du marketing s'applique aussi bien au secteur de la distribution qu'à celui de la production. En toute logique, un distributeur devrait commencer par analyser son marché, puis il devrait définir une cible, élaborer une stratégie marketing et mettre en place un plan d'actions commerciales.

Comme pour un producteur, la stratégie marketing du distributeur devrait s'appuyer sur la segmentation de ses marchés, la définition d'un positionnement et l'élaboration d'un marketing – mix [25].

b) les spécificités du marketing des distributeurs

- une clientèle paradoxalement mal connue :

Les producteurs n'ont généralement pas de contact direct avec leur clientèle lorsqu'ils vendent à des intermédiaires. Ils ressentent donc assez naturellement le besoin d'étudier leur marché et d'analyser soigneusement leurs ventes pour mieux connaître leurs consommateurs. A l'inverse, les distributeurs qui vivent constamment avec leurs clientèles en concluent souvent qu'ils connaissent bien leurs marchés et qu'ils n'ont donc pas besoin de recourir à des méthodes systématiques d'analyse marketing. En réalité, les distributeurs connaissent souvent mal leurs clients : ils gèrent en effet des transactions plus qu'ils ne

développent une relation avec leurs clients. La masse de clients est aussi pour la distribution une masse d'anonymes [25].

c) Un marketing expérimental

Souvent intuitif, le marketing des distributeurs a l'avantage de pouvoir être beaucoup plus pragmatique et expérimental que celui des producteurs. Pour ces derniers, il est lourd et coûteux d'organiser des marché-test et d'évaluer sur le terrain des idées de modification de produit de prix de communication ou de service c'est beaucoup plus facile pour le distributeur qui peut améliorer par essais successif efficacité de son marketing mix. L'observation des créations de la clientèle est aisée et le distributeur peut mesurer rapidement l'impact des nouvelles politique des prix de promotion ou de merchandising [25].

d) Un marketing très réactif

Le marketing d'un grand producteur est rythmé par son plan d'entreprise, son plan marketing souvent 3 ans, par son programme d'action marketing (1 an) et par l'arrivée des résultats de panel tous les deux mois. Le distributeur est, quel que soit sa taille, beaucoup plus déterminé par le court terme. C'est au jour au jour qu'une affaire de distribution doit être suivie et piloté et les données quotidiennes de ventes ont souvent plus d'impact que les plans à long terme. A cette très grande capacité de réaction immédiate, doit pourtant ce superposé une vision à plus long terme [25].

e) Le marketing a deux niveaux : local et national

Les grandes chaînes doivent concilier l'intérêt d'une stratégie cohérente pour tous leurs points de ventes et la nécessité de tenir compte des spécificités local de chaque magasin. Les conditions de concurrence sont, en effet, très différentes d'un lieu à un autre et les distributeurs hésitent entre des politiques fortement centralisé ou très décentralisées. La tendance est cependant nettement à la centralisation des décisions qui entraînent une perte d'autonomie des directeurs des points de ventes [25].

f) Un marketing vente et marketing achat la catégorie management

Un bon distributeur est d'abord un bon acheteur. Ce vieux principe reste d'actualité. La fonction achat est encor plus importante pour les distributeurs que pour les producteurs.

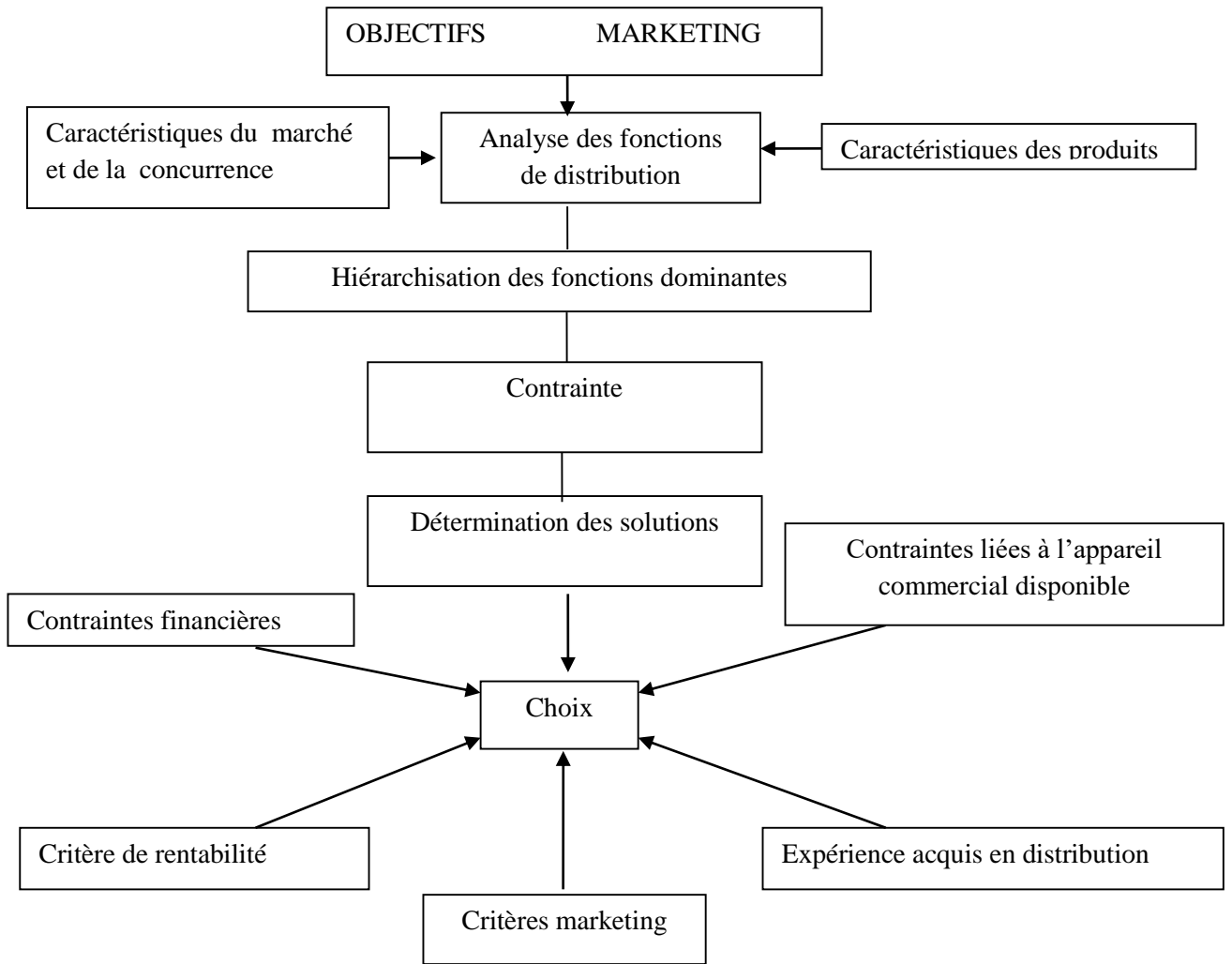
Elle est au cœur de leur politique marketing. Elle est la condition nécessaire (mais rarement suffisante) de leur rentabilité. Pour cette raison, l'organisation du marketing des distributeurs est différente de celle du producteur. Ceux-ci s'appuient généralement sur des chefs de produits tant que les distributeurs organisent leur marketing au tour d'une double structure opérationnelle [25] :

III.1.6.2 Choix d'un circuit de distribution

Le processus de choix d'un circuit de distribution repose sur trois étapes principales :

- A. l'analyse des fonctions de distribution.
- B. la détermination des solutions possibles compte tenu des contraintes.
- C. le choix d'une solution.

Et voici le schéma illustrant le processus de décision d'un circuit de distribution :



III.7. Choix d'un circuit de distribution

- A. L'analyse des fonctions de distribution
- B. La prise en compte des contraintes
- C. Les critères d'évaluation d'un circuit de distribution

III.8. L'externalisation

« Création de valeur, maîtrise des coûts, gestion des compétences. Voici de véritables leitmotivs pour l'entreprise moderne qui tente d'agir et de réagir vite dans un environnement en proie à la concurrence. Le recours à l'externalisation représente un moyen de tenir compte de ces priorités grâce à un savant dosage d'outils managériaux ».

Externaliser (ou outsource), c'est confier à un prestataire la gestion globale de certaines tâches auparavant réalisées par les employés de l'entreprise demandeuse. C'est choisir entre « faire » en interne ou « faire faire » par l'extérieur (i.e. par une entité économiquement indépendante). Le contrat de prestation – formel ou informel – permet d'établir le lien entre les deux entités [27].

III.8.1 Définition de l'externalisation

L'externalisation : « le fait de confier une activité et son management à un fournisseur ou à un prestataire extérieur plutôt que la réaliser en interne » une externalisation peut s'accompagner de transfert de personnel et d'équipement vers le fournisseur ou le prestataire. Notons que l'on emploie généralement le terme « fournisseur » pour les activités de production et le terme « prestataire » pour les activités de services. L'externalisation doit être distinguée de trois phénomènes avec lesquels elle est souvent confondue : la sous-traitance, le downsizing et le ré-engineering [27].

III.8.2 Types d'externalisation

1. L'externalisation traditionnelle

Le premier type d'externalisation revient à confier de façon répétée le management d'une activité peu sensible à un prestataire ou à un fournisseur extérieur [27].

2. L'externalisation traditionnelle avec désintégration

Le second type d'externalisation revient à confier à un prestataire ou à un fournisseur extérieur une activité peu sensible, qui était jusque-là réalisée en interne. Ce type d'externalisation présente une différence essentielle par rapport au précédent. En effet, il ne s'agit plus de poursuivre une stratégie d'externalisation qui a été définie par le passé. La question qui se pose est la suivante : faut-il continuer de réaliser une activité en interne ou faut-il l'externaliser ?

Les opérations d'externalisation avec internalisation préalable focalisent aujourd'hui l'attention des médias. En effet, elles s'accompagnent fréquemment d'un transfert de ressources – personnel et équipements- vers le prestataire. Dans certains cas, les droits de propriété sur les équipements et les contrats de travail des employés sont transférés vers une entité indépendante. Cette entité héberge alors l'activité externalisée en attendant que le prestataire en prenne définitivement le contrôle. Bien évidemment, les activités les moins critiques et les plus éloignées du « cœur de métier » sont les premières touchées par ce type d'externalisation [27].

3. L'externalisation stratégique avec désintégration

Le troisième type d'externalisation revient à confier à un prestataire ou à un fournisseur extérieur une activité sensible, qui était jusque-là réalisée en interne. Les opérations que nous avons évoquées dans l'introduction

L'externalisation de la logistique par IBM, l'externalisation des télécommunications par le Crédit Lyonnais et l'externalisation de l'informatique par RHONE-POULENC-relevaient toutes de cette catégorie [27].

Les implications de telles opérations sont extrêmement importantes. Lorsqu'elles réussissent, elles peuvent permettre à une entreprise de renforcer sa position concurrentielle. Lorsqu'elles échouent, elles peuvent aboutir à la paralysie de l'entreprise [27].

4. L'externalisation stratégique

Le quatrième type d'externalisation revient à confier de façon répétée une activité sensible à un prestataire ou à un fournisseur extérieur. Ce type d'externalisation est assez rare. Les opérations d'externalisation stratégique sont souvent récentes. On observe donc

encore peu de cas de reconduction de contrat. Il existe cependant des exceptions comme l'externalisation des fonctions supports client par Microsoft [27].

III.8.3 Objectif de l'externalisation

L'externalisation signifie confier le management d'une activité à un fournisseur ou à un prestataire extérieure plutôt que de la réaliser soi-même. Quelles que soient les caractéristiques d'une opération d'externalisation, l'objectif visé sera toujours l'un des trois suivants :

- L'amélioration du fonctionnement de l'activité externalisée.
- L'accroissement de la contribution de l'activité externalisée à la performance globale
- L'exploitation commerciale de l'activité externalisée [29].

III.8.4 Organisation d'une externalisation

L'externalisation peut s'avérer stratégique. Aussi, il est nécessaire de bien la préparer. La première action est d'élaborer un cahier des charges précis qui va définir les objectifs, les conditions et les moyens de contrôle de la démarche d'externalisation. L'une des clés de la réussite est de bien définir le périmètre d'intervention de chacun et les modalités de fonctionnement entre l'interne et l'externe [28].

III.8.5 La démarche d'une externalisation

- Etude de l'entreprise (audit).
- Définir les objectifs.
- Identification des risques.
- Définir les contours de l'externalisation.
- Rédiger un cahier des charges.
- La sélection du prestataire.
- Le lancement de l'appel d'offre.
- La sélection du meilleur prestataire.
- L'établissement du contrat de prestation.
- Piloter l'externalisation « tableau de bord » [29].

III.8.6 Avantages et inconvénients de l'externalisation

D'après une étude faite en 2003, par une revue économique française « le baromètre », on a pu avoir les informations suivantes quant aux perceptions de responsables de 220 entreprises françaises par rapport à la question des avantages et inconvénients de l'outsourcing [28] :

Avantages	Inconvénients
1. Coût et efficacité : 54% 2. Qualité et compétences : 48% 3. Souplesse et simplicité : 46%	1. Perte de contrôle : 46% 2. Problème de qualité : 33% 3. Coût : 46% 4. Problèmes de ressources humaines : 24%
Source : Baromètre Outsourcing 2003	

Les avantages possibles de l'externalisation

Accent mis davantage sur l'organisme

Contrôle des coûts ou coûts moindres

Souplesse accrue

Plus grand accès aux compétences et aux connaissances spécialisées

Amélioration de la qualité du service [29].

Les inconvénients possibles de l'externalisation

Perte de contrôle

Baisse de la qualité du service

Risque de dépendance [29].

III.9 Conclusion

L'externalisation est devenue un outil de gestion reconnue. Elle peut être un mécanisme permettant de réaliser des économies et d'accroître l'efficacité. Les établissements du patrimoine, leurs conseils d'administration et leurs bailleurs de fonds ont commencé à envisager l'externalisation comme un mode possible de prestation des services, et, dans de nombreux cas, des bibliothèques et des musées ont eu recours avec succès à l'externalisation. Cependant, l'externalisation présente des avantages et des inconvénients. Si ce n'est pas fait correctement, elle peut causer de sérieux problèmes.



*Partie
expérimentale :*



Stage Pratique

Introduction

Afin de mettre en pratique les connaissances acquises par les étudiants durant le cycle de formation de master et afin de découvrir l'environnement professionnel en général et les diverses fonctions de l'entreprise, L'université Mohamed Khider propose en faveur de ses étudiants un stage pratique de 15 jours dans les entreprises accueillantes et cela durant chaque année universitaire de leurs formation.

En ce qui concerne ma personne, j'ai profité de mes 15 jours de stage pratique officiellement et administrativement demandé par l'université de Biskra et par le biais de notre vice doyeneté de la faculté des sciences et de la technologie responsable de cette tache via la direction de **NAFTAL GPL District de Batna** afin de voir et d'étudier le concept de gestion, d'enfument et de commercialisation des produits GPL et leurs distributions sur le territoire est et sud est de notre pays.

L'entreprise **NAFTAL** est considérée comme la plus importante des principaux agents économiques intervenants dans le domaine des hydrocarbures assurant la prospérité et le développement de l'économie nationale.

Elle ne se contente plus des demandes traditionnelles et classiques de sa clientèle, mais elle propose également de nouveaux produits et cela dans le but d'élargir leur part du marché et assurer leur développement et leur pérennité.

Ce stage m'a été d'une grande utilité et d'un grand apport aussi scientifique que professionnel, il m'a permis d'acquérir des connaissances pratiques en matière de la gestion et de la distribution des produits Gaz Pétrole Liquéfiée (GPL).

Dans ce document est exposé en premier lieu une présentation de **NAFTAL** branche **GPL** et après une exploration du site du District de Batna, je vais expliquer les différents aspects de mon travail au niveau du département de la distribution et enfin, en conclusion, je résume l'intérêt de ce stage par quelques constats qui découleront dans l'intérêt de ce district.

Section 01 : Présentation de l'entreprise NAFTAL et de sa branche GPL

L'entreprise **NAFTAL** est la première entreprise algérienne spécialisée dans la distribution et la commercialisation des produits pétroliers. Filiale à 100% de **SONATRACH**, elle a été créée en 1987. Il faut noter qu'après 1971, la distribution des produits pétroliers en Algérie, était confiée à la division « **Marché Intérieur** » relevant de **SONATRACH**.

Le décret N°80-101 du 06 avril 1980 crée L'ERDP pour prendre en charge les activités de raffinage et de distribution des produits pétroliers sur le marché national, elle entre en activité le 01 janvier 1982.

Le décret N°87-189 du 27 août 1987 restructure ERDP en deux entreprises publiques économiques :

NAFTEC —> chargée du raffinage du pétrole.

NAFTAL —> chargée de la distribution et commercialisation des produits pétroliers.

En 1998, NAFTAL et suite à l'exécution d'un plan de redressement interne change son statut en SPA. Par la signature du contrat avec le bureau international Accenture France, l'entreprise affiche sa détermination de parachever les réformes structurelles au cours de l'année 2005 à travers la séparation des activités logistique de la fonction commercialisation : elle opte pour une organisation segmentée par activité.

En effet les cinq domaines d'activité de **NAFTAL** sont organisés en 05 branches :

1. Carburants,
2. Lubrifiants,
3. Commercial,
4. International,
5. GPL

Comme le montre l'organigramme ci –dessous :

Organigramme de NAFTAL

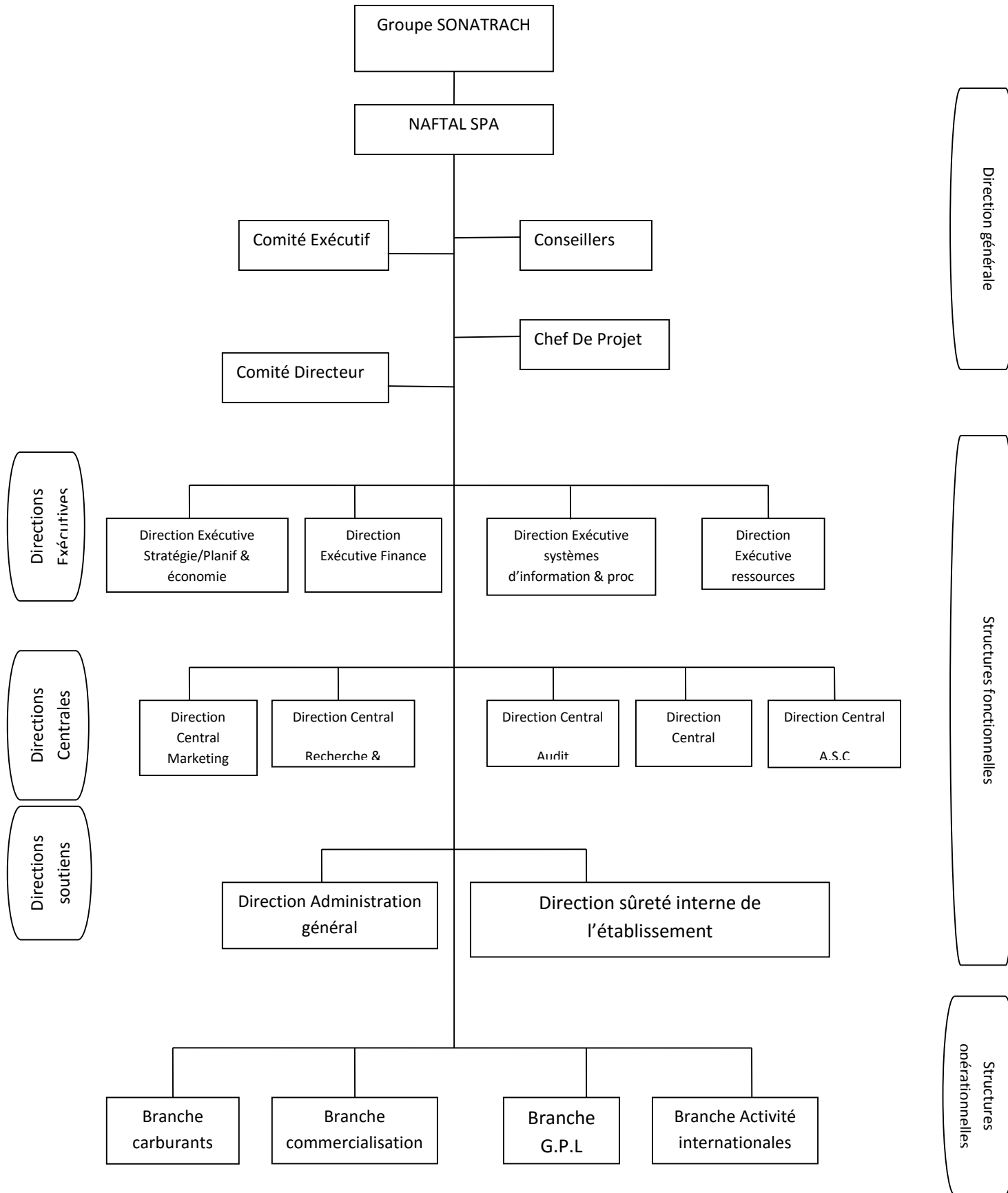


Schéma N°1 : Organisation générale de la macrostructure de la société NAFTAL S.P.A année 2008

Source : NAFTAL Chérraga.

Pour répondre aux exigences, **NAFTAL** modernise ses procédures de gestion conformément aux normes internationales. Elle a consenti de gros investissements pour la rénovation et la modernisation de ses infrastructures et pour l'amélioration des compétences de ses salariés.

L'objectif recherché à travers ces actions c'est l'évolution dans un marché libre et concurrentiel et un redéploiement au trafic international.

NAFTAL, forte des expériences du passé a décidé de se projeter résolument dans l'avenir avec à l'appui l'élaboration « d'une stratégie de développement rationnelle et cohérente qui tient compte des enjeux et des exigences du nouveau contexte économique national et international ».

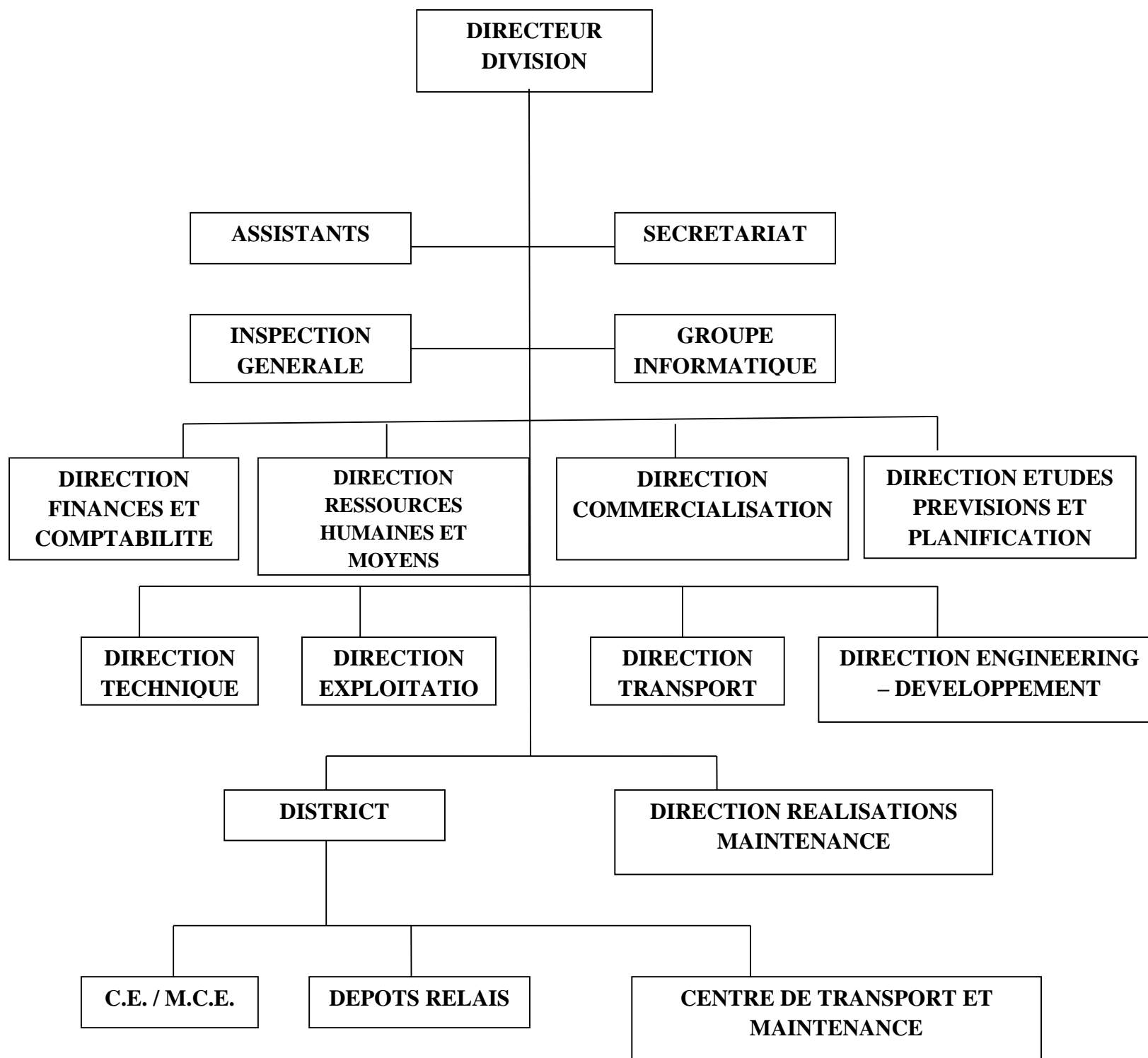
Présentation de la branche GPL

Si la mondialisation impose des défis, elle ouvre en même temps à l'économie et au secteur des opportunités d'insertion dans le processus de la globalisation que toute entreprise doit savoir saisir à temps.

La branche GPL issue de la réorganisation de **NAFTAL** en 2002 est une structure opérationnelle composée de 11 directions opérationnelles, il convient de noter qu'auparavant, elle était structurée sous forme d'une division.

Aujourd'hui, elle regroupe 19 districts répartis sur le territoire national (plus le 20^{ème} DMR Département pour la Maintenance et la Réalisation).

Organigramme de la branche Gaz Pétrole Liquéfié (GPL).



Schémas N°2 : ORGANISATION GENERALE DE LA BRANCHE GPL

Source : NAFTAL, branche GPL.

Les missions de la branche GPL

La branche GPL a comme missions :

- Gérer, organiser, promouvoir et développer l'activité enfûtage et de distribution des GPL
- Commercialiser les GPL vrac et conditionnés, leurs emballages et accessoires ;
- Veiller au respect des normes et consignes de sécurité sur toute la chaîne GPL ;
- Organiser et développer le réseau commercial et de la distribution ;
- Développer et valoriser les GPL sous toutes ses formes ;
- Distribuer les GPL aux utilisateurs dans les meilleures conditions de coût, de qualité, de délais et de sécurité ;
- Moderniser les infrastructures pour améliorer la productivité, la sécurité et la gestion ;
- Développer le partenariat et la coopération dans les domaines des GPL.

Les objectifs de la branche GPL

- Les objectifs généraux de la branche GPL sont :

Développement

- Valoriser de manière optimale le potentiel actuel en GPL et les disponibilités prévues à moyen et à long terme.
- Connaître et développer les technologies nouvelles applicables aux différents stades du processus de distribution ;
- Recherche toute amélioration possible en matière de sécurité, depuis le stockage initial jusqu'à l'utilisation par le client final ;
- Recherche toute forme de partenariat pour le développement et le transfert des technologies modernes.

Commercialisation

- Distribution des GPL en respectant les orientations suivantes :
- Fournisseur des GPL : SONATRACH et NAFTEC ;
- Les stocker en quantités suffisante pour disposer d'une bonne autonomie à faire face à la demande durant la période hivernale.
- Assurer leur conditionnement, leur transport et leur mise à disposition des utilisateurs.

- Distribuer les emballages, matériels et accessoires en quantité suffisante pour que le développement des GPL puisse se poursuivre conformément aux objectifs fixés.
- Envisager la recherche des marchés à l'extérieur du pays.

Les moyens matériels

La couverture des besoins quotidiens du marché national en produits pétroliers implique des transports massifs de carburants et GPL depuis la source de production vers les zones de consommation.

Pour assurer cet équilibre entre l'offre et la demande, NAFTAL met à contribution plusieurs modes de transport.

Cabotage - Pipe : Pour l'approvisionnement des entrepôts à partir des raffineries.

Rail : Pour le ravitaillement des dépôts à partir des entrepôts.

Route : Pour la livraison des clients et le ravitaillement des dépôts non desservis par le rail.

Pour remplir sa mission de distribution des produits pétroliers, NAFTAL dispose d'un parc de 6500 véhicules de distribution de :

- Tracteurs Routiers
- Semi-Remorque Citerne
- Semi-Remorques plateaux
- Camion-Citerne
- Camion Plateaux
- Camion Porte Palettes

Cette flotte lui permet d'assurer 73.30 % des livraisons clients, le reste étant assuré par des transporteurs tiers ou par des clients eux-mêmes.

Par ailleurs, NAFTAL dispose de :

- Sept (07) barges pour le soutirage des navires et affréter en permanence auprès des entreprises publiques de transport.
- 160 citernes carburant (SNTR)

- 960 wagons citernes (SNTF)
- 4 caboteurs hydro (SNTM)

Volumes transportés

GPL

1. Pipe : 1 054 116 t
2. Cabotages : 602 633 t
3. Route : 3 494 274 t

CARBURANTS

- 1- Pipe : 3 204 278 t

En quelques chiffres

Avec un personnel de 29 885 agents, NAFTAL est le 1^{er} distributeur de produits pétroliers en Algérie. Elle contribue à hauteur de 51% de l'énergie finale en fournissant 8 millions de tonnes de produits pétroliers par an sous forme de :

- Carburants
- Gaz de pétrole liquéfié
- Bitumes
- Lubrifiants

Stockage

Pour cela elle dispose de :

- 67 centres et dépôts de distribution et de stockage de carburants, lubrifiants et pneumatiques.
- 24 centres et dépôts aviation, 06 centres marines.
- 49 dépôts relais de stockage GPL.
- 40 centres d'emplissage GPL d'une capacité d'enfûtage de 12 million de tonnes/an.
- 6 centres vracs GPL.
- 15 unités bitument d'une capacité de formulation de 360 000 tonnes/an.
- 6500 véhicules de distribution et 841 engins de manutention et de maintenance.

- 400 km de canalisation opérationnelles et 350 km de canalisation en cours de réalisation.

Le réseau de distribution s'étend sur :

- 1 847 stations-services dont 671 en toute propriété.
- 14 550 points de vente GPL.

Section 02 : fiche de présentation de district Batna

Comme j'ai réalisé mon stage au sein de district -Batna- l'un des districts de **NAFTAL** je vais la présenter d'abord ainsi que ses différentes fonctions :

Situation géographique

NAFTAL district GPL Batna comprend deux wilayas

Wilaya de Batna avec **21 Dairas &59** Communes et la wilaya de Biskra avec **12 Dairas et 34** Communes délimité comme suit :

- A l'Est par le District GPL de M'sila.
- Au Nord / Est par le District GPL de Oum-El-Bouaghi.
- Au Sud par le District GPL de Hassi –Messaoud.
- A l'Ouest par le District GPL de Sétif.

Superficie : Le District GPL de Batna couvre une superficie de 124 610 Km², soit 5,2 % du territoire national.

Infrastructure : Le siège du district GPL est installé à la zone industrielle KECHIDA de la ville de Batna et dispose de cinq CDS (centres de distribution et de stockage).

1. Centre enfuteur de BATNA.
2. Mini-centre de BISKRA.
3. Dépôts relais de Merouana.
4. Dépôts relais de Barika.
5. Dépôts relais d'Arris.

Le centre enfuteur de Batna.

- Date de mise en service : mars **1977**.
- Lieu : Zone Industrielle de Batna.
- Superficie : **42 112 m²**.

Capacité de stockage

- Butane Vrac : 2 000 TM (soit 2 sphères de 500 TM et une sphère de 1 000 TM).
- Propane Vrac : 150 TM (soit 2 Cigares de 75 TM chacun).
- Butane conditionné : 60 000 Bouteilles.

Atelier de travail

Moyens de Production

- Emplissage Butane 13 Kg : 2 carrousels de 24 bascules chacun.
- Emplissage Butane 03 Kg : 03 bascules.
- Emplissage Propane 35 Kg : 03 bascules.
- Emplissage Propane 11 Kg : 01 bascules.

Capacité de Production Théorique

- Butane : 1 400 B13 Kg / heure.
- Propane : 180 B13 Kg / heure.
- Réprouve Butane : 1 rampe de 10 unités.
- Réprouve Propane : 1 rampe de 6 unités.

Le mini- centre enfuteur de Biskra

- Lieu : Zone Industrielle de Biskra.
- Superficie : **14 000** m².
- Date de mise en Service : **1985**.

Capacité de stockage

- Butane Vrac : **150** TM.
- Butane conditionné : **20 000** Bouteilles.

Moyens de Production

- Emplissage Butane : **10** Bascules stationnaires.
- **1** rampe de **05** postes. De Marque CRISPLONT TTL 35.

L'organigramme de district Batna

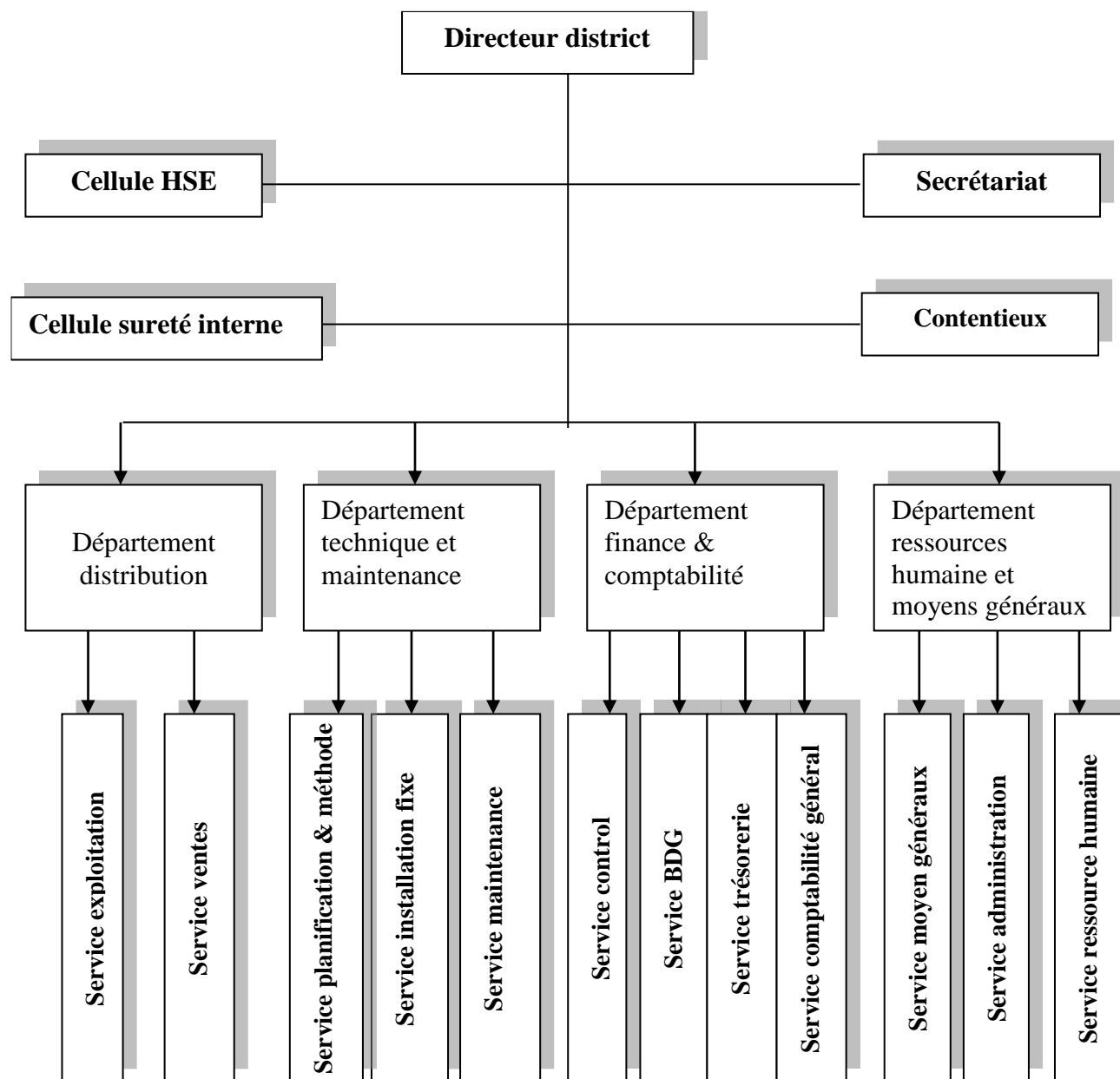


Schéma n°03 : L'organigramme de District NAFTAL GPL Batna.

Section 03 : Les missions effectuées durant la période de stage

J'ai effectué mon stage au sein de 'département distribution et commercial' qui se situe au niveau de **NAFTAL district GPL Batna**, dont les activités principales sont :

- La gestion du transport des produits GPL.
- La gestion de la production
- La gestion des stocks
- La commercialisation des produits GPL (gaz pétrolier liquéfié).

Ce département dispose de deux services :

- Service ventes et marketing
- Service exploitation.

Les fonctions de service 'Ventes et Marketing'

Etudes de marché

Le service des ventes et du marketing est celui chargé des études de marché et pour accomplir ces études le service suit la démarche suivante :

1ère étape : définition de problème

Le problème que le district cherche à résoudre est de déterminer la part de marché de 'NAFTAL GPL' (le concurrent principal de cette dernière est Sonelgaz avec son produit «le gaz de ville » et de prévoir la demande pour le futur.

2^{ème} étape : la collecte d'informations

Pour réduire les coûts et gagner du temps, le service fait recours aux données déjà disponibles chez lui, ou à des études qui sont déjà faites par d'autres parties comme le ministère de l'industrie et des mines, qui fait des statistiques concernant la consommation des produits hydrocarbures par la population algérienne, ces statistiques sont très fiables et reflètent la réalité, on s'intéresse aussi au nombre de populations par régions et au nombre de foyers, donc le service utilise ces statistiques à côté d'autres informations qui sont collectées par le district lui-même tels que les ventes passées et actuelles, et des chiffres concernant les variations des ventes en fonction des prévisions climatiques (de façon saisonnière en générale).

3^{ème} étape : analyse des résultats

Cette étape vise à dégager la signification des résultats obtenus, où on constate par exemple que les ventes de gaz conditionné en bouteilles (qui est destiné aux simples citoyens) en hiver sont plus importantes que celles de la saison d'été et cela est dû bien sûr à l'élévation de la température en été et sa baisse en hiver où les gens achètent plus de gaz pour le chauffage. Et la signification de la baisse permanente des ventes de gaz en bouteilles d'une année à une autre est due à la pénétration croissante de gaz de ville dans les foyers algériens. Et on constate aussi une petite augmentation des ventes de GPLC qui est dû à l'augmentation des véhicules en essence qui installent de plus en plus les équipements de SIRGAZ à cause de son prix économique.

4^{ème} étape : présentation des résultats

Cette dernière phase consiste à rédiger un rapport présentant les résultats de l'étude et les recommandations, et enfin ce rapport va être transmis au service « exploitation » pour le mettre en œuvre.

Le suivi des clients

Le service 'ventes' a une base de données pour le suivi des clients, où les employés inscrivent les nouveaux clients dans cette base de données, et leur attribuent un numéro et une carte de client, et suivent leurs dettes (uniquement pour le Ministère de la Défense Nationale et la Direction de la Sécurité Nationale ainsi que bien d'autres institutions étatiques).

Le service suit aussi les demandes des clients, s'il y a une augmentation de demande au niveau des points de ventes ou au niveau des stations-service, ces dernières transmettent ce message au district, et ce service reçoit ce message, et le transmet au service exploitation, pour faire le ravitaillement.

La fixation des objectifs et veiller que les objectifs fixés seront atteints

Le service fixe des objectifs annuels et mensuels en genre et en nombre (le produit vendu et sa quantité) et ces objectifs sont fixés à la base des prévisions effectuées, et aux ventes de l'année passée. Et en cas de non réalisation de ces objectifs le service cherche à savoir pourquoi ils ne sont pas réalisés pour chercher des solutions. Le problème constaté en matière de non réalisation de ces objectifs est la concurrence, principalement Sonelgaz, et aussi les nouveaux entrants au marché qui offrent aux clients des promotions séduisantes, par

exemple leur offrir un paiement à terme, le temps où **NAFTAL GPL** les obligent à payer immédiatement ou à l'avance.

Les fonctions de service « EXPLOITATION »

La gestion des stocks

Le **CDS** (Centre de Distribution et de Stockage) de Batna dispose de trois « **SPHERES** » métalliques pour le stockage, deux parmi eux sont de capacité de 500 tonnes destinées au stockage de butane et la troisième est de capacité de 1000 tonnes, elle est destinée parfois au stockage de propane et parfois au stockage de butane, selon les variations de la demande des deux produits et il dispose aussi de deux « **CIGARES** » métalliques de capacité de 150 tonnes chacun destinés au stockage de propane.

Pour remplir ces stocks, le service exploitation charge les moyens de transport pour faire l'approvisionnement depuis le CDS de El Khroub Constantine et cette approvisionnement est relative effectivement à la demande.

La gestion de production

Le CDS de Batna met à disposition plusieurs produits qui sont généralement de « **L'ENFUTAGE** » ou le remplissage, parmi les produits on retrouve :

- Le **GPLC (SIRGAZ)**, ce produit n'est pas stockable, mais il est produit en mélangeant le propane et le butane dans les citernes de livraison.
- Les bouteilles de butane, qui sont classées par les volumes des bouteilles : le B13 (butane 13 kilogrammes), B6, et B3, est qui sont destinés principalement aux ménages.
- Les bouteilles de propane : P35 et P11 qui sont destinés aux clients de grande consommation tel que les institutions étatiques ou privé, les parfumeries, les bijoutiers, ou bien même les simples ménages.

L'élaboration des plans de ravitaillement et de transport

Pour que le produit atteinte les clients, le service « exploitation » trace un plan de distribution et de transport en fonction des données collectées, pour optimiser l'utilisation des moyens de transport pour livrer les produits en minimum de coûts et de temps et maximum des quantités distribuées, cela est fait par le traçage des schémas des situations

géographiques des clients et les quantités demandés par chacun d'eux, pour atteindre l'optimum, voici un exemple de ces plans qui est tracé par l'un des employés.

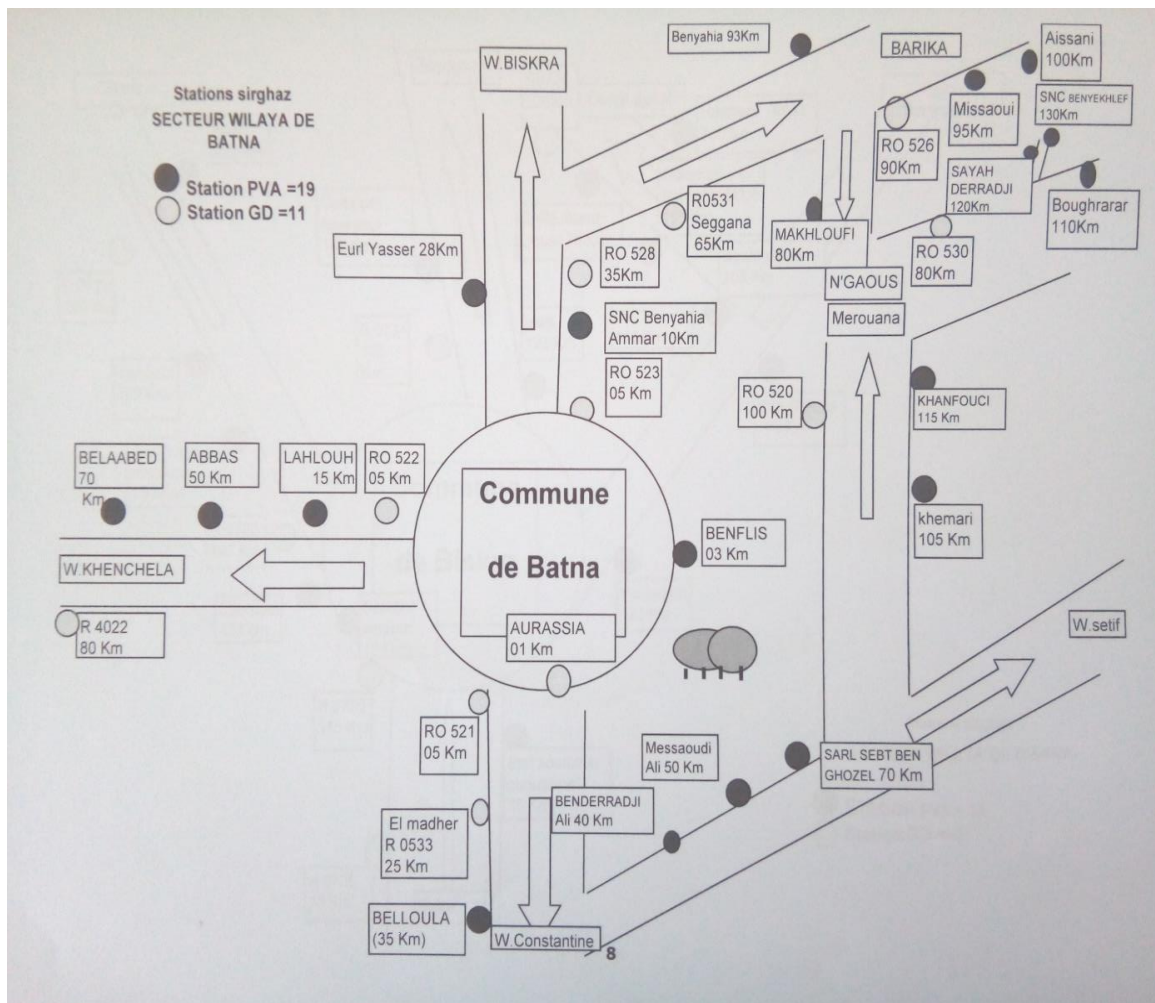
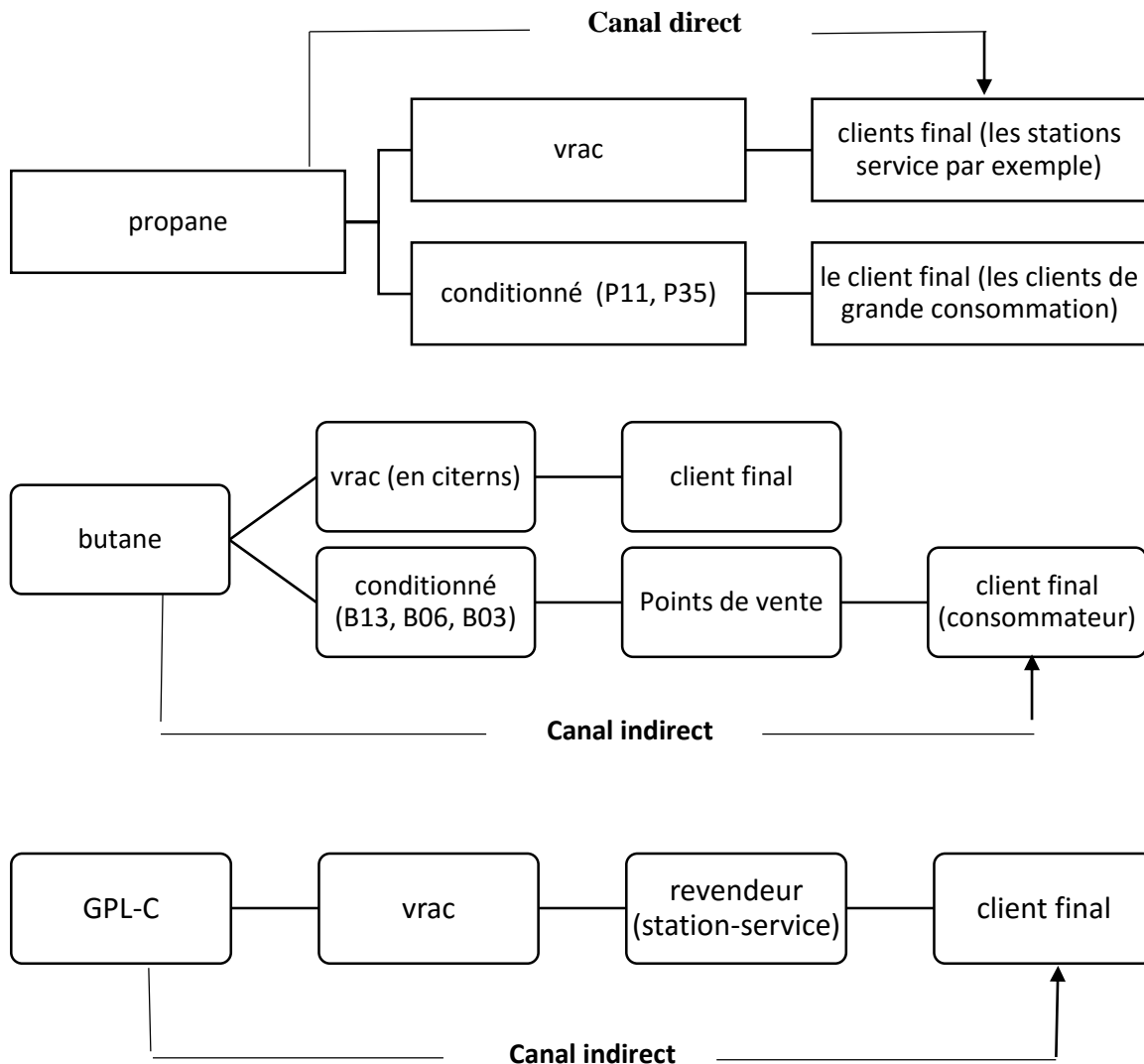


Fig.18:un schéma de distribution de GPL-C dans la wilaya de Batna

la source : document interne

Les types des produits et différents canaux de distribution

Le schéma suivant illustre les produits de district, et les différents canaux de distribution utilisée pour atteindre le client final :



Les apports de stage

Au cours de ce stage, j'ai beaucoup appris. Les apports que j'ai tirés de cette expérience professionnelle peuvent être regroupés autour de quatre idées principales :

Des connaissances pratiques en matière de gestion de distribution au sein d'une entreprise qui est spécialisée dans la production et la distribution des produits GPL, où j'ai vu de près comment gérer les moyens disponibles pour satisfaire les maximums les besoins des clients.

Conclusion

Compte tenu de la part importante que la distribution des produits peut occuper dans l'entreprise NAFTAL GPL, il est incontestable que l'étude et la surveillance de celle-ci fait une partie importante de travail de l'entreprise, vu les charges importantes qu'engendre à l'entreprise.

Donc la fonction de distribution dans l'entreprise NAFTAL GPL doit répondre à une double nécessité :

- ✓ Assurer un meilleur service à la clientèle,
- ✓ La minimisation des coûts de distribution, et la maximisation des quantités distribuées ou transportées.

Mais à la recherche de maximisation de profit et de minimisation des coûts je propose à l'entreprise de trouver une solution à son activité qui est fortement dépendant au saisons par la mise en place des techniques pour augmenter les ventes en saison d'été, et aussi aux variations climatiques, qui fait que le climat devient plus chaud d'une année à une autre qui abaisse principalement les ventes de gaz en bouteilles destiné au simples citoyens.

L'entreprise doit aussi trouver une solution à la baisse des ventes à cause des concurrents qui investissent dans les mêmes produits que NAFTAL GPL, et aussi à cause de la pénétration de marché par les produits substitués, principalement le gaz de ville.



Conclusion générale



Conclusion Générale

A la fin de mon stage pratique qui c'est précédé par un travail de recherches théoriques sur tous ce qui est en rapport avec les produits hydrocarbures relatant des notions importantes de recherches bibliographiques dans le domaine de la gestion et la distributions des produits hydrocarbures que cela soient dans leurs états naturels ou dans des états traités et à travers le suivi et l'étude du processus de distribution des produits pétroliers (GPL) dans l'entreprise NAFTAL Batna qui est une entreprise algérienne à caractère économique qui s'occupe de la préconisation des offres et des demandes de produits énergétiques à larges consommations dans notre pays nous avons proposé un manuscrit qui à nos yeux sera une traduction de nos efforts dans ce domaine.

Le travail comporte en premier un chapitre intitulé « Généralités » qui sera notre première porte de l'étude portant sur les produits pétroliers et des canaux de distribution on retrouve les différents concepts théoriques de gestion et de distributions de gaz naturel et une importante partie qui parle de processus de fabrication et de distribution du GPL ainsi que des canaux de sa distribution à noter que la répartition des principales fonctions du marketing vise à offrir ces produits après l'achèvement de leurs productions aux différents consommateurs probables en final ou les politiques industrielles et de la distribution sont en distribution directe et la distribution indirecte, l'organisation fera objet de pénétrer le marché à travers des canaux de distribution, et les voies que GPL, du producteur au consommateur et est tout la pensée stratégique de l'organisation, les objectifs, les caractéristiques des consommateurs, physiques et financiers et d'autres facteurs potentiels qui ont un impact sur le choix du canal de distribution . Nous avons également essayé l'exposition dans ce chapitre, un élément important dans la stratégie distributive.

Dans le chapitre suivant, nous avons montré l'implication d'une institution nationale compétente dans le domaine de la commercialisation et la distribution des produits pétroliers cette entreprise est appelée NAFTAL et situé exactement à la zone industrielle de la ville de BATNA son objectif principal est d'assurer le processus de commercialisation et de la distribution de GPL.


En terme de conclusion, il faut dire que l'industrie pétrolière est l'une des industries les plus importantes et couteuses du monde vu les produits issus de celle-ci spécialement ceux appelés les dérivés du pétrole résultant du processus de raffinage du pétrole brut.

Pour l'entreprise NAFTAL BATNA et à travers ce qui à été présentés nous pouvant dire que la distribution des produits pétroliers rentre dans la stratégie de l'entreprise pour laquelle les concepts scientifiques et commerciale du marketing rentre aussi dans l'une de ses stratégies les plus importantes.


Recommandations et suggestions

A noter que les recherches bibliographiques ont été d'une grande nécessité dans notre parcours de travail de projet fin d'étude afin de pouvoir suivre, comprendre et même probablement s'impliquer à effectuer et jouer le rôle de membre du personnel de cette entreprise, les pratiques et les interventions faites sur site servent l'efficacité.

Nous recommandant de notre part à cette entreprise qui est pour nous une véritable porte qui s'offre dans notre avenir professionnel à proposer d'autres différents produits hydrocarbures les quelles la similarité de distribution avec le GPL s'accorde cela ouvrira d'autres porte de l'investissement et nous profitera par la complicité de notre participation de loin ou de près avec les services de cette entreprise en particulier cela nous poussera à essayer de coopérer et de coordonner avec les différents types de stations de remplissage de différents types, que ce soit la maison appartenant aux propriétaires ou à l'institution mère.



*Références
bibliographiques*



Références bibliographique

Partie théorique

- [1] Thèse présentée devant université politehnica de Bucarest (Roumanie) – faculté d'énergétique chaire «centrales électriques et énergétique industrielle » Et l'institut national des sciences appliquées de Lyon (France)
- [2]. Life Cycle Assessment for Electricity Generation. Sweden, 1996, 155 p.
- [3]. Environmental Protection Agency. Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006, 2002, 155 p.
- [4]. Natural Gas Production, Processing and Transport. Paris : Techniq, 1997, 150 p
- [5]. La filière du gaz naturel. [Enligne] ,1999. Disponible sur: « <http://www.ifp.fr>. » (Consulté le 17.03.2017).
- [6]. European Commission. Externalities of Energy – Gaz. Brussels: Vol. 3-4, EUR 15235, 1995, p. 83-110
- [7]. Gaz naturel. Paris, B419/1, 1995, 18.21 p.
- [8]. Unveils New Compact LNG Technology. Oil and Gas Journal, 1998, p 37-39
- [9]. Les filières d'utilisation du gaz naturel dans les processus énergétiques de combustion. Scientifique bulletin, Université POLITEHNICA de Bucarest, nr.3, pp. 25÷35, Bucuresti, 2000.
- [10]. Energy Information Administration. U.S. Crude Oil, Natural Gas and Natural Gas liquids reserves. U.S. Department of Energy 1998, 215 p.
- [11]. Brennstoffzellen in der zukünftigen Energieversorgung. VGB Kraftwerks technik 4, 2000, 35-38 p.
- [12]. Offshore Construction Requirements Having Existing Technical Boundaries. Offshore gazoduc Technology, 1998, p 32-35
- [13]. Analyse de l'inventaire de la filière de gaz naturel utilisé dans le secteur énergétique. Scientifique bulletin, Université POLITEHNICA de Bucarest, Vol. 64, n° 1, 39 – 50 p, 2002

- [14] Product Review : Natural Gas. Chemical Economics Handbook. Menlo Park : Vol. 4, Section 229, 2000, 351 p.
- [15]. New technologies and design methods will play a large rol in the design and construction of LNG projects .Developements in natural gas liquefaction, Vol 78, n°4, 1999, 14-17 p.
- [16]. East Coast Gas – The Big Picture. Halifax: CERI Eastern Canadian Natural Gas Conference, 1998, 28 p.
- [17]. Coûts externes de la production d'électricité. Belgique : nucléaire, gaz charbon. Brussels: Annual Meeting and Conference. 1997, 61 p.
- [18]. <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/Les-hydrocarbures-non-conventionnels/Les-differents-types-d-hydrocarbures-gazeux-non-conventionnels> (consulté le 27.04.2017)
- [19]. Proceeding du Séminaire sur le GPL (Développement, promotion) ; Alger ; Avril 1999.
- [20]. Z.HANICHI ; «Optimisation des paramètres de fonctionnement d'une débutaniseure» ; Mémoire de fin d'étude université de BOUMERDES ; 2005.
- [21]. http://www.pangas.ch/fr/safety_and_quality/gas_risks/flammable_gases/index.html (consulté le 27.04.2017)¹ Y.Chirouze: le Marketing, le choix des moyens de l'action commerciale Ed. OPU 1987 pages 29-30
- [22]. J.Lendrevie, j.Lévy & D.Lindon « MERCATOR » 7 édition, 2003, page 400-401
- [23].Kotler et du Boit Marketing Management -public union-10^e édition- 2001-page 496
- [24]. www.marketing-etudiant.com cours de distribution et merchandising, professeur« Y.N.PHILIPPE » (consulté le 25.03.2017)
- [25]MARKETING « l'essentiel pour comprendre, décider, agir 1^{er} édition 2002, page 383
- [26] J.Lendrevie, j.Lévy & D.Lindon « MERCATOR » 7 édition, 2003, page 403-406
- [27]. J.Lendrevie, j.Lévy & D.Lindon « MERCATOR » 7 édition, 2003, page 406, 407 et 408

[28]. Extrait de l'article intitulé « Externaliser sa force de vente, oui mais encore », Karine Foltzer, La Libre Belgique, 23/07/2004.

[29] JERÖME BARTH2LEMY ; Stratégies d'externalisation ; préparer, décider et mettre en œuvre l'externalisation d'activités stratégiques ; année 2001

Partie pratique

Documents internes de l'entreprise

Instructions de gestion de NAFTAL

Site web de l'entreprise : <http://www.NAFTAL.dz>

ملخص: تهدف هذه الدراسة إلى التعرف على تسيير وتوزيع غاز البترول المميع في المؤسسة النفطية "نפטال باتنة" حيث يعتبر غاز البترول المميع من المنتجات الذي يتزايد الطلب عليه من طرف المستهلكين لكونه من المنتجات الإستراتيجية و بالتالي على المؤسسات المهتمة بتسويق هذه المنتجات البترولية بالفعالية المطلوبة، و هذا لكونها تزاوّل نشاطها في بيئة تتميز بالمنافسة، ولتحقيق هذا الهدف لجأنا في دراستنا الميدانية لمعرفة الكمية الموزعة من غاز البترول المميع وأسطول النقل والتخزين في المؤسسة الوطنية نفطال باتنة لتسيير وتوزيع غاز البترول المميع في "نפטال باتنة"

في بحثنا هذا حاولنا الإجابة على إشكالية الدراسة التالية "كيف يتم تسيير وتوزيع غاز البترول المميع في مؤسسة"نפטال باتنة"

Résumé : Cette étude vise à donner un plus dans le concept de la gestion et la distribution de gaz de pétrole liquéfié dans l'entreprise pétrolière « NAFTAL Batna » à savoir qu'il est l'un des produits combustibles de moteurs à base de gaz de pétrole liquéfié le plus demandé par les consommateurs, de plus c'est l'un des produits stratégiques de l'entreprise ou toutes les institutions intéressées par la commercialisation de ces produits caractérisés par la large concurrence et pour atteindre cet objectif, nous avons essayé de voir la flotte fluidifié d'huile distribuée par le transport et de la quantité de gaz stockée dans l'entreprise nationale NAFTAL Batna pour la gestion et la distribution de gaz de pétrole liquéfié.

Dans notre travail, nous avons essayé de répondre à la question « Comment est la gestion et la distribution de gaz de pétrole liquéfié dans l'entreprise NAFTAL Batna ».

Summary : The aim of this study is to identify the management and the distribution of liquefied petroleum gas at the oil company "NAFTAL Batna" where it is a product of liquefied petroleum gas demand from consumers is increasingly becoming one of Strategic products and therefore the institutions interested in marketing these necessary petroleum products efficiently and this is because it operates in an environment characterized by competition, and to achieve that goal we try to study and understood the field of the fluidized oil fleet distributed from the transport and the quantity of storage gas to the NAFTAL Batna National Foundation for the conduct and distribution of liquefied petroleum gas.

In our research we have tried to answer this problem the following study:
"How is managing and distributing liquefied petroleum gas in the NAFTAL Batna