

2 - les produits finaux sont d'autant plus purs que le reflux est plus important.

Mais il serait difficile de construire une usine pourvue d'un très grand nombre d'alambics capables d'assurer des productions couramment rencontrées dans notre industrie et, en fait, comme toute la chaleur doit être fournie en un seul point, on finit par se poser la question de l'utilité de tous ces alambics. On est donc conduit tout naturellement à envisager un ensemble vertical, une tour divisée en un certain nombre de sections; dans chaque section les vapeurs s'élevant de la section inférieure se mélangent au liquide qui descend de la section supérieure; chacune de ces sections ou plateaux ("bubble tray") constitue l'équivalent d'un alambic des schémas précédents. Voir planches 18 A et 18 B.

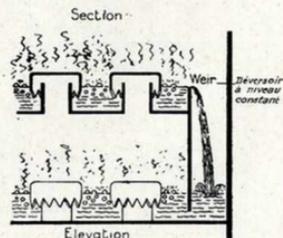
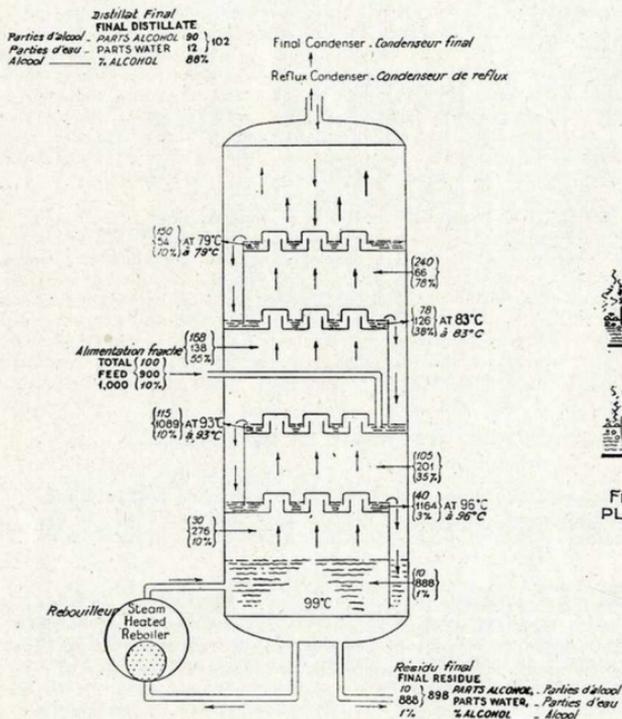


Fig. 18 B - DETAIL D'UN
PLATEAU DE BARBOTAGE

Fig. 18 A - TOUR DE DISTILLATION

Tous les principes précités restent valables à propos de cette colonne de distillation. Elle est divisée en une partie supérieure de rectification et une partie inférieure de stripping. La charge est introduite sur un plateau, dans la partie convenable, et la chaleur est fournie au bas de la colonne. On peut réintroduire comme reflux en tête de colonne une partie du distillat condensé. Il est facile de faire une colonne avec le nombre voulu de plateaux (15 à 20 en général, jusqu'à 50 et plus dans certains cas particuliers). Chaque plateau équivaut en effet à une redistillation. Pratiquement, pour réduire la charge de la section d'épuisement et du rebouilleur, on a l'habitude de chauffer la charge avant de l'injecter dans la colonne.

Il n'y a pas en fait de différence essentielle entre la distillation d'un mélange de deux corps, tels l'alcool et l'eau, et celle d'un mélange complexe tel que le pétrole brut. Comme nous l'avons déjà dit, les différences entre les points d'ébullition des dérivés successifs sont si petites qu'il faut considérer le pétrole brut comme une suite continue et légèrement ascendante de points d'ébullition. Il ne peut être question de le décomposer en ses différents constituants mais de le diviser en fractions telles que tout ce qui bout au dessous de la température fixée est séparé de tout ce qui bout au dessus de cette température. Avec le mélange eau-alcool par simple ébullition, on obtient un premier distillat beaucoup plus riche en alcool que la charge initiale mais jamais formé d'alcool pur. De même, par distillation simple du pétrole brut, le distillat obtenu renferme encore des produits lourds (à point d'ébullition plus élevé) et le résidu, des produits légers. Une redistillation du distillat et du résidu permettrait de réduire cet écart et c'est l'emploi d'une colonne de distillation équivalente à plusieurs redistillations qui permet de le réduire au minimum.

Bien que, parfois, le raffineur ait seulement à diviser sa charge en deux parties, l'une bouillant au dessus, l'autre au dessous de la température spécifiée, il cherche le plus souvent à la sérier en une série de coupes, chacune d'elles correspondant à un certain intervalle de températures d'ébullition. Dans le cas de la première distillation du pétrole brut, il s'attachera à obtenir des fractions correspondant aux échelles de points d'ébullition des produits finis désirés. Par exemple, il peut chercher à faire entrer dans l'essence auto la fraction qui bout au dessous de 175°C, dans le pétrole la fraction qui bout entre 175°C et 275°C, et dans le gas-oil, la fraction qui bout entre 275°C et 350°C, la fraction à point d'ébullition supérieur à 350°C constituant le fuel.

En étudiant le cas de l'alcool, on avait montré que la composition du liquide est constante sur chaque plateau et que ce liquide devient plus léger (plus forte proportion d'alcool) au fur et à mesure que l'on s'élève dans la colonne. Il en est de même pour le pétrole, ce qui permet au raffineur de localiser exactement à quel niveau de la colonne correspond la coupe qu'il désire et qu'il peut retirer ainsi du plateau correspondant.

Une parenthèse s'impose ici. Nous avons montré dans l'exemple précédent que la chaleur nécessaire à la distillation est fournie à la base de la colonne mais nous avons noté qu'il était aussi courant de chauffer préalablement la charge. Pour des distillations sur une grande échelle, il est préférable de chauffer le brut avant son introduction dans la colonne mais, ce point d'introduction se trouvant en un point quelconque de la colonne, pour que la section de stripping fonctionne, il faut fournir de la chaleur à la base de la colonne. Dans ce but, on peut injecter directement de la vapeur à la base de la colonne; l'effet produit est le même que si on abaissait la pression dans la colonne. La chute de pression entraîne un abaissement du point d'ébullition des différents composants, si bien qu'une partie du résidu qui descend dans la

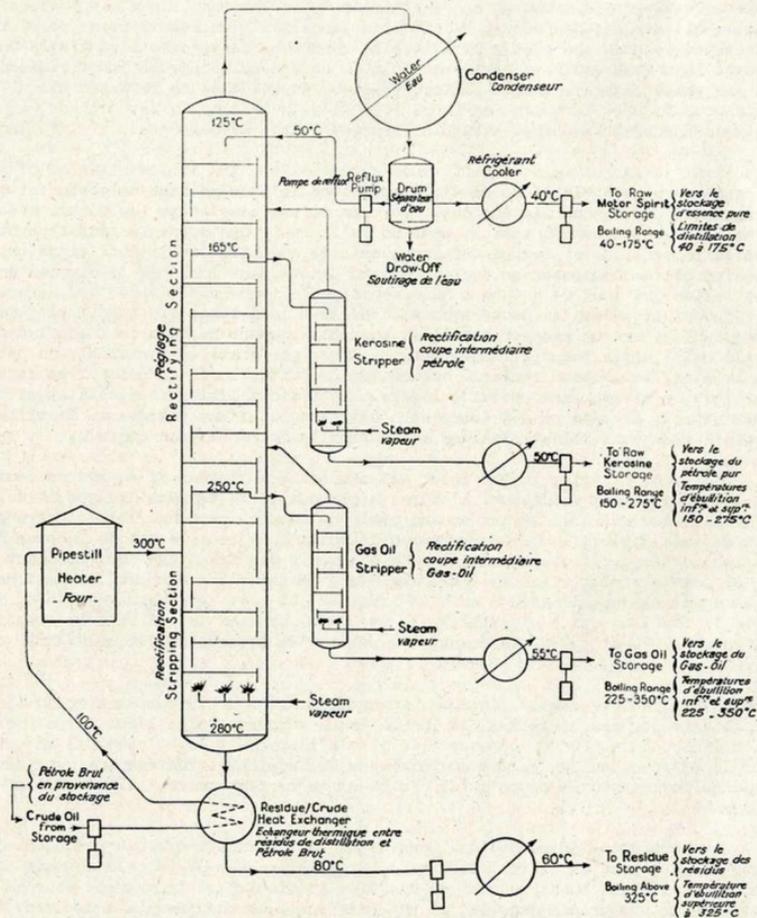


Fig. 19 - COLONNE DE FRACTIONNEMENT POUR DISTILLATION DE PÉTROLE BRUT



section de stripping peut être vaporisée.

Revenons au problème des coupes. Les produits sur chaque plateau sont forcément contaminés par quelques traces de produits plus légers puisque ceux-ci doivent traverser le plateau en question pour atteindre le niveau convenable. Ces traces rendent souvent inacceptable le produit final, aussi ces "coupes" sont-elles dirigées dans des petites colonnes externes de stripping où l'on injecte de la vapeur.

On peut voir, planche 19, une colonne de fractionnement pour la distillation du brut. Voir également photo 22.

Notons que la "tête" du distillat passe de la colonne dans un condenseur simple. Une partie du condensat est ensuite pompée sur le plateau supérieur comme reflux. Le reste, dans ce cas essence auto brute, passe à travers un réfrigérant final avant d'être pompé vers le stockage. Les coupes intermédiaires après stripping sont refroidies et pompées au stockage.

Les calories contenues dans le résidu chaud sont récupérées en faisant passer le résidu dans un échangeur de chaleur, ce qui permet de réduire la chaleur à fournir au four de distillation. Des valeurs types de températures sont données; elles ne sont pas très précises mais constituent une indication des conditions moyennes de distillation des bruts du Moyen-Orient. Les échelles de point d'ébullition sont également indiquées; il y a - notons le - un écart relativement important entre eux. Ce sont des écarts empiriques susceptibles d'être réduits en augmentant le taux de reflux mais on augmente alors la quantité de chaleur nécessaire et, partant, la consommation de combustible. Une telle colonne opérant à la pression atmosphérique suffit, s'il s'agit du pétrole brut ou du fractionnement des principaux dérivés du pétrole. Mais, dans le cas de la fabrication des huiles lubrifiantes, la température nécessaire serait trop élevée et provoquerait des phénomènes de cracking, altérant ainsi la structure des huiles. Pour y remédier, on travaille sous un vide puissant, souvent complété par de fortes injections de vapeur, ce qui maintient la température maximum en dessous de la valeur où commence le cracking.

Réciproquement, si l'on désire fractionner un mélange de propane et de butane (points d'ébullition normaux respectifs : -49°C et -0°C) on peut travailler sous une pression de 17 Kg/cm^2 . A cette pression, le propane bout à environ 50°C , température convenable pour la condensation dans un réfrigérant à eau et le butane bout à 105°C environ, ce qui rend possible l'emploi de la vapeur pour le chauffage.

Un mot sur les fours de distillation (pipe still). L'alambic basé sur l'ancien principe de la chaudière à vapeur suffisait autrefois quand les quantités à traiter étaient relativement faibles, mais il ne convient plus quand on travaille sur des quantités importantes de produits. De même que pour la production de vapeur, la chaudière à tubes d'eau a remplacé la chaudière cylindrique, de même le "pipe still" a détrôné l'alambic.

Dans le "pipe still", fig. 20, le brut est pompé à travers une série de tubes placés dans un four à revêtement de briques réfractaires chauffé par des brûleurs à gaz ou à mazout. La partie principale du four, la section de chauffage par radiation, se compose d'une chambre carrée ou rectangulaire dont la taille atteint souvent celle d'une petite maison et complètement revêtue de briques réfractaires. Contre l'intérieur de deux ou plus des murs, et en général sous le toit, se trouvent de longs tubes droits dont les extrémités traversent les murs de briques. Ces tubes sont raccordés les uns

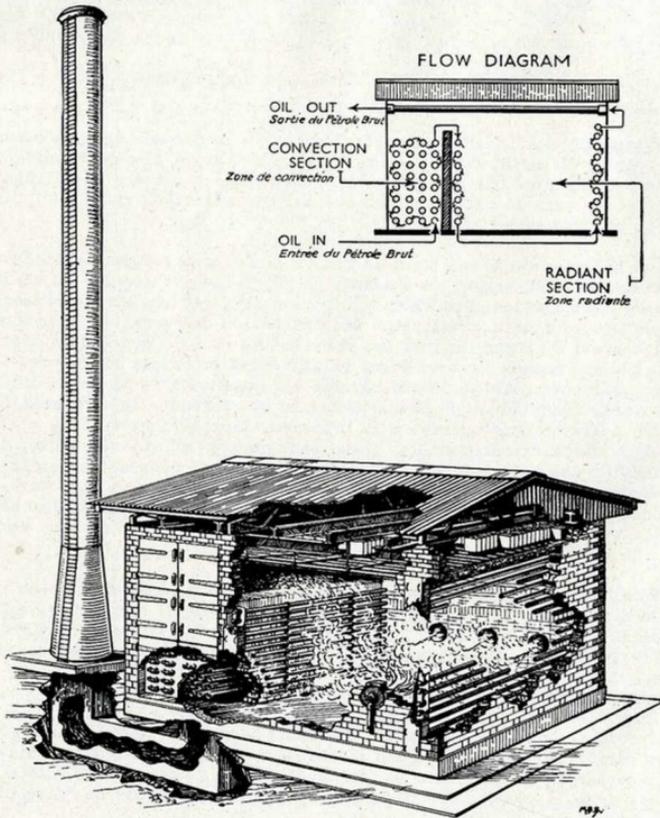


Fig. 20 - FOUR ou PIPE STILL

aux autres à l'extérieur' par des boîtes de retour. Celles-ci sont munies d'orifices permettant le nettoyage et l'inspection.

Selon la taille du "pipe still", les tuyaux peuvent être groupés, soit en séries formant un seul faisceau, soit en deux ou plusieurs circuits parallèles. Tous les tubes de cette section sont soumis à la radiation directe des flammes des brûleurs. Les gaz qui quittent la section de chauffage par radiation contiennent encore beaucoup de chaleur utilisable; aussi, la plupart des "pipe still" comportent-ils une section de convection. Dans celle-ci, les fumées en allant vers la cheminée traversent un faisceau de tubes analogues à ceux de la section de chauffage par radiation, mais plus resserrés.

Ils sont, brièvement décrits, les appareils modernes de distillation, principaux outils de la raffinerie dont les opérations sont décrites au chapitre suivant.



ULTIMHEAT®
VIRTUAL MUSEUM

CHAPITRE IV

RAFFINAGE

Section A - Introduction

Dans les précédents chapitres nous avons examiné l'histoire du pétrole brut depuis sa découverte dans le sol jusqu'à sa livraison à la raffinerie. Le brut, comme nous l'avons vu, est un mélange complexe d'hydrocarbures dont les points d'ébullition couvrent un large intervalle de températures. A l'état naturel, le pétrole n'est pas utilisable en consommation courante : il doit subir de nombreux traitements pour donner des produits vendables; cette combinaison d'opérations physiques et chimiques est appelée le "Raffinage".

Le raffinage consiste d'abord à transformer par distillation ou conversion le pétrole brut en une série de fractions, ou coupes, à points d'ébullition et à caractéristiques bien définies, puis à traiter ces produits bruts par des réactifs chimiques pour en enlever les faibles quantités d'impuretés gênantes, telles que les composés sulfurés et les hydrocarbures non saturés.

Au début de l'industrie du raffinage, c'est-à-dire jusqu'aux environs de 1885 les raffineries consistaient surtout en de simples alambics où le pétrole brut était transformé en quelques fractions peu nombreuses et impures telles que l'essence, le pétrole lampant, le fuel oil. Le pétrole lampant et le peu d'essence qui trouvait preneur étaient ensuite traités aux réactifs chimiques pour améliorer leur couleur et leur odeur; le reste était utilisé sans autre traitement. A partir de 1900, la demande s'est étendue à une gamme plus large de produits de plus en plus purifiés, ce qui a conduit à d'importants perfectionnements techniques et à de nombreux procédés de raffinage. Le premier appareil de distillation continue du pétrole brut a été mis en service en 1885 et ce type d'appareil est resté standard jusqu'en 1911, date à laquelle la technique a fait un considérable progrès par l'introduction du premier four tubulaire (pipe still) pour le chauffage du brut. C'est en 1920 que la colonne à plateau est utilisée pour la première fois pour distiller du pétrole et c'est à partir de ce moment que l'industrie du raffinage prit son essor.

Aux débuts de l'automobile, le combustible utilisé était l'essence ordinaire composée de toute la coupe trop légère pour être comprise dans le pétrole lampant. Les progrès rapides réalisés à partir de 1912 et particulièrement durant la guerre de 1914-1918 dans la conception et la réalisation des moteurs à combustion interne, amenèrent un accroissement de la demande en essence auto et concentrèrent l'attention sur sa qualité. On s'aperçut vite que la quantité d'essence "directe", c'est-à-dire celle que l'on trouve naturellement dans le brut, était insuffisante et que le produit tiré de nom-

breuses qualités de brut ne convenait plus aux moteurs que l'on fabriquait. Les raffineurs durent alors rechercher des méthodes augmentant le rendement en essence auto et améliorant sa qualité; ils furent conduits à développer les procédés de conversion thermique ou "cracking". Ces procédés de cracking utilisent les fractions plus lourdes en surplus et les transforment, par la seule intervention de la chaleur et de la pression, en hydrocarbures à points d'ébullition plus bas situés dans la gamme essence auto. Par une heureuse coïncidence, on s'aperçut que ces essences "crackées" permettaient aux moteurs, après traitement approprié, de meilleures performances que beaucoup d'essences naturelles. Comme sous-produits, ce procédé de "cracking" donne à la fois des gaz très non saturés et une certaine quantité de produits lourds utilisables comme fuel oils. Plus tard, ce procédé fut appliqué au "cracking" des essences lourdes et même du surplus de pétrole lampant, par la méthode appelée "Thermal Reforming" qui transforme ces produits de mauvaise qualité en composants de valeur pour essence automobile.

Ces procédés de cracking, bien qu'augmentant les quantités d'essence automobile que l'on pouvait tirer du brut, provoquaient des pertes du fait que 20 à 25 % de la charge étaient perdus sous forme de gaz que l'on ne savait utiliser qu'en remplacement du fuel oil.

Mais, à la suite de recherches intensives entreprises par les principales compagnies, on a trouvé le moyen de convertir ces hydrocarbures non saturés en produits utilisables, bouillant dans la gamme essence automobile. Ce nouveau procédé connu sous le nom de "Polymérisation catalytique" a été très utile pour augmenter la production d'essence auto pendant la période 1930-1940. Depuis lors, les progrès réalisés dans la technique du raffinage ont été étonnants et aujourd'hui l'industrie emploie toute une série de méthodes de conversion catalytiques, parmi lesquelles nous devons citer la principale, le "cracking catalytique". On doit aussi mentionner les différents procédés d'extraction aux solvants, qui ont été développés pour la séparation des composants utiles des distillats légers (en vue de leur utilisation dans les essences automobiles et aviation) et pour la production d'huiles lubrifiantes.

Comparés aux méthodes utilisées il y a 30 ou 40 ans, les procédés actuels de raffinage de brut sont des opérations extrêmement complexes qui demandent un personnel très entraîné. Les problèmes que doit résoudre la raffinerie moderne sont variés et complexes. Les plus importants sont les suivants :

- a) préparer à partir du brut une gamme de produits ayant des points d'ébullition déterminés et sous une forme acceptable dans un marché soumis à une forte concurrence.
- b) régler la composition chimique des produits pour donner aux produits finis les propriétés désirées.
- c) maintenir les proportions durant le raffinage pour que les quantités fabriquées de chaque produit puissent être absorbées par le marché.

Il est évident qu'un programme complet de raffinage moderne, pour un brut donné, nécessite une usine complète soigneusement étudiée et construite; l'objet de ce chapitre est de rendre compte de façon succincte de la manière dont cela est réalisé.

Il faut tout d'abord donner la liste des principaux produits tirés du pétrole brut, puis décrire quelques unes des opérations élémentaires de raffinage qui servent à les produire.

Les principaux produits fabriqués à partir du pétrole brut sont énumérés ci-dessous.

Section E - Produits fabriqués par les raffineries

Gaz combustible - C'est un mélange d'hydrocarbures de faible poids moléculaire, tels que le méthane, l'éthane et un peu de propane, avec de l'hydrogène sulfuré. Dans l'opération de récupération de la gasoline auquel le brut est soumis à la sortie des puits, la plus grande partie de l'éthane et du méthane est enlevée mais il en reste encore une petite quantité dans le brut, laquelle est libérée à la première distillation décrite plus loin. Ces gaz servent normalement de combustible dans la raffinerie.

Propane et Butane - Ce sont les hydrocarbures condensables les plus légers tirés du pétrole brut. Tous deux sont liquéfiés par compression, et vendus en bouteilles. De plus, une partie du butane est mélangée à l'essence auto pour lui donner la volatilité convenable pour le démarrage des moteurs d'automobiles.

Essence Aviation - L'intervalle normal d'ébullition est 30°-150°C; on en fabrique de qualités variées. Les essences Aviation doivent être conformes à des spécifications très strictes à la fois en ce qui concerne les caractéristiques physiques et les performances dans les moteurs; cela interdit de façon générale leur fabrication sans transformation des produits que l'on trouve normalement dans le pétrole brut. Les fractions du brut qui conviennent doivent être très soigneusement isolées et le reste est préparé par synthèse. En ce qui concerne leur composition, les carbures iso-paraffiniques doivent en former un grand pourcentage, tandis que les paraffiniques normaux doivent être exclus autant que possible. Des carburants d'aviation à haut indice d'octane ne peuvent être obtenus si ces conditions ne sont pas remplies. On peut y inclure les premiers carbures de la série naphénique et il est désirable d'y introduire un certain pourcentage de carbures aromatiques. Aucun hydrocarbure oléfinique n'est acceptable du fait de leur tendance à l'oxydation.

Une petite quantité d'un produit appelé Plomb Tétra Ethyl est presque toujours ajoutée au produit fini pour en améliorer les performances, c'est-à-dire le pouvoir anti-détonnant ou indice d'octane. Le produit fini ne doit contenir que très peu de composés sulfurés, ce qui nécessite un raffinage très soigné.

Essence Auto - C'est l'un des principaux produits tirés du pétrole brut; elle bout entre les limites de 30°-200°C. Comme pour l'essence Aviation elle est fabriquée en plusieurs qualités par mélange des fractions convenables dans cet intervalle de distillation, de façon à obtenir le plus grand rendement compatible avec le fonctionnement d'un moteur. Les spécifications imposées pour l'essence auto ne sont pas aussi strictes, ce qui laisse au raffineur une plus grande latitude. Il ne faut pas trop de carbures paraffiniques normaux, mais on peut y inclure des oléfines, la stabilité n'étant pas aussi importante que dans le cas de l'essence Aviation.

White Spirits et Essences Spéciales - Ce sont des fractions ayant un intervalle d'ébullition particulièrement étroit; les températures limites d'ébullition dépendent de l'utilisation à laquelle le produit est destiné. Par exemple, pour la teinturerie (nettoyage à sec) on utilise la coupe 90°-120°C et pour la préparation des peintures, la coupe 150°-200°C. Les White Spirits et les Essences Spéciales sont toujours des produits de distillation directe; beaucoup doivent ne contenir aucun composé sulfuré cor-

rosif, et dans certains cas ils doivent contenir d'appréciables quantités d'hydrocarbures aromatiques, pour augmenter leur pouvoir solvant.

Pétrole chemin de fer - Fraction à intervalle de distillation réduit dans la série pétrole lampant, fabriquée surtout pour les lampes de signalisation des chemins de fer et les couveuses. Elle ne doit ni donner de fumée en brûlant dans les lampes, ni carboniser la mèche, ni déposer de film sur le verre, ce qui oblige à limiter sa teneur en hydrocarbures aromatiques. Elle doit être incolore et inodore.

Pétrole lampant - Fraction de distillation directe à intervalle de distillation 180°-250°C, surtout utilisée pour les lampes et les réchauds et fabriquée en différentes qualités suivant les besoins du marché. Comme il ne doit pas fumer, il ne peut contenir que des quantités limitées d'aromatiques; les meilleurs pétroles sont de nature paraffinique.

Pétrole pour moteur - Comme son nom l'indique, ce produit est utilisé dans les moteurs; il est donc de nature différente de celle du pétrole lampant quoique ayant en gros les mêmes températures de distillation. On en utilise une grande quantité pour les tracteurs, ce qui exige des performances sur moteur satisfaisantes (nombre d'octane); on est donc conduit à y inclure une forte proportion d'hydrocarbures aromatiques (ceux enlevés au pétrole lampant) et d'hydrocarbures non saturés ou produits oléfiniques provenant des opérations de cracking.

Gas Oil - Cette fraction a un intervalle de distillation de 200°-370°C et sa propriété la plus importante est sa performance sur moteur, qui dans le cas des moteurs diesel est définie par l'indice de cétène. Le gas oil est en général un produit de distillation directe et, du fait de sa nature paraffinique, le brut d'Iran donne un produit particulièrement bon.

Huile Diesel Lourde - C'est un mélange de différents types de gas oil lourds qui est surtout utilisé pour les moteurs diesel lents, particulièrement les moteurs marins.

Fuel Oils - On en produit de plusieurs qualités, constitués des résidus de distillation du brut et d'autres opérations de raffinage telles que le cracking. Il suffit de spécifier certaines propriétés physiques telles que la viscosité, le point de congélation et le point éclair pour en définir la qualité.

Huiles lubrifiantes - La matière première pour la production d'huiles lubrifiantes est obtenue par distillation sous vide des résidus de distillation du brut. Presque tous les bruts possèdent une fraction à propriétés lubrifiantes, dont la nature chimique dépend du type de pétrole traité. A l'état brut la matière première contient des impuretés très oxydables que l'on doit enlever par raffinage, et souvent de la paraffine qui doit être aussi séparée pour donner un point de congélation suffisamment bas.

Bitumes - Ces substances sont les résidus très visqueux ou semi-solides obtenus comme résidus de la distillation sous vide. Les bitumes ont de nombreuses applications dans la construction des routes, comme bases de peintures de protection contre la corrosion, etc ...

Tels sont les principaux produits finis dont le raffineur entreprend la fabrication, bien qu'à l'occasion il puisse être amené à produire d'autres produits spéciaux.



Dans une raffinerie on doit identifier un certain nombre de produits intermédiaires. Leur nomenclature varie un peu avec les pays et les Sociétés; ceux utilisés couramment par l'A.I.O.C. sont :

P.F.D. (Primary Flash Distillate) - appelé en français gasoline - le plus léger des composants bruts de l'essence auto obtenus par distillation directe.

Light and Heavy Gasoline or Benzine - en français benzine - (à ne pas confondre avec le produit chimique Benzène) - Ce sont les principaux composants de l'essence obtenus par distillation directe.

Naphtha - (pas d'équivalent français) - Coupe couvrant la fin de l'intervalle essence auto et le début de l'intervalle pétrole, utilisée souvent comme charge des opérations de Reforming.

Pressure Distillate (P.D.) - (pas d'équivalent français) - Produit des unités de Cracking et de Reforming Thermique qui contient la fraction essence automobile.

Wax Distillates - en français distillats paraffineux) - Ce sont les fractions plus lourdes que le gas oil qui, du fait de leur contenu en paraffine, doivent être chauffées au dessus de la température atmosphérique pour couler.

Straight Run or S.R. - (pas d'équivalent français) - Sont ceux obtenus directement à partir du brut par distillation à la pression atmosphérique.

Section C - Distillation du pétrole brut

L'opération fondamentale de la séparation du pétrole brut en ses différents constituants est la "Distillation Fractionnée". Ce procédé constitue la partie essentielle d'a peu près toutes les opérations de distillation et ses principes élémentaires ont été décrits dans le précédent chapitre. Toutes les colonnes modernes de distillation sont du type à plateau à coupelles et comprennent en général une section de rectification et une de stripping⁽¹⁾. Le schéma d'une unité moderne de distillation de brut en deux stades est représenté à la planche 21.

(Note - Dans ce schéma comme dans les suivants on a noté quelques températures et pressions pour donner une idée des principes mis en oeuvre. Les chiffres doivent être considérés comme de simples indications; dans la pratique ils varient beaucoup avec les caractéristiques du pétrole traité et les résultats désirés.)

Ce type d'unité de distillation auquel on se réfère souvent sous le nom de "Topping", se compose de deux colonnes de fractionnement disposées en série. Le brut chargé dans l'unité par une pompe est d'abord préchauffé à la température voulue par passage dans un échangeur de chaleur (où il prélève de la chaleur au résidu final) puis entre dans la première colonne ou colonne primaire, en un point déterminé avec soin appelé "le plateau d'alimentation" généralement au tiers inférieur de la colonne.

1) "Stripping" n'a pas d'équivalent français. Le seul terme approchant serait "Etstage"

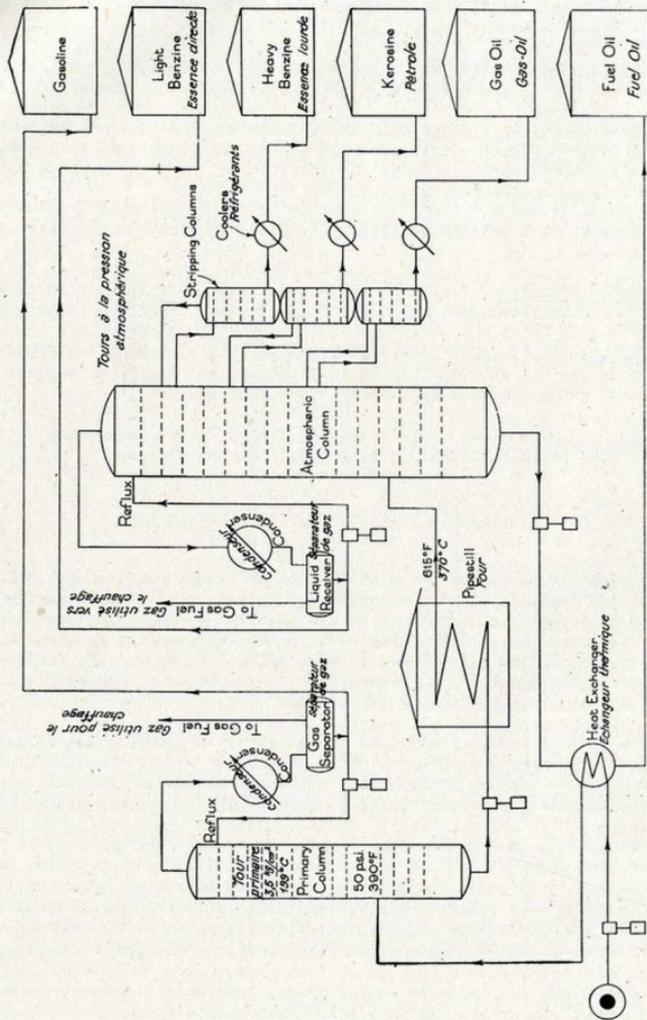


Fig. 21 - SCHEMA DE FONCTIONNEMENT D'UNE UNITÉ DE DISTILLATION A DEUX TOURS



Les vapeurs de pétrole les plus légères passent au travers des plateaux de la section de rectification au dessus du plateau d'alimentation et sortent dans un condensateur refroidi à l'eau. Dans ce condensateur une partie des vapeurs de tête est condensée en gasoline légère liquide, le reste, composé des hydrocarbures incondensables tels que le méthane, l'éthane, à peu près tout le propane et une partie du butane est évacué avec l'hydrogène sulfuré présent ou vers un traitement ultérieur, ou vers le réseau de gaz combustibles de la raffinerie. Si le brut contient d'appréciables quantités d'hydrocarbures à bas points d'ébullition tels que le butane qui ne se condense pas encore à la pression atmosphérique mais qu'il est intéressant d'inclure dans la gasoline, on fera fonctionner la colonne primaire sous une pression de 2 à 5 Kg/cm² pour retenir dans le distillat le maximum de ces constituants.

Une perte du condensat ou gasoline S.R. est pompée dans le condensateur et refoulée en haut de la colonne primaire, au dessus du plateau de tête, pour servir de reflux liquide, tandis que le reste est pompé vers les stockages en attente de traitement chimique.

Le résidu retiré au bas de la colonne primaire au dessous de la section de stripping est chauffé dans un four tubulaire (pipe still); le mélange de vapeurs et de liquide qui en sort est injecté sur le plateau d'alimentation de la deuxième colonne de fractionnement qui fonctionne normalement à la pression atmosphérique. De même que précédemment, une fraction benzine plus lourde est retirée en tête de la colonne secondaire et envoyée à un condensateur, une partie du liquide étant renvoyée en haut de la colonne comme reflux, le reste envoyé au stockage.

Le long de la colonne secondaire on retire à la hauteur des plateaux convenables plusieurs coupes ou soutirages telles que naphtha, matière première à white spirit, pétrole lampant, gas oil, tandis qu'on retire à la base un résidu lourd. Les soutirages sont en général passés dans de petites colonnes de stripping séparées, placées le long de la principale tour atmosphérique et comprenant 4 ou 5 plateaux à travers lesquels descendent les produits, la vapeur étant injectée en bas. La vapeur vaporise les constituants les plus volatils des coupes et renvoie ces vapeurs à la colonne principale épuisant ainsi effectivement les coupes de leurs produits indésirables à bas point d'ébullition. Le résidu chaud est pompé à la base de la colonne secondaire vers les stockages, non pas directement, mais à travers un échangeur où il chauffe le pétrole brut alimentant l'installation. Grâce à cet échangeur, et à d'autres échangeurs récupérant par exemple la chaleur du gas oil extrait de la tour, le raffineur peut utiliser la chaleur des produits finis pour soulager le travail du pipe still, réduisant ainsi les dépenses de combustible.

Dans certaines raffineries, où l'on fabrique d'autres produits tels que les huiles lubrifiantes et les bitumes, le résidu de la colonne atmosphérique est ensuite redistillé.

Pour cela on utilise une colonne sous pression réduite où l'on maintient, grâce à des éjecteurs à vapeur, une pression absolue de 30-50 m/m de mercure. Dans certaines raffineries la colonne sous vide fait partie intégrante de l'unité dont elle constitue la troisième section. D'autres préfèrent en faire une unité séparée. La photo 24 montre une grande unité combinée. Du fait du grand volume occupé par les vapeurs à de si basses pressions, les colonnes sous vide ont un diamètre beaucoup plus grand que celui des colonnes atmosphériques mais elles ne comportent pas autant de plateaux, les intervalles de fractionnement des distillats lourds n'étant pas aussi serrés. En tête, on obtient du gas oil lourd (dont une partie est renvoyée en reflux), des soutira-



ges sont pratiqués à hauteur des plateaux convenables, et en bas on retire un bitume lourd ou un brai.

Nous en avons ainsi terminé avec la description de la distillation du pétrole brut. Nous allons maintenant examiner le fonctionnement d'une raffinerie simple produisant quelques produits de distillation directe avec cracking thermique d'une partie des huiles lourdes et reforming thermique d'une partie des naphthes. Pour simplifier on a omis la description des traitements chimiques et autres dans la section suivante qui concerne les différents types de raffineries; on les étudiera séparément plus loin dans ce chapitre.

Section D - Méthodes de production

1.- RAFFINERIE SIMPLE

La description qui suit s'applique à une petite raffinerie de pétrole qui a pu être construite dans la période 1925/1935, avant l'introduction des procédés modernes de conversion catalytique. Le schéma de fabrication est donné sur la planche 22.

Le brut entre dans l'unité de distillation où il est séparé en une fraction légère de gaz incondensables, propane et butane, et en coupes d'essence légère, de naphtha, de pétrole, de lampant et de gas oil, tandis que l'on retire à la base de la colonne un résidu lourd. Si l'on désire obtenir comme produits finis le propane et le butane, on les récupère par une distillation annexe sous pression, on les stocke à l'état liquide sous pression et on en remplit finalement de petits cylindres en acier pour les distribuer comme gaz en bouteille. L'essence légère est traitée chimiquement pour en éliminer les mercaptans et autres composés sulfurés et de là envoyée au stockage essence automobile. Une partie du naphtha (essence lourde) peut être utilisée, après traitement chimique, pour le mélange essence automobile, mais en général on envoie le tout au "reforming thermique" pour avoir une essence de qualité améliorée. Le pétrole lampant, s'il contient assez peu d'aromatiques, est lavé à l'acide sulfurique puis à la soude caustique et à l'eau pour enlever toute acidité résiduelle, et de là envoyé aux stockages. Si sa teneur en aromatiques est trop élevée, ce qui accroîtrait sa tendance à fumer, il est traité aux solvants, en général anhydride sulfureux SO_2 (on décrira cette opération plus loin en connection avec l'opération de raffinage spécialisée dans la production des huiles très raffinées. La fraction gas oil est en général de qualité satisfaisante pour son utilisation dans les moteurs diesels et de ce fait ne nécessite pas de traitement ultérieur, sauf peut-être un lavage à la solution de soude caustique diluée pour enlever des traces d'acides organiques.

La quantité de résidu lourd fuel oil obtenue dans la tour atmosphérique est parfois supérieure aux besoins du marché; on en soumet donc une partie au cracking thermique pour la transformer en gasoline "crackée". En réalité, seules les fractions vaporisables donnent de bons rendements en essence crackée; le bitume tend à donner du coke. De sorte que si le cracking du résidu a surtout pour but la production d'essence auto, on sépare la fraction bitumineuse avant cracking soit dans une unité de distillation sous vide, soit par des aménagements spéciaux à l'intérieur de l'unité de cracking elle-même.

L'essence crackée obtenue par cracking du résidu lourd, et la gasoline obtenue par reforming thermique de la fraction naphtha sont, après traitement chimique conve-

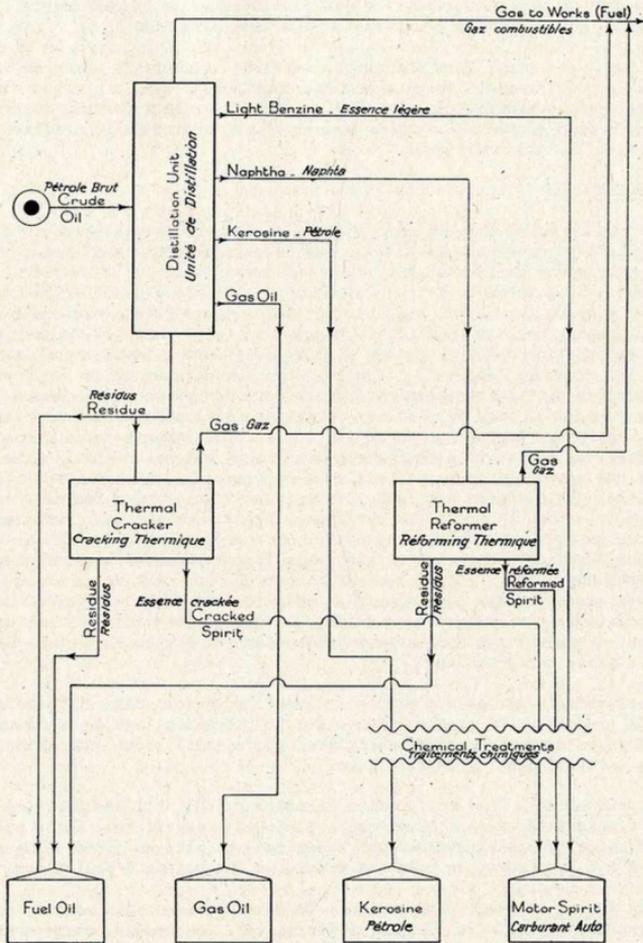


Fig 22 - SCHEMA DE PRINCIPE D'UNE RAFFINERIE

nale, incorporées au mélange essence automobile. Les fractions gazeuses obtenues dans ces deux conversions thermiques sont utilisées soit comme source additionnelle de gaz en bouteille, soit envoyées au réseau de gaz combustibles de la raffinerie, les résidus de cracking fournissant des constituants pour les fuel oils.

La suite des opérations indiquées ci-dessus illustre la série de traitements courants dans les raffineries les plus simples construites il y a quelque vingt ans. Nous allons maintenant décrire plus à fond le cracking et le reforming thermiques auxquels nous avons fait allusion, avant de passer à une raffinerie spécialisée dans la production des huiles très raffinées.

2.- CRACKING THERMIQUE (voir planche 23 et photo 25)

Ce procédé a été mis au point d'abord pour accroître la quantité d'essence auto que l'on peut tirer d'une quantité donnée de pétrole brut, mais les meilleures performances sur moteur de l'essence crackée ont aussi contribué à son développement. En quelques mots, le procédé de Cracking thermique consiste à chauffer le surplus d'huiles lourdes dans un pipe still à de hautes températures (s'étageant de 400°C à 550°C) et sous des pressions relativement fortes pendant un temps contrôlé, puis à envoyer les produits de réaction dans un système de fractionnement à basse pression. La chaleur "casse" les grosses molécules de l'huile lourde en petites molécules "crackées" hautement réactives, qui se recombinent ensuite pour donner toute une gamme de produits depuis du gaz jusqu'à du fuel oil. Si les conditions de cracking sont trop sévères, la conversion en gaz prend le pas sur la conversion en constituants de la gamme des essences automobiles; les meilleurs rendements globaux sont obtenus quand l'huile lourde est soumise à une série de passes dans la zone de cracking, chacune donnant une conversion limitée. Des dispositions sont donc prises dans l'unité pour recycler tout le produit non cracké. Le produit envoyé au système de fractionnement est divisé en un gaz qui sert de combustible, une fraction gasoline de bonne qualité, à utiliser dans l'essence auto, une fraction à recycler et une huile lourde résiduelle à inclure dans le fuel oil. Le rendement total en gaz peut atteindre 25 pour cent de la charge et jusqu'à ces dernières années ce gaz constituait un sous-produit jusqu'à ce qu'on s'aperçoive que les hydrocarbures oléfiniques à haut pouvoir réactif constituaient une matière première de valeur à convertir ensuite en produits commerciaux. Nous verrons plus loin comment on a utilisé ces produits.

Le cracking a été et est encore utilisé avec succès dans les raffineries modernes pour la production d'essence automobile. Ce procédé a reçu de nombreux perfectionnements dans sa conception et sa technique depuis qu'il a été introduit pour la première fois dans l'industrie du raffinage.

Viscosity Breaking - Une modification du cracking est utilisée pour améliorer les fuel oils en crackant légèrement leurs composés lourds paraffineux. Cette opération est appelée "Viscosity Breaking" (ou vis "breaking") et elle ne donne qu'un faible pourcentage, 2 à 5 pour cent, de produits crackés à bas points d'ébullition.

Reforming Thermique (voir planche 24) - Un développement ultérieur du procédé de cracking thermique s'appelle le "Reforming Thermique". Ce procédé, comme son nom le suggère est employé pour changer ou "réformer" les propriétés chimiques des composants de qualités inférieures de la série essence automobile. On l'applique surtout aux essences lourdes et aux naphthes obtenus par distillation directe et à des résidus de procédés subsidiaires de distillation.

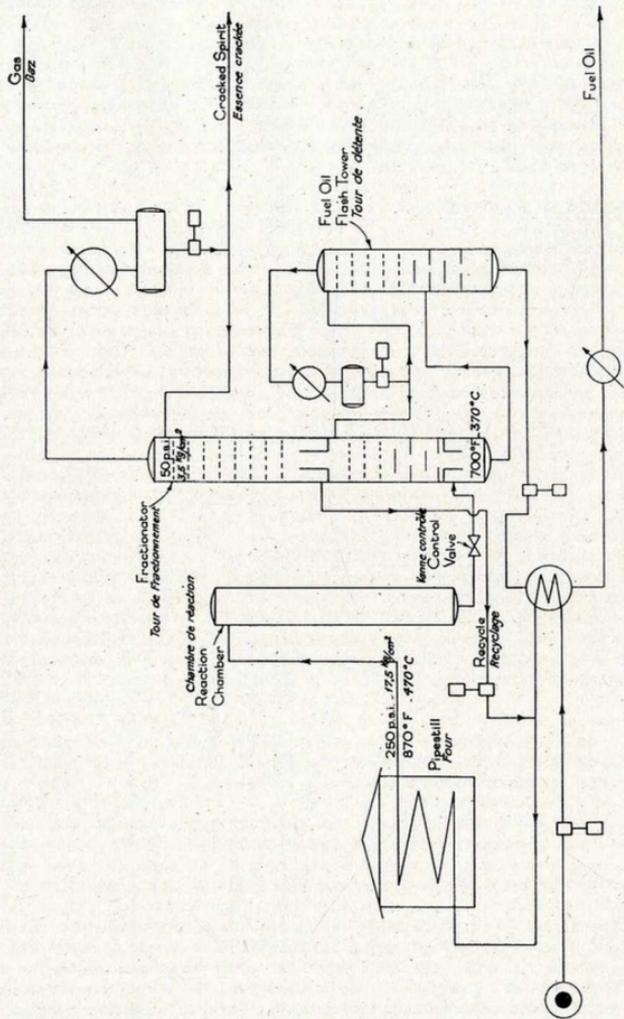


Fig. 23 - SCHEMA DE FONCTIONNEMENT D'UNE UNITÉ DE CRAQUAGE

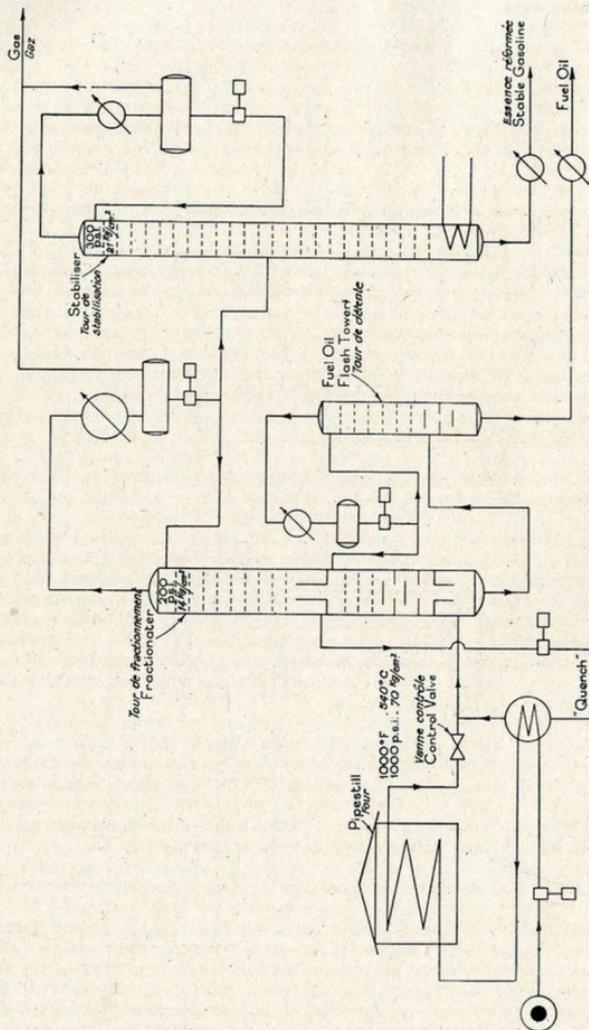


Fig. 24 - SCHEMA DE FONCTIONNEMENT D'UN REFORMING THERMIQUE

L'unité est constituée d'un pipe still, d'une colonne de fractionnement et d'une colonne de stabilisation.

La charge de mauvaise qualité indétonante est pompée dans le pipe still où la température est portée à environ 510-565°C, à une pression variant de 50 à 70 Kgs/cm² suivant le degré de "reforming" désiré. Les produits de réaction passent à la sortie du four par une vanne de contrôle sur la ligne de transfert entre le four et la colonne où la pression est réduite, obligeant la charge à se vaporiser. Avant l'entrée du produit dans la tour de fractionnement, sa température est rapidement réduite en le mélangeant avec de l'huile de "quench" à basse température pour éviter la continuation du cracking et le dépôt de coke dans la partie basse pression de l'unité. Dans la colonne de fractionnement on obtient un faible pourcentage (3 à 5 pour cent environ) d'huile lourde résiduaire en bas de colonne que l'on pompe pour mélange avec les fuel oils. Les produits de tête de colonne sont envoyés dans un condenseur d'où les gaz incondensables sont repris pour servir de combustible. Le condensat liquide, qui contient encore une forte proportion de propane et de butane, passe dans un bac de réception d'où il est pompé à la colonne de stabilisation. Celle-ci fournit comme produit de tête une fraction légère riche en oléfines, qui peut être utilisée dans d'autres procédés de conversion tels que l'alkylation et la polymérisation, le résidu de gasoline stabilisée est pompé à la base de la tour vers les stockages en attendant un traitement ultérieur, avant inclusion dans les mélanges essence automobile.

3.- PRODUCTION D'ESSENCE AUTOMOBILE ET AVIATION

Nous allons examiner dans ce paragraphe les opérations spéciales de raffinage pour la production de ces deux principaux produits.

Comme nous l'avons déjà vu, les principaux constituants de l'essence aviation sont les iso-paraffines (iso-pentanes, iso-hexanes, iso-heptanes et iso-octanes ou alkylat), les aromatiques et quelques naphthènes. L'essence auto peut contenir en plus des paraffiniques normaux et des oléfines. Il y a assez d'iso-pentanes, d'iso-hexanes et d'iso-heptanes dans la plupart des bruts et c'est un problème relativement simple que de les séparer par des distillations spéciales. De même, on peut en général extraire les aromatiques, mais il y a peu d'iso-octanes dans les bruts et on doit en fabriquer synthétiquement par le procédé d'alkylation. Le cracking (y compris le reforming) fournit les naphthènes et les oléfines.

La planche 25 donne le schéma d'une suite type d'opérations.

Le brut est d'abord distillé dans une unité à deux étages décrite précédemment et les coupes à partir du pétrole lampant sont traitées comme précédemment. L'unité est conduite de telle manière que la fraction gasoline de la colonne primaire contienne la totalité des constituants jusqu'aux hexanes et la tête de colonne secondaire ou atmosphérique, la totalité de l'iso-heptane présent dans le brut.

Ces deux fractions passent dans la zone de fractionnement des gaz. La fraction gasoline entre d'abord dans une série de colonnes de fractionnement des gaz (figurée au schéma) travaillant sous diverses pressions et d'où l'on tire une fraction contenant les incondensables plus le propane (qui est envoyé au réseau de gaz combustibles à moins que le propane ne soit vendu en bouteilles) et deux fractions contenant respectivement l'iso-butane et le butane normal et l'iso-pentane. Le résidu de la dernière tour passe alors dans une série de colonnes de superfractionnement, c'est-à-dire de colonnes de distillation extrêmement efficaces, dont 4 figurent sur le schéma. Le concentrat d'iso-heptane, obtenu en tête de la colonne atmosphérique de l'unité de distilla-

tion du brut, rejoint le circuit dans les tours de superfractionnement au point approprié et l'on obtient les composés suivants dans un grand état de pureté : pentane normal, iso-hexane, hexane normal et iso-heptane. De tous ces constituants que fournit le fractionnement des gaz, les trois iso-paraffiniques vont à l'essence aviation et les deux paraffiniques normaux à l'essence auto.

La seconde fraction, ou coupe essence, fournie par la tour secondaire de l'unité de distillation du brut, et le résidu des tours de superfractionnement (contenant l'heptane normal et des hydrocarbures plus lourds) sont soumis ensemble à une extraction aux solvants où les hydrocarbures aromatiques de valeur qu'ils contiennent, sont enlevés par lavage à l'anhydride sulfureux SO_2 . Dans le procédé d'extraction par l'anhydride sulfureux, la charge est divisée en deux phases : un extrait riche en hydrocarbures aromatiques solubles dans SO_2 et un raffinat à peu près sans aromatiques, qui est insoluble. Après récupération de l'anhydride sulfureux, l'extrait est utilisé pour l'essence aviation et le raffinat pour l'essence auto.

La fraction naphta de la colonne secondaire est en général soumise au reforming thermique, pour donner du gaz combustible, du butane et des butènes, de l'essence crackée et un résidu. Ce dernier est utilisé comme fuel oil tandis que l'essence crackée va à l'essence automobile.

La fraction white spirit est traitée pour donner un produit fini et la fraction pétrole peut, comme la fraction essence, être traitée au solvant (anhydride sulfureux) si cela est nécessaire. L'extrait obtenu est ensuite fractionné en coupes aromatiques de points d'ébullition différents, tandis que le raffinat sans aromatiques est traité aux produits chimiques et vendu pour l'éclairage.

A la sortie des tours de superfractionnement, la fraction butane qui contient à la fois les composés normaux et iso est soumise à "l'isomérisation" où, grâce à un catalyseur, elle est convertie en très grande partie en iso-butane, produit qui avec les butanes et butènes du reforming thermique constitue la charge de l'unité d'alkylation. Dans celle-ci les iso-butanes et butènes sont combinés et convertis, de façon substantielle, en iso-octane, nommé souvent "alkylat", qui est l'un des meilleurs constituants de l'essence aviation. Le gaz en surplus de l'unité d'alkylation qui contient encore des hydrocarbures non saturés n'ayant pas réagi, peut être converti en essence automobile par polymérisation catalytique. Ce procédé ne figure pas sur le schéma parce qu'il est aujourd'hui plus ou moins démodé, bien qu'encore utile pour la production d'essence automobile.

Le plan de production d'essence aviation et automobile à partir du pétrole brut décrit ci-dessus, n'est qu'un de ceux que l'on peut adopter dans une raffinerie moderne. En particulier, une partie du gas oil, du naphta et du résidu lourd peut être soumise au procédé moderne de "cracking catalytique" qui surclasse largement les autres méthodes de cracking et fournit des composés légers de valeur. Ce procédé n'a pas été incorporé dans le schéma parce qu'il peut utiliser des types variés de charge et fournit un produit qui, après traitement, peut aller directement aux réservoirs de mélange pour essence.

On voit tout de suite, par les opérations indiquées sur le schéma, que la fabrication des essences aviation est un travail très spécialisé et que les produits finis contiennent nombre de constituants très raffinés. Tous ces constituants doivent être traités à l'acide sulfurique, puis recyclés pour réduire leur teneur en soufre au très faible niveau exigé par les spécifications strictes en vigueur, avant d'être

mélangés pour donner le produit fini. Pour améliorer ensuite les caractéristiques de combustion des carburants aviation on y ajoute ordinairement un produit "antidétonnant" appelé "plomb tétra éthyl" au taux de 0,4 à 1 cc par litre. Ce produit est un poison violent et il faut prendre des précautions spéciales pendant les opérations de mélange, pour protéger les opérateurs de son contact.

De même la fabrication d'essence auto de haute qualité peut exiger des techniques complexes. Il y a 20 ou 30 ans, des essences automobiles composées surtout de distillats directs remplissaient toutes les conditions exigées, mais aujourd'hui une proportion importante et croissante de voitures de tourisme demande des produits améliorés. Sans la guerre cette tendance aurait obligé à peu près toutes les essences automobiles à contenir de grandes proportions d'essences crackées ou réformées, d'extraits aromatiques, etc.. Mais pour satisfaire l'énorme demande d'après guerre avec des usines en nombre limité, il a fallu, hors des U.S.A., utiliser sur une grande échelle des produits de distillation directe. Il se passera encore plusieurs années avant que l'on construise assez d'usines pour pouvoir fournir tous les marchés avec des produits de haute qualité, bien qu'il soit probable qu'avant longtemps on trouvera des quantités limitées de "supercarburant".

Le problème de la production d'essence auto est lui-même compliqué par la demande actuelle d'essence aviation. Comme nous l'avons vu, les iso-paraffines sont isolées pour être incorporées dans cet autre produit et ne sont donc plus disponibles pour l'essence automobile. En fait, voler Pierre pour payer Paul est devenu la principale préoccupation du raffineur qui a à fabriquer les deux produits. Les raffineries qui n'ont à fabriquer que de l'essence automobile, et elles sont numériquement la grande majorité, ont une tâche plus facile. Dans une telle raffinerie, si elle est complètement équipée (et on doit se rendre compte que beaucoup n'ont pas cette chance) le raffineur tire les constituants de l'essence auto, de sources telles que : essences directes, raffinat des extractions à l'anhydride sulfureux, essence de cracking catalytique, de reforming et de cracking thermiques, de polymérisation, etc .. Avec une gamme aussi large de matériaux à sa disposition, le raffineur peut produire toute une variété d'essences automobiles de diverses qualités. Il faut évidemment des traitements chimiques appropriés pour remplir les spécifications et on ajoute d'habitude du plomb tétra éthyl. Il y a en général du butane en surplus dans de telles raffineries et cela est utile, en petites quantités, pour améliorer la qualité de démarrage des essences aviation et automobile dans les limites imposées par les spécifications de pression de vapeur.

Nous allons maintenant décrire plus en détail les divers procédés indiqués ci-dessus tels que le fractionnement des gaz, le superfractionnement, l'extraction aux solvants, le cracking catalytique, la polymérisation et l'alkylation catalytique.

Fractionnement des Gaz - C'est le procédé de distillation appliqué aux distillats légers obtenus à la colonne primaire de distillation du brut. Une unité de Fractionnement des Gaz est composée d'une série de colonnes de fractionnement chauffées à la vapeur, chacune contenant de 30 à 40 plateaux à coupelles. La première colonne donne en tête des gaz fixes, la seconde des butanes mélangés, la troisième de l'iso-pentane. Le résidu sert de charge à d'autres unités telle que celle de superfractionnement. Le degré de fractionnement requis de ces colonnes n'est pas très grand, les points d'ébullition des constituants de la charge étant relativement largement espacés. Le propane et le butane étant très volatils, la distillation est faite sous pression, la colonne à propane à 21 Kg/cm² environ, celle à butane à 10 Kg/cm². (voir photo 28)

Superfractionnement - Le principe de base de ce procédé est le même que le précédent, sauf en ce qui concerne le degré de précision dans la séparation qui doit être de beaucoup supérieur à celui nécessaire pour la distillation du brut; les charges doivent être préparées avec soin pour ne contenir que quelques corps peu nombreux situés dans un faible intervalle de distillation. Les colonnes utilisées sont très hautes, contenant jusqu'à 50 plateaux et elles fonctionnent avec un fort pourcentage de reflux. On ne cherche pas à faire des soutirages, le produit étant séparé seulement en un produit de tête et un produit de fond de colonne.

L'iso-hexane et l'iso-heptane sont des constituants si précieux pour l'essence aviation qu'en dépit de la perte subie par l'essence automobile, du fait qu'on les en a retirés, on a construit, pour faire face aux nécessités, rien qu'à Abadan seulement, 14 colonnes de superfractionnement à 50 plateaux chacune, capables de traiter 500.000 gallons/jour d'une charge sélectionnée.

Redistillation - C'est un procédé de distillation, en général conçu pour obtenir en tête de colonne un pourcentage élevé de la charge, en ne laissant dans les fonds qu'un faible résidu. Il succède en général à des traitements chimiques tels que l'action de l'acide sulfurique et d'autres réactifs utilisés pour polymériser les hydrocarbures instables; ceux-ci restent en solution dans le produit traité mais, ayant un point d'ébullition plus élevé, ils peuvent en être éliminés dans le résidu de l'opération de redistillation.

Procédés d'extraction aux solvants - Les méthodes d'extraction aux solvants sont aujourd'hui utilisées de façon intensive dans l'industrie du pétrole pour le raffinage des distillats légers, du pétrole et des huiles lubrifiantes. Le procédé Edeleanu, qui emploie l'anhydride sulfureux liquide comme solvant, est utilisé industriellement depuis 1911. Il a d'abord servi à produire des pétroles lampants de très haute qualité à partir des distillats bruts très aromatiques et sulfureux, et constituait un progrès marqué dans la technique du raffinage par rapport aux méthodes plus anciennes de traitement à l'acide.

Le principe qui sert de base à ce procédé est que les composés aromatiques se dissolvent facilement dans l'anhydride sulfureux, tandis que les composés saturés paraffiniques et autres s'y dissolvent très peu.

Les principaux circuits d'une unité d'extraction à l'anhydride sulfureux sont indiqués sur la planche 26.

L'unité est constituée des éléments suivants :

- a) une tour d'extraction à contre courant pour le contact de l'huile et du solvant;
- b) un équipement pour récupérer la faible quantité d'anhydride sulfureux qui se dissout dans l'huile raffinée (évaporateur à raffinat);
- c) un équipement pour récupérer dans l'extrait la majeure partie de l'anhydride qui quitte la tour d'extraction (évaporateur à extrait);
- d) un équipement de réfrigération de l'huile et du solvant, comprimant, recondensant et déshydratant l'anhydride sulfureux.

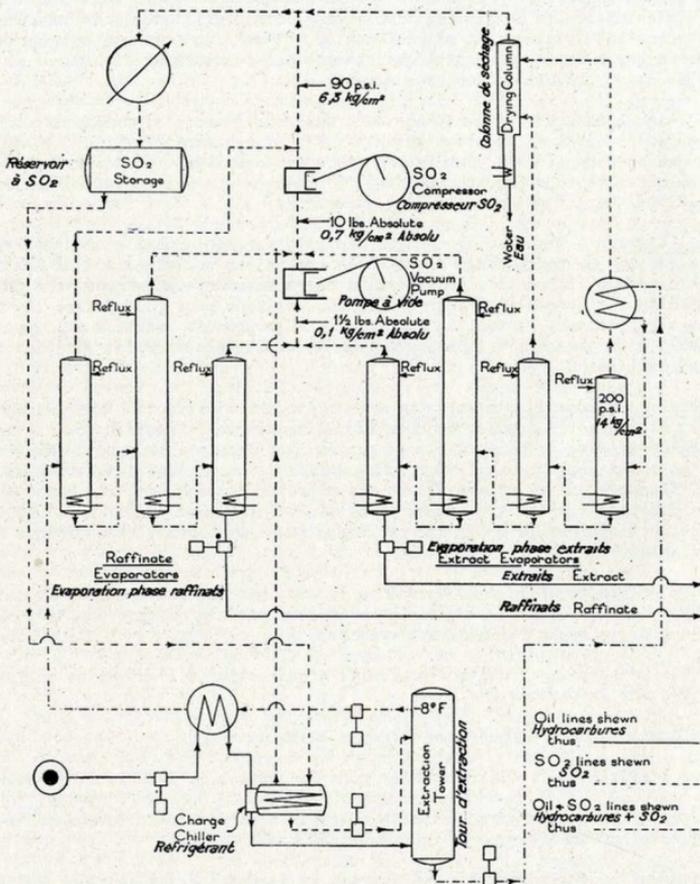


Fig.26 - SCHEMA DU TRAITEMENT PAR SO₂

L'extraction s'opère à des températures variant de -12° à -50°C . En haut de la colonne d'extraction on obtient un raffinat, c'est-à-dire une fraction d'huile ne contenant qu'une petite fraction d'hydrocarbures aromatiques et en bas de la colonne un extrait contenant un fort pourcentage d'aromatiques.

Le raffinat et l'extrait sont l'un et l'autre séparés de leur anhydride sulfureux, lavés à l'eau et à la soude caustique et envoyés aux stockages. Pour les opérations de séparation du solvant, on utilise des séries d'évaporateurs, à des pressions de plus en plus basses, réduisant ainsi la charge des compresseurs à gaz. L'anhydride sulfureux récupéré est comprimé, condensé et renvoyé à l'extraction; il agit à la fois comme réfrigérant et solvant. En faisant varier les conditions opératoires, on peut faire varier dans de grandes limites le degré d'extraction des aromatiques.

L'extraction à l'anhydride sulfureux est utilisée pour la gasoline, l'essence et le pétrole; les unités de la raffinerie d'Abadan ont une capacité de traitement de 2.000.000 de gallons de distillats par jour.

Durant ces dernières années la technique de l'extraction aux solvants a été intensivement appliquée à la fabrication d'huiles lubrifiantes de haute qualité. Toute une variété de solvants peut être utilisée, parmi lesquels nous devons mentionner le nitrobenzène, le furfural et le phénol. Les détails des unités, les conditions opératoires, les températures, etc. . . varient avec le solvant choisi, mais le principe est toujours le même.

Cracking catalytique - Le procédé de cracking catalytique représente un des derniers progrès de la technique du raffinage. On s'est aperçu qu'en procédant aux réactions de cracking en présence d'un catalyseur, on pouvait obtenir des rendements supérieurs en produits de meilleures qualités et sous des conditions opératoires moins sévères que celles du cracking thermique. Un catalyseur est un matériau inerte qui modifie le déroulement d'une réaction chimique, sans subir lui-même de changement visible. Dans le procédé de cracking, du carbone se dépose sur le catalyseur qui perd graduellement son efficacité, jusqu'à ce qu'on le régénère en brûlant son carbone. On peut opérer : a) avec un catalyseur fixe, b) avec un catalyseur mobile, c) avec un catalyseur fluide. Le premier procédé de cracking catalytique qui réussit industriellement fut le procédé Houdry en 1933, du type à catalyseur fixe. Ce procédé fonctionne toujours, surtout en Amérique, mais sous une forme très améliorée.

Il n'est pas possible dans ce chapitre de décrire les trois types; on se contentera de traiter en détail l'unité moderne à catalyseur fluide. Il suffit de dire que les autres opèrent suivant le même principe de base, si ce n'est que dans le type à catalyseur fixe, le catalyseur demeure immobile dans une série de réacteurs dont chacun est branché alternativement par l'intermédiaire de vannes à ouvertures minutées sur les circuits de réaction et ceux de régénération, tandis que dans le système à catalyseur mobile le catalyseur est transporté du réacteur au régénérateur et vice versa, par des moyens mécaniques.

Dans le procédé de cracking "Fluid catalyst" la réaction est effectuée par un catalyseur si finement pulvérisé qu'il se comporte comme un fluide et peut être mis en circulation avec les vapeurs d'huile.

Les principaux détails de ce procédé sont donnés sur la planche 27. Le catalyseur chaud, à une température d'environ 550°C , descend du régénérateur par le tuyau de refoulement de celui-ci et rencontre un courant d'huile fraîche vaporisée par un

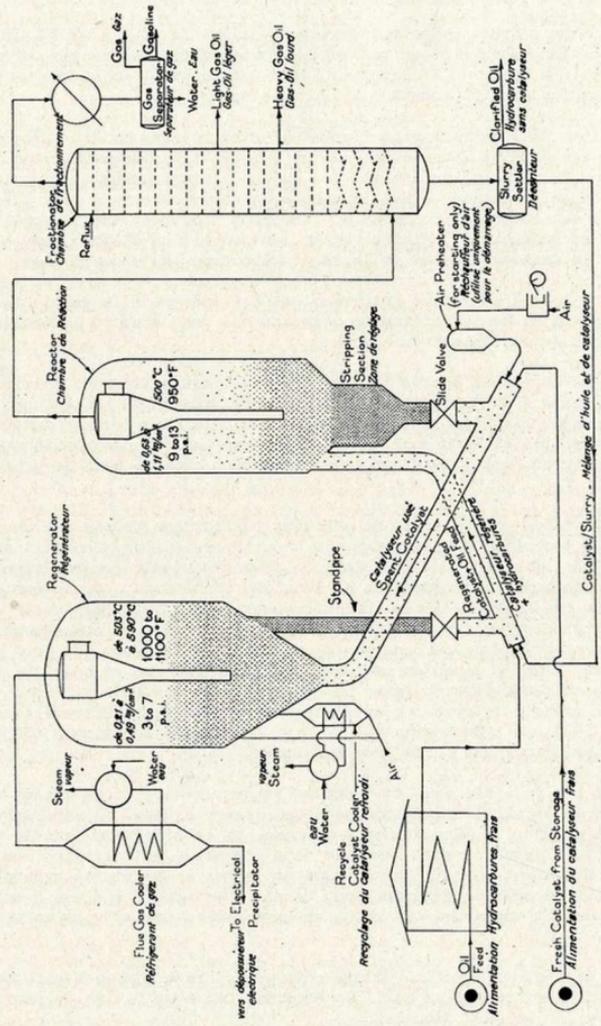


Fig. 27 - SCHEMA D'UNE INSTALLATION DE CRACKING CATALYTIQUE



préchauffage dans un four. Le mélange chaud passe dans un réacteur qui, du fait de sa plus grande section, réduit suffisamment la vitesse de la vapeur pour permettre au catalyseur de se déposer en tranches en un lit dont l'épaisseur modifiable permet de régler le temps de réaction. Cette couche de catalyseur est maintenue en turbulence et à une température uniforme de 480-500°C par l'arrivée des vapeurs d'huile qui, en montant sont en contact intime avec lui. Comme la réaction de cracking progresse, du coke se dépose sur le catalyseur, qui perd son activité. Le catalyseur couvert de coke tombe dans la section de stripping d'où l'huile entraînée et absorbée est renvoyée dans le haut du réacteur. Le catalyseur usé est retiré en bas de cette section par un tiroir à commande automatique et passe dans le tube élévateur qui conduit au régénérateur. Au point d'entrée, un courant continu d'air est injecté qui volatilise le catalyseur de telle sorte qu'il coule comme un fluide dans le tube.

Dans le régénérateur, l'oxygène de l'air brûle le carbone, libérant ainsi de la chaleur. Pour éviter de surchauffer le catalyseur, qui doit être maintenu à 550°-600°C, une partie de celui-ci est recyclée après passage dans un réfrigérant (où la chaleur est utilisée utilement à produire de la vapeur d'eau), la circulation du catalyseur étant maintenue grâce à une injection secondaire d'air. Le catalyseur régénéré tombe dans le tube de refoulement pour en être retiré à travers un autre tiroir et reprendre le circuit.

Les gaz de combustion du régénérateur, qui entraînent avec eux un peu de catalyseur, passent par un cyclone placé au sommet de la tour. Là, ils doivent suivre un chemin en spirale et toute particule plus lourde de catalyseur envoyée contre les parois du séparateur par la force centrifuge est arrêtée et renvoyée avec le gros du catalyseur dans le régénérateur. Les gaz de combustion passent alors dans un réfrigérant, où leur chaleur sert à produire de la vapeur à haute pression et finalement dans un dépoussiéreur électrostatique pour éliminer les poussières de catalyseur.

Dans le réacteur les vapeurs passent par un cyclone semblable, où l'on récupère le catalyseur entraîné qui est renvoyé au réacteur. Les vapeurs crackées passent dans une tour de fractionnement où, dans la section de lavage, toute parcelle de catalyseur est entraînée avec l'huile la plus lourde. Le mélange tombe dans le séparateur de boue où le catalyseur se dépose par gravité pour être retourné dans le circuit. L'huile lourde, clarifiée et décantée, est enlevée par le haut du décanteur pour servir de fuel oil ou de charge à recycler dans une opération ultérieure.

Les vapeurs montent dans la tour de fractionnement au travers des plateaux et sont séparées en général en gaz humide, essence non stabilisée, gas oil léger et gas oil lourd. Ce dernier peut être retiré pour recyclage si on le désire.

Nous avons décrit ce procédé en détail car il représente un des développements les plus modernes de l'industrie du raffinage du pétrole.

Procédés de conversion - Nous avons remarqué, en décrivant le procédé du cracking thermique, qu'au début les gaz crackés obtenus par ce procédé étaient pour la plus grande part des produits perdus, utilisés seulement comme combustible dans l'usine. Des recherches intensives, effectuées entre 1930 et 1940, ont conduit à la découverte d'un procédé catalytique, où les composés oléfiniques de ces gaz crackés peuvent être convertis en liquides bouillant dans la série gasoline. Il consiste à mettre en contact sous pression et à une température de 180-245°C, les gaz et un catalyseur. Dans les gaz crackés, les hydrocarbures non saturés en C.4 à faible poids moléculaire sont obligés de se combiner ou de se polymériser pour donner des hydrocarbures liquides en

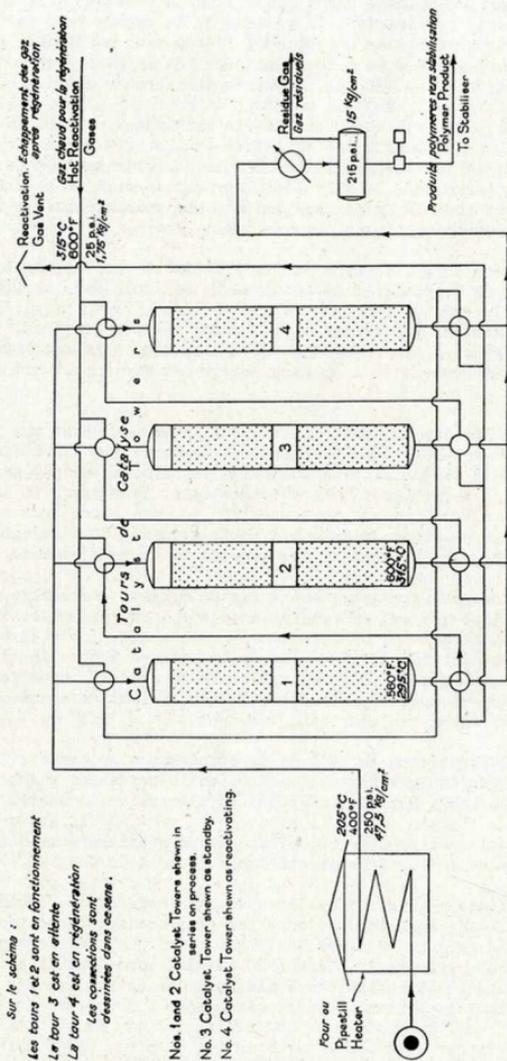


Fig. 28 - SCHEMA D'UNE UNITÉ DE POLYMERISATION CATALYTIQUE



C₈ utilisables dans l'essence automobile.

Ce procédé a été utilisé de façon intensive dans l'industrie du pétrole et permet au raffineur d'obtenir des rendements accrus en gasoline à partir de gaz inutilisables autrement si ce n'est comme combustible dans la raffinerie.

Le procédé de polymérisation catalytique est schématisé planche 28.

La charge, dont les constituants actifs sont les propylènes et les butylènes, est chauffée et envoyée à travers une série de réacteurs contenant le catalyseur, qui est composé généralement de kieselguhr imprégné d'acide phosphorique ou de pastilles d'un mélange de phosphates métalliques. Le produit polymérisé qui quitte le réacteur passe dans un stabilisateur, où les gaz qui n'ont pas réagi sont séparés comme produits de tête pour servir de combustible, la gasoline polymérisée stabilisée étant pompée à la base pour être envoyée au stockage en vue de mélange ultérieur à l'essence automobile.

Le catalyseur est régénéré par passage des gaz de carneaux chauds et les réacteurs sont connectés de façon à ce que chacun puisse être isolé pour régénération et ensuite remis en opération.

Si l'on veut produire un produit saturé de haute qualité pour l'essence aviation, on peut utiliser ce procédé pour polymériser les butylènes en l'absence d'autres oléfines, et la gasoline polymérisée ainsi obtenue est ensuite hydrogénée pour donner finalement un produit surtout composé d'iso-octane ayant un indice d'octane de 90-95.

La polymérisation catalytique a été utilisée pendant la deuxième guerre mondiale pour fabriquer le composé aromatique cumène ou iso-propyl benzène, agent de mélange particulièrement précieux en essence aviation. Pour cela un mélange de benzène et d'iso-propylène pris aux gaz crackés était mis en contact, dans des conditions opératoires relativement douces, avec un catalyseur du type phosphate solide.

L'introduction du procédé de l'alkylation, qui peut produire de l'iso-octane en une seule opération, a rendu plus ou moins démodé le procédé de polymérisation en ce qui concerne l'essence aviation, mais il reste intéressant, comme nous l'avons vu, pour la fabrication de l'essence automobile.

Le procédé d'alkylation est d'origine relativement récente; il fut découvert dans les laboratoires de recherches de l'A.I.O.C. en 1936. Représentant l'une des plus grandioses réalisations de la chimie de synthèse à l'échelle industrielle, il est devenu le principal procédé utilisé durant la dernière guerre pour la production d'iso-octane (Alkylat) destiné à l'essence aviation. Son grand avantage sur le procédé de polymérisation est que contrairement à ce dernier qui a besoin de deux molécules non saturées disponibles seulement en faible quantité dans le gaz cracké, pour former une molécule plus lourde à chaîne ramifiée, il combine une seule de ces molécules insaturées rares avec une molécule d'iso-butane qui est bien plus facile à obtenir.

Le procédé illustré par la planche 29 utilise comme catalyseur de l'acide sulfurique concentré. Dans les opérations à l'échelle industrielle, l'iso-butane est combiné au propylène, à l'iso-butène ou aux oléfines en C₅.

L'iso-butane nécessaire est obtenu par fractionnement des coupes en C₄ de la distillation du brut et ainsi par isomérisation du butane normal qui provient ⁴ de la

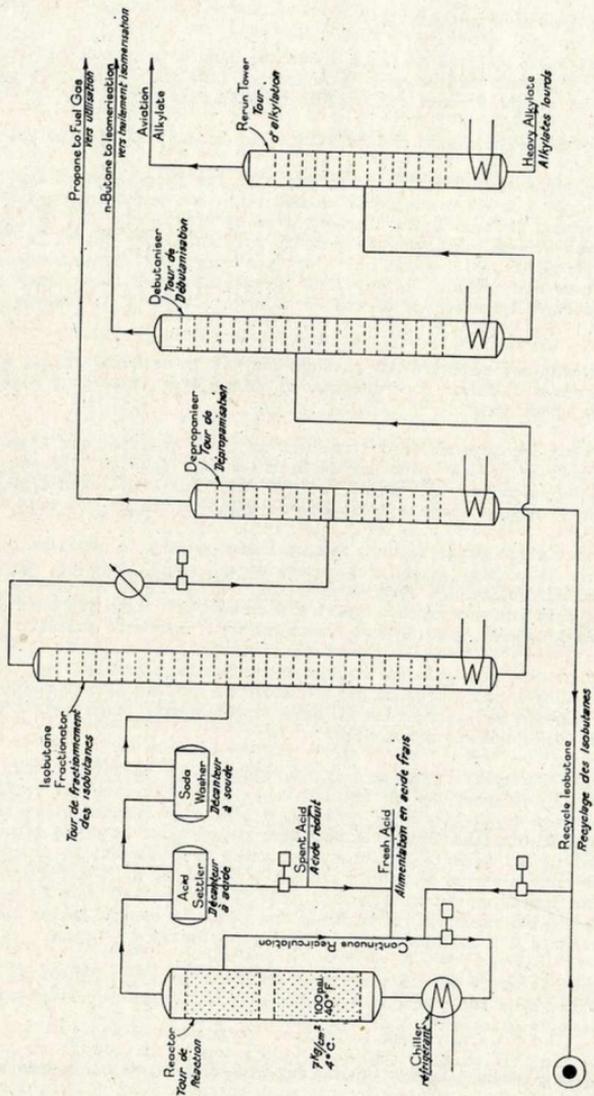


Fig. 29 - SCHEMA D'UNE INSTALLATION D'ALKYLATION



même source. Les hydrocarbures oléfiniques (hydrocarbures non saturés) proviennent des opérations de cracking, par fractionnement des gaz en C_4 et C_5 .

L'unité fonctionne ainsi : la charge, qui consiste en un mélange d'iso-butane et d'oléfines en C_4 , est introduite dans une émulsion d'hydrocarbures et d'acide sulfurique à 98 pour cent qui est maintenue en circulation continue par pompage dans une tour de réaction et un échangeur de température, le tout étant maintenu à une pression de quelques kilogs. La réaction doit avoir lieu à une température de 2 à 7°C et il faut une réfrigération pour évacuer la chaleur de réaction.

Le produit liquide, d'un volume à peu près équivalent à celui de la charge, est envoyé de façon continue à un système de fractionnement, composé d'une colonne à iso-butane, d'un stabilisateur et d'une colonne de redistillation.

Dans la première colonne on récupère en tête l'iso-butane qui n'a pas réagi, il est dépropanisé dans la deuxième colonne et renvoyé dans la charge. Le fond de la première colonne est pompé dans la colonne de stabilisation où le butane normal est récupéré en tête. Le résidu du stabilisateur passe dans la colonne de redistillation où l'alkylat est pris en tête pour être envoyé aux stockages pour mélange à l'essence aviation, tandis que le fond est réservé aux opérations de reforming thermique.

Bien que l'acide sulfurique agisse comme catalyseur, il se dilue peu à peu, de sorte qu'il faut en retirer une partie et la remplacer par de l'acide frais. L'acide sortant est à 90-92 pour cent et peut servir au traitement acide des autres produits

Une méthode d'alkylation utilise en variante comme catalyseur l'acide fluorhydrique au lieu de l'acide sulfurique.

Procédé d'isomérisation - La demande d'alkylat d'aviation est devenue si grande ces dernières années que la quantité d'iso-butane disponible dans les opérations normales de raffinage est devenue insuffisante et qu'un nouveau procédé a été mis au point, sous le nom d'"Isomérisation", pour transformer le butane normal en iso-butane, encore par catalyse.

Dans ce procédé, le butane normal est mis en contact avec du chlorure d'aluminium en présence d'un accélérateur, l'acide chlorhydrique gazeux. Il n'est pas possible de donner dans les limites de ce chapitre une description de ce procédé important de conversion dont le succès industriel n'a été possible qu'après avoir résolu un nombre incroyable de problèmes de corrosion.

4.- FABRICATION DES HUILES LOURDES ET DES BITUMES

Pour compléter ce rapide examen des procédés et des méthodes de raffinage, nous donnerons maintenant quelques détails sur les méthodes de fabrication des huiles lubrifiantes, des bitumes et des paraffines.

Un circuit type est donné planche 30. Il part du résidu de la colonne atmosphérique de l'unité de distillation du brut (Topping) et montre comment les divers procédés suivants sont reliés entre eux.

Le résidu lourd, fourni par la colonne atmosphérique de l'unité de distillation du brut, est distillé dans l'unité sous vide qui peut être, soit une unité séparée, soit une unité combinée avec l'unité de distillation du brut. La colonne sous

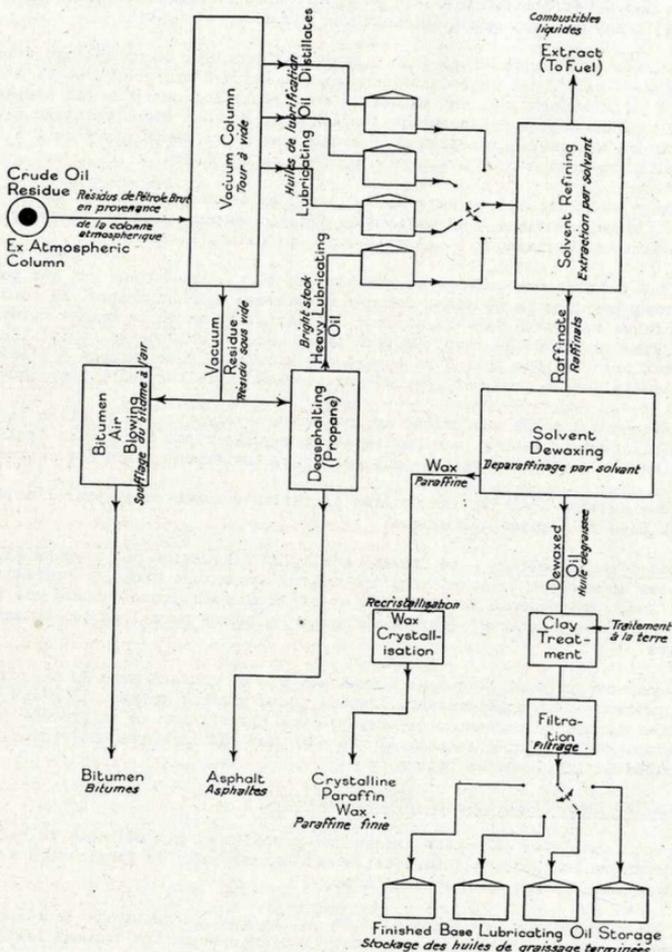


Fig. 30 - SCHEMA D'UNE INSTALLATION DE PRODUCTION D'HUILE ET DE BITUME



vide fournit comme produit de tête un gas oil qui, si sa teneur en soufre est faible, peut être utilisé sans autre traitement dans les moteurs diesel à grande vitesse. On soutire dans la colonne sous vide plusieurs coupes qui forment les matières premières pour la fabrication des huiles lubrifiantes, et on obtient en fond de colonne un résidu lourd asphaltique.

Les distillats soutirés vont aux unités de raffinage par solvant ou, plus souvent, sont passés successivement dans une seule unité qui travaille suivant les mêmes principes généraux que celles qui servent à l'extraction des hydrocarbures aromatiques de l'essence ou du pétrole. Dans ces procédés, les huiles sont mises en contact avec un solvant, tel que le furfurole, le nitro-benzène, le phénol ou un mélange de SO_2 et de benzol qui enlève les constituants instables et indésirables sous forme d'extraits, laissant un raffinat de grande pureté. L'extrait sert de combustible dans la raffinerie ou est mélangé aux fuel oils.

Suivant la nature du pétrole brut, le raffinat contient ou non de la paraffine qui doit être enlevée pour obtenir le bas point de congélation nécessaire à une bonne huile lubrifiante. Jadis les distillats les plus légers étaient déparaffinés par cristallisation et filtration, les plus lourds par centrifugation d'un mélange refroidi de distillat et d'une coupe d'essence légère. Mais aujourd'hui le déparaffinage aux solvants est à peu près universel. L'huile mélangée à un solvant tel que l'acétone ou le benzol est refroidie, la paraffine forme alors des cristaux relativement grand que l'on peut séparer par filtration. On utilise des filtres continus entièrement clos qui fournissent d'un côté la paraffine et de l'autre l'huile déparaffinée; il reste à enlever de chacun des produits le solvant qu'il renferme (Voir photos 30 et 31).

La paraffine peut être préparée en différentes qualités par recristallisation ou ressuage : l'huile déparaffinée est traitée aux argiles activées pour améliorer sa stabilité et sa couleur, puis filtrée donnant ainsi une huile lubrifiante finie, de base.

Pour obtenir les qualités les plus visqueuses on avait l'habitude de pousser la distillation dans la colonne sous vide assez loin pour que le résidu soit de l'asphalte dur, mais la haute température nécessaire provoquait un cracking des distillats suffisant pour réduire considérablement le rendement en huiles de haute viscosité. Le développement des méthodes d'extraction aux solvants est à nouveau venu à la rescousse et aujourd'hui il est de pratique courante de distiller moins sévèrement le brut et de désasphalter un résidu relativement important. Le propane précipite à basse température les matières asphaltiques et peut être utilisé dans une unité de même principe que celle de déparaffinage aux solvants, mais dans laquelle la séparation des asphaltes précipités peut être obtenue par décantation et ne nécessite pas de filtres. L'huile désasphaltée passe alors à l'extraction aux solvants, comme le montre le schéma, et parcourt le même cycle d'opérations que les huiles plus légères.

En alternative, une partie du résidu lourd peut servir à la fabrication du tîbume. Pendant qu'il est encore chaud, le résidu est durci en le soumettant à un soufflage d'air contrôlé qui permet d'obtenir différents degrés de dureté en faisant varier la quantité d'air utilisée et la température.

Ceci termine la très brève description des procédés modernes de raffinage d'usage courant pour la fabrication des produits à l'état brut. Dans la section suivante on décrira les différents traitements chimiques nécessaires à leur finition et qui doivent les rendre conformes aux spécifications commerciales.

Section E - Traitements chimiques des produits bruts

Les précédentes sections donnent un rapide aperçu des principaux procédés de production des produits bruts à partir du pétrole brut. Ces produits bruts ne sont pas encore vendables car ils contiennent de faibles quantités de produits indésirables, tels que du soufre et des hydrocarbures instables qui, corrosifs ou très réactifs, doivent être enlevés.

Un schéma complet de traitement chimique dépend de la nature du pétrole brut traité, de sa composition chimique, et aussi des types de produits demandés et des diverses spécifications auxquelles on doit se conformer. Il n'y a pas deux raffineries qui adoptent la même méthode de traitement, mais toutes utilisent certains traitements de base, que nous allons rapidement discuter.

L'objet du raffinage chimique est d'éliminer des produits bruts, les hydrocarbures les plus instables, les substances résineuses ou asphaltiques, les composés azotés, quelques composés oxygénés, les composés corrosifs du soufre et dans certains cas, comme celui de certains pétroles lampants, une certaine proportion d'hydrocarbures aromatiques.

Le raffinage chimique est fait à l'aide de réactifs tels que l'eau de chaux, la soude caustique, l'acide sulfurique, l'anhydride sulfureux, la solution alcaline de plombite de sodium, les solvants organiques et certains adsorbants tels que la bauxite et les argiles activées qui ont des propriétés sélectives spéciales pour l'enlèvement des constituants indésirables des produits bruts. La façon dont se succèdent les traitements utilisés est très importante et les produits chimiques doivent être appliqués aux produits dans l'ordre correct, si l'on veut réduire les frais de traitement au minimum.

Les types normaux de traitements chimiques peuvent être ainsi classés :

Le lavage aux réactifs alcalins est le premier traitement appliqué aux distillats légers pour enlever l'hydrogène sulfuré, les mercaptans à bas point d'ébullition et les constituants acides.

Le traitement alcalin au plombite de sodium sert à oxyder certains types de composés sulfurés (mercaptans) de façon à donner des composés non corrosifs qui restent dans le produit.

Le traitement à l'hypochlorite de sodium sert aussi à l'oxydation des composés sulfurés.

Le traitement à l'acide sulfurique réduit la teneur en soufre des produits bruts et enlève les hydrocarbures les plus insaturés et les plus instables qui sont dans les essences crackées ou réformées.

L'extraction aux solvants, comme on l'a vu précédemment, permet d'enlever en les récupérant les constituants les plus indésirables des produits bruts. Par exemple, l'extraction des hydrocarbures aromatiques des essences et pétroles par l'anhydride sulfureux liquide et le traitement des huiles lubrifiantes par des solvants organiques tels que le furfural.

Le traitement aux adsorbants améliore la qualité; par exemple, les pétroles peuvent être traités à la bauxite grillée et les huiles lubrifiantes à l'argile activée pour améliorer la couleur et enlever les résines.

La désulfuration catalytique est le procédé le plus récent utilisé.

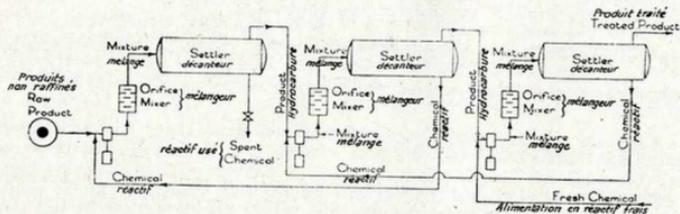
1.- TRAITEMENT AUX REACTIFS ALCALINS - (Prélavage)

Le premier stade du raffinage chimique des distillats du pétrole est l'enlèvement complet de l'hydrogène sulfuré. Bien que la plus grande partie de ce gaz soit enlevée dans les séparateurs de gaz des champs de pétrole, il en subsiste des traces dans le brut et il s'en forme en général une plus grande quantité par la décomposition partielle des autres composés sulfurés au cours de la distillation. Il est évacué comme gaz et bien que sa presque totalité aille, après passage à l'unité de fractionnement des gaz, au réseau gaz combustible, il en reste cependant un peu, dissous dans les distillats légers. Il doit être enlevé avant tout autre traitement de raffinage, pour prévenir la formation ultérieure de soufre libre qui rendrait le distillat très corrosif. L'hydrogène sulfuré et les constituants acides sont invariablement enlevés des distillats par lavage avec des réactifs alcalins dilués dans l'eau, le principal étant la soude caustique, bien que l'on puisse utiliser dans des cas spéciaux de l'eau de chaux ou de l'ammoniac.

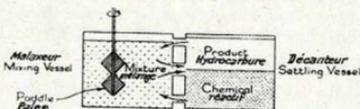
Le traitement peut se faire par mélange intime de la solution alcaline au distillat, dans un malaxeur, suivi d'un décanteur où l'on retire le produit chimique usé. On obtient une plus grande efficacité, et une plus faible consommation d'alcali en conduisant l'opération en une série d'étages à contre courant, le produit brut étant mis d'abord en contact avec l'alcali presque usé et à sa dernière étape avec l'alcali frais.

Il y a de nombreux dispositifs mécaniques pour réaliser de tels lavages à contre courant, certains très ingénieux et efficaces. Le système le plus fréquemment utilisé est représenté sur la planche 31 (a) et consiste en une série de pompes, de mélangeurs à plaques perforées et de décanteurs. Chaque pompe prend le produit dans le décanteur de l'étage précédent et le produit chimique à l'étage suivant et les envoie dans des canalisations où sont disposées des plaques perforées pour créer une grande turbulence. Le mélange se sépare dans le décanteur et le tuyautage est conçu de façon à permettre aux deux liquides de se déplacer par étages dans des directions opposées. Si des produits à bas points d'ébullition, tels que l'iso-pentane, nécessitent un traitement, on peut construire l'équipement de lavage de façon à ce qu'il puisse être mis en oeuvre à une pression suffisante pour réduire les pertes au minimum.

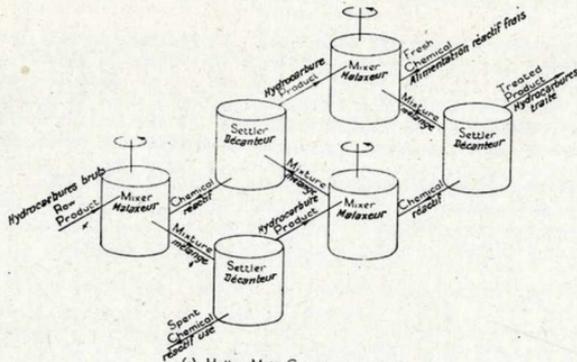
Un matériel particulièrement élégant et efficace pour effectuer ce type de lavage est le matériel "Holley Mott", largement utilisé par l'A.I.O.C. Des palettes excentrées tournent dans un bac, créant une turbulence et assurant un mélange intime. Si ce bac de mélange est relié à un bac de décantation par le haut, le milieu et le bas, une circulation continue s'établit (voir planche 31 (b)). Cette circulation est due à la différence de densité entre le produit, le mélange et le réactif; le produit et le réactif passent du décanteur au mélangeur par les passages du haut et du bas respectivement, tandis que le mélange retourne au décanteur par le centre. On peut effectuer un lavage à contre courant en connectant convenablement une série de bacs de mélange et de décantation où le produit et le réactif se déplacent progressivement dans des directions opposées, sans qu'il soit besoin d'aucune pompe (voir planche 31 (c) et photo 34).



(a) Orifice System
Système de mélangeurs à chicanes



(b) Principle of Holley-Mott System.
Principe du mélangeur Holley-Mott.



(c) Holley-Mott Countercurrent Washery
Traitement par contre courant
système Holley-Mott.

Fig. 31 - TRAITEMENT CHIMIQUE

La concentration et la quantité d'alcali employé pour les traitements ont beaucoup d'importance et pour réduire les prix de revient au minimum, les quantités à utiliser sont en général déterminées à l'avance au laboratoire : cette remarque, s'applique, évidemment à tous les traitements chimiques. L'eau de chaux, du fait de son bas prix de revient, comparé à celui de la soude, est utilisée de façon intensive pour le traitement des distillats directs et des gasolines de cracking, mais elle n'est pas toujours satisfaisante parce que, dans certains cas, elle a tendance à former des naphénates de calcium qui restent en solution.

2.- PROCEDES D'ADOUCCISSEMENT (Sweetening)

Nous avons déjà vu que si l'hydrogène sulfuré peut être entièrement enlevé des distillats légers par des traitements avec une solution d'alcali, les mercaptans indésirables d'odeur nauséabonde ne sont, eux, enlevés que partiellement par ce réactif. Les distillats contenant des mercaptans très odorants sont dits "Sours" et comme le traitement à l'alcali ne les enlève que partiellement, il faut utiliser ensuite un procédé d'"adouccissement".

On a mis au point diverses méthodes parmi lesquelles les plus importantes sont :

- Le procédé au plombite de sodium ou "Doctor Treatment"
- Le procédé à l'hypochlorite
- Le procédé au chlorure de cuivre
- Le procédé "Solutizer" (1)

Le "Doctor Treatment" est le plus ancien et toujours le plus utilisé. Il consiste en un lavage de l'essence "Sour" par une solution alcaline de plombite de sodium avec addition de soufre. Les mercaptans sont transformés en disulfures avec précipitation de sulfure de plomb et formation de soude caustique, mais comme la quantité de soufre libre présente dans le produit est en général insuffisante pour la réaction, il faut en ajouter. L'essence est agitée avec la solution "Doctor" dans un bac de mélange et on ajoute une quantité précise de soufre, en prenant bien soin de n'ajouter que le soufre nécessaire, sinon le produit traité contiendrait du soufre libre dissous et serait corrosif.

Le procédé peut être mis en oeuvre par opérations discontinues ou, ce qui est le plus courant, dans une unité continue. Dans ce dernier cas, la période de mélange varie de 30 secondes à plusieurs minutes et le produit traité va décanter dans un bac convenable. Le produit épuré est lavé à l'eau et peut être utilisé pour l'essence de qualité ordinaire. Mais ce procédé ne réduit pas la teneur en soufre total du produit puisque les mercaptans sont convertis en disulfures qui restent en solution dans le produit. Ces disulfures ont des points d'ébullition beaucoup plus hauts, et les produits traités sont, aujourd'hui, presque toujours redistillés pour concentrer les composés sulfurés dans le résidu et donner un distillat à peu près sans disulfure.

La solution de plombite usé peut être régénérée, en vue de sa réutilisation, par soufflage d'air à 80-95°C en présence de soude caustique.

Ce procédé sert aussi au raffinage du pétrole lampant.

(1) Il n'y a pas d'équivalent français : un solutizer est un produit que l'on ajoute à une solution alcaline caustique pour lui permettre de dissoudre les mercaptans.



Le procédé à l'hypochlorite sert aussi à adoucir les essences directes et quelquefois crackées. Le produit doit d'abord ne pas contenir d'hydrogène sulfuré car il serait converti en soufre corrosif par le réactif. La solution alcaline d'hypochlorite oxyde les mercaptans en composés "sulfonés" et "acides sulfoniques" qui sont partiellement solubles dans le produit et peuvent être enlevés par lavage ultérieur à la soude caustique. Comme le prélavage alcalin cependant, le traitement à l'hypochlorite et le lavage à la soude qui le suit, sont réalisés de la façon la plus efficace par des méthodes à contre courant.

Dans le procédé au cuivre, la solution de plombite est remplacée par du chlorure cuivrique. Les mercaptans sont transformés en disulfures sans addition de soufre. Comme dans les autres procédés, l'hydrogène sulfuré, s'il y en a, doit d'abord être enlevé par lavage préliminaire à la soude caustique. Après traitement dans un bac de mélange, la solution de chlorure de cuivre est décantée et l'essence est traitée dans un second bac par un mélange de soude caustique et de sulfure de sodium en solution pour enlever les traces de cuivre entraînées dans le produit. En effet, des traces de cuivre, même faibles, rendent le produit instable. Les composés sulfurés, autres que les mercaptans, et les composés générateurs de gommes, ne sont pas affectés par ce traitement.

Le procédé "Solutizer" diffère des autres en ce que les mercaptans sont enlevés par extraction au lieu d'être oxydés et laissés en solution dans le produit. Pour cette extraction, on se sert d'une solution de soude caustique contenant une substance organique (par exemple de l'iso-butyrate de potasse) appelée pour simplifier "solutizer". Ce procédé est applicable au traitement des coupes directes, crackées, réformées ou synthétiques. En plus de l'enlèvement des mercaptans, il y a réduction de la teneur en soufre du produit qui, dans certains cas, suffit à supprimer un traitement acide ultérieur, sauf pour les produits qui doivent remplir les exigences d'une spécification demandant une très faible teneur en soufre.

Ce procédé est représenté à la planche 32.

L'essence brute, après lavage préalable à la soude caustique, est envoyée à la base d'une colonne d'extraction à contre courant où elle entre en contact avec un courant descendant de solution fraîche de solutizer "pauvre" introduite en tête de colonne. La tour est remplie d'anneaux de Raschig pour assurer un bon contact entre le produit et le solutizer. La gasoline adoucie est retirée en haut de la tour et la solution de solutizer chargée de mercaptans en bas. Cette solution est décantée pour en retirer toute parcelle de gasoline entraînée, puis envoyée sur le plateau supérieur d'une colonne à plateau de régénération. Dans cette colonne, elle est épuisée de ses mercaptans par la vapeur. Une température d'environ 135°C est maintenue au bas de la colonne d'épuisement. La solution régénérée est refroidie et pompée en haut de la colonne d'extraction. La vapeur contenant les mercaptans est condensée, les mercaptans sont utilisés comme combustibles ou pour la fabrication d'acide sulfurique.

Le lavage initial de la gasoline "Sour" à la soude caustique en élimine des substances telles que les phénols et les acides organiques qui gênent le procédé d'extraction.

3.- TRAITEMENT A L'ACIDE SULFURIQUE

Depuis les premiers temps de l'industrie du pétrole on a utilisé l'acide sulfurique pour traiter à peu près tous les produits du pétrole. C'est encore le plus

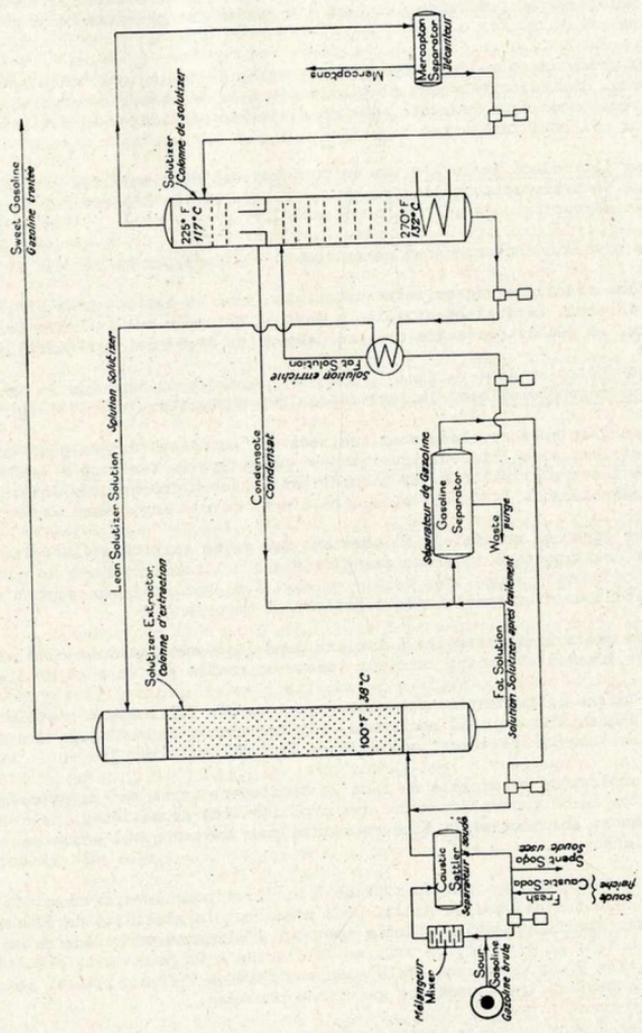


FIG. 32 - UNITÉ A SOLUTIZER

important agent de raffinage, bien que dans les dernières années l'introduction des méthodes de raffinage aux solvants ait fait disparaître sa prééminence pour le raffinage de certains produits.

Les produits pétroliers bruts sont traités à l'acide sulfurique pour de nombreuses raisons, les principales étant la réduction de la teneur en soufre, l'enlèvement des hydrocarbures très réactifs, des constituants asphaltiques, des produits azotés et de ceux qui sont facilement oxydables.

L'action sélective de l'acide sulfurique peut être modifiée par changement des conditions de traitement, telles que la concentration de l'acide, la température et le temps de contact.

Les produits suivants sont généralement raffinés par ce réactif :

- Les distillats légers tels que les gasolines et les essences obtenues par distillation directe. Le traitement acide a surtout ici pour but la réduction de la teneur en soufre. La quantité d'acide utilisée dépend du degré de désulfuration désiré.

- Les pétroles sont raffinés à l'acide d'abord pour diminuer la teneur en soufre et ensuite pour améliorer la qualité de leur combustion.

- Les gasolines crackées sont traitées à l'acide sulfurique pour améliorer leur couleur et leur stabilité chimique et pour combattre la tendance à la formation de gommages dans les produits finis par polymérisation des hydrocarbures insaturés très réactifs. La réduction de la teneur en soufre n'a là qu'une importance secondaire.

- Les essences spéciales, de même que les white spirits et les pétroles lampants spéciaux, sont presque invariablement raffinés à l'acide sulfurique, pour réduire leur teneur en soufre à une très faible valeur. Ces produits, par rapport aux gasolines, nécessitent un traitement acide relativement important.

- Les extraits aromatiques à inclure dans l'essence aviation nécessitent aussi un important traitement acide, car leur teneur en soufre est en général élevée.

Les huiles lubrifiantes sont encore quelquefois raffinées à l'acide sulfurique mais, comme nous l'avons déjà mentionné, l'introduction du raffinage aux solvants tend à rendre inutile le traitement acide de ce type de produits.

La température à laquelle se fait le traitement acide est importante; ainsi, pour la réduction de la teneur en soufre des produits très aromatiques, tels que les extraits d'essence, la charge doit être refroidie pour éviter que l'acide ne réagisse sur les aromatiques.

La concentration optimum de l'acide à utiliser pour le traitement de chaque produit dépend du but à atteindre. Ainsi, pour améliorer la stabilité de coloration, on doit se servir de l'acide dilué, tandis que pour l'élimination du soufre on utilise de l'acide concentré. En général, on utilise de l'acide à 98 pour cent, bien que des acides plus faibles 90-94 pour cent, tels que ceux obtenus à l'alkylation, comme sous-produits, conviennent au traitement des gasolines crackées.

L'acide fumant ou oleum (acide 98 % contenant en solution du SO_3) sert quelquefois, par exemple pour l'enlèvement des aromatiques.



L'équipement nécessaire est relativement simple. Il se compose en général d'unités analogues à celles qui servent au lavage à l'alcali, c'est-à-dire une série de bacs alternativement de mélange et de décantation, fonctionnant sur le principe du contre courant. Le produit traité doit être neutralisé; on ajoute donc des étages supplémentaires; d'abord un lavage à l'eau enlevant l'acide en excès suivi de 2 étages ou plus pour un lavage à contre courant à l'alcali, enfin un dernier lavage à l'eau. Comme l'acide sulfurique, sauf à forte concentration, attaque l'acier, la plupart des équipements doivent être revêtus de plomb.

La plupart des produits polymérisés par l'acide restent dissous dans le produit mais leur enlèvement est possible par redistillation du fait de leur point d'ébullition plus élevé. Il est usuel de redistiller avec injection de vapeur, les produits traités, ou même sous vide pour éviter la décomposition de ces polymères qui libèrerait des composés sulfurés légers.

4.- DESULFURATION CATALYTIQUE

Pour la désulfuration des distillats du pétrole brut, il y a un autre procédé en faveur pour certains produits comme les gaz oils légers. Le produit à traiter est pompé sur un catalyseur convenable, en présence ou non d'hydrogène, les composés sulfurés du produit étant ainsi convertis de façon presque complète en hydrogène sulfuré.

Section F - Fabrication et consommation des produits chimiques

La description des opérations de raffinage qui précède, montre de façon évidente que l'on utilise de grandes quantités de produits chimiques. On doit prévoir leur manipulation et leur stockage et, surtout dans les raffineries très éloignées des grands centres industriels, on doit entreprendre la fabrication de certains d'entre eux

Pour donner une idée de l'importance des besoins en produits chimiques dans une raffinerie comme Abadan, nous donnons quelques chiffres relatifs à l'année 1948.

On a fabriqué pour la consommation de la raffinerie :

- 75.000 T. d'acide sulfurique,
- 2.000 T. d'anhydride sulfureux,
- 4.000 T. de chaux (surtout pour l'eau de chaux)
- 16.000 T. de soufre (pour la fabrication de l'acide sulfurique)

Le soufre est obtenu à partir de l'hydrogène sulfuré des gaz, partie à Abadan, partie sur les champs eux-mêmes.

En plus on a importé :

- 3.500 T. de chlorure de chaux (pour la fabrication de l'hypochlorite),
- 9.000 T. de soude caustique,
- et des quantités plus petites de beaucoup d'autres produits.

Il y a aussi une très grande consommation de ce que l'on peut appeler des produits chimiques finis pour usages spéciaux, tels que l'inhibition de la formation des gomme dans les essences automobile et aviation. On consomme aussi de grandes quan-

tités de réactifs chimiques, non pas directement pour le raffinage du pétrole, mais pour des opérations accessoires, l'épuration des eaux par exemple.

L'acide sulfurique est fabriqué par le procédé de contact, le soufre étant transformé par combustion en anhydride sulfureux, qui est oxydé en anhydride sulfurique avec du vanadium comme catalyseur, puis combiné à l'eau pour former l'acide. Il y a aussi des unités pour récupérer l'acide à partir des goudrons acides formés dans les divers procédés de traitement acide. Une de ces unités travaille par combustion du goudron pour décomposer l'acide en anhydride sulfureux, qui est alors reconverti en acide sulfurique dans une unité par contact; d'autres unités de récupération dissolvent à l'eau l'acide des goudrons pour produire un acide dilué que l'on concentre par évaporation.

Les unités de récupération du soufre à partir des gaz de raffinerie ou des puits comprennent chacune deux parties. Dans la première l'hydrogène sulfuré des gaz est concentré, d'abord par absorption dans une liqueur (solution soit de phosphate de potassium, soit du sel de potassium d'un amino-acide), puis libéré par chauffage à pression réduite. Dans la deuxième partie, le soufre est extrait de l'hydrogène sulfuré par oxydation catalytique partielle dirigée.

Les deux autres ateliers importants de fabrication de produits chimiques à Abadan sont les fours à chaux où l'on fabrique la chaux par grillage de coquillages marins, pour transformation ultérieure en eau de chaux, et les unités de récupération de soude caustique où la solution usée de soude caustique provenant de certains procédés de raffinage est récupérée par soufflage de vapeur pour enlever les mercaptans qui y restent inclus.

Section G - Evacuation des déchets de raffinerie

Depuis sa création l'industrie du pétrole s'est trouvée en face du problème de l'évacuation salubre des liquides usés produits au cours des opérations de raffinage. C'est un problème difficile, d'autant plus que les procédés de raffinage sont en continuelle évolution et il est de plus en plus important d'exercer le contrôle le plus strict sur l'évacuation des égouts dans les rivières, lacs et autres voies d'eau.

Pour être bonnes à rejeter à la rivière ou aux égouts, les eaux doivent être dépourvues a) de pétrole et de sédiments, b) de corps dissous nocifs.

L'eau et la vapeur servant dans toutes les unités, il est virtuellement impossible d'empêcher les mélanges d'eau et de pétrole d'entrer dans les égouts de la raffinerie, ne serait-ce que parce qu'il y a toujours quelque fuite aux garnitures des pompes, que l'on doit prendre des échantillons et que l'on répand accidentellement du produit. Pour simplifier les problèmes de décantation, on a l'habitude aujourd'hui de prévoir des réseaux d'égouts distincts pour les gros volumes d'eau de refroidissement provenant des condenseurs où il y a de faibles risques de pollution, et pour l'évacuation des eaux des cours où les eaux de pluie, les fuites de garnitures et les eaux de lavage sont rassemblées. Les particules solides qui vont dans les égouts sont en général de la terre, de la poussière d'argile, du carbonate de calcium venant des épurations d'eau d'alimentation des chaudières et d'autres matières diverses finement divisées. Elles sont en général, avant envoi à la rivière, retirées des eaux d'égout en même temps que le pétrole entraîné, par décantation dans une série de réservoirs ou



bassins, coupés de barrages et peu profonds.

Des divers produits chimiques qui se mêlent aux eaux d'égout, les deux produits les plus indésirables du fait de leurs propriétés chimiques et de leur odeur sont la soude caustique et les goudrons acides. Il y a diverses méthodes pour se débarrasser de la soude usée; on l'évacue sans traitement mais en la diluant fortement dans les égouts; on la déverse dans des espaces libres; on la neutralise avec les acides usés; on la récupère par enlèvement des mercaptans et concentration à la vapeur surchauffée.

On peut disposer des goudrons acides de diverses façons : soit récupérer l'acide dans des unités spéciales, soit les brûler dans les chaudières de la raffinerie, soit les neutraliser à la soude usée, soit les hydrolyser à l'eau, le pétrole étant utilisé comme combustible et l'acide faible concentré pour accroître les approvisionnements en acide nécessaire aux traitements de raffinage.

Section H - Installations de mélange

Une raffinerie ne serait pas complète aujourd'hui sans des installations de mélange pour tous ses produits. Il y a quelques années, une raffinerie fabriquait une gamme peu étendue de produits simples et une seule qualité en général pour chacun de ceux-ci; on avait donc l'habitude de conduire les diverses unités de raffinage de façon à ce qu'elles fournissent chacun des produits à l'état définitif. Aujourd'hui, presque toute la classification en produits de base est subdivisée en plusieurs qualités différentes, souvent nombreuses. Par exemple, un raffineur peut faire six ou sept qualités d'essence automobile et peut-être une douzaine de fuel oils. Dans ces circonstances, il est préférable de conduire l'unité de raffinage toujours dans les mêmes conditions et de produire ainsi des produits raffinés de base pour mélanges que l'on stocke. Ces produits de base pour mélanges peuvent être considérés comme des produits intermédiaires; ils conviennent rarement à la vente mais peuvent être incorporés dans les mélanges de produits finis. Un raffineur doit stocker séparément six produits de base pour l'essence automobile qui, mélangée suivant des proportions prédéterminées donnent à volonté une large gamme d'essences automobile finies. Ce système permet au raffineur de ne faire les mélanges que lorsqu'on les lui demande, c'est un avantage supplémentaire car cela simplifie le problème du stockage. Un dispositif de mélange est constitué simplement par plusieurs réservoirs et par une grosse pompe de circulation. Les volumes de produits sont mesurés dans les réservoirs et mélangés fortement par la pompe. Le mélange final est essayé et prêt alors pour l'expédition. Les opérations de mélange doivent cependant être surveillées avec soin et un contrôle de laboratoire très strict est nécessaire.

Section I - Une Raffinerie moderne

Nous avons examiné ci-dessus les diverses opérations de raffinage du point de vue de leurs principes. Pour le profane qui visite une raffinerie, toutes les unités semblent analogues à première vue. A quelques exceptions près, les traits dominants sont les suivants : une ou plusieurs grandes tours, des colonnes de fractionnement, une salle de pompes, une salle de contrôle et une série de canalisations.

La similitude n'est pas en fait que superficielle car, bien que les divers procédés remplissent des fonctions largement différentes dans la raffinerie, il n'en demeure pas moins que tous opèrent avec des liquides et des gaz de même nature, qu'ils utilisent à peu près tous des effets de température contrôlés avec soin et que beaucoup fonctionnent sous une certaine pression.

Le fait que les raffineries de pétrole travaillent sur des fluides (et seulement de façon secondaire avec des solides) introduit des différences fondamentales entre leur conception et celle de presque toutes les autres industries. Le travail physique et les problèmes de mouvements de matière sont très réduits et les procédés de fabrication peuvent être rendus, dans une très grande mesure, automatiques. En fait, le contrôle précis des températures, des débits, des niveaux des liquides, etc.. nécessaire à la conduite sûre et précise des procédés complexes peut rarement être réalisé manuellement et l'est aujourd'hui par toute une série d'instruments spéciaux de types variés. On peut probablement dire sans se tromper que le raffinage du pétrole est de loin parmi les grandes industries, celle qui dépend le plus des instruments de contrôle (voir photo 26).

Le fonctionnement des unités demande une surveillance par un personnel très entraîné et très spécialisé, mais peu de travail manuel et plusieurs des plus grandes unités fonctionnent avec moins de 10 hommes par poste. Ce que nous venons de dire des faibles besoins en hommes ne s'applique cependant pas au nettoyage et à la révision des unités. Périodiquement, toutes les unités doivent être arrêtées pour entretien et inspection, et dans le cas de certains procédés de cracking catalytique, cet arrêt doit avoir lieu chaque fois que les dépôts de coke ou autres produits affectent le rendement. De telles opérations de nettoyage et d'entretien nécessitent un nombre considérable d'ouvriers entraînés à travailler en équipe, pour pouvoir remettre l'unité en marche dans le plus bref délai.

Pour augmenter le rendement d'une raffinerie, il faut donc construire et faire fonctionner chaque unité de façon à ce qu'elle puisse tourner sans arrêt le plus longtemps possible, mais il faut aussi qu'elle le fasse avec assez de souplesse pour permettre d'organiser les arrêts suivant un "planning" tel que la même équipe d'entretien puisse réviser à tour de rôle les diverses unités.

Dans toutes les raffineries les pièces mécaniques doivent obligatoirement atteindre un très haut degré de sécurité et d'interchangeabilité, du fait de la nature hautement inflammable des produits manipulés. Beaucoup d'unités fonctionnent soit à haute pression soit à haute température, et les plus délicates à la fois à haute pression et à haute température; toutes sont soumises à la corrosion à un degré plus ou moins grand. Un système très développé et très complexe d'inspection doit être institué; la souplesse et le maintien de la production dans une raffinerie ne sont possibles qu'avec un service d'inspection vraiment efficace.

On peut mesurer la sécurité atteinte aujourd'hui en constatant qu'en dépit des risques d'incendie et de perte de production résultant de la défaillance d'une unité, la tendance actuelle est à la construction d'unités de plus en plus grandes; certaines unités modernes ont une telle capacité et sont si complexes qu'elles coûtent plus de 2.000.000.000 de francs.

Les unités de fabrication cependant ne forment qu'une partie de la raffinerie la plus importante sans doute. Néanmoins, les réservoirs, les moyens de manutention et divers services représentent une grande part du prix de construction d'une raffinerie



et occupent une grande partie pas de sa surface. Le plan d'une raffinerie ne dépend pas, comme dans de nombreuses industries, d'une ligne d'écoulement des matières le long des diverses opérations de fabrication, puisque la manipulation des liquides permet une plus grande souplesse que celle des solides. Le plan est beaucoup plus imposé par l'espacement des unités rendu obligatoire par les dangers d'incendie, et les limitations imposées par les services (voir photo 32). Par exemple, les tuyauteries d'eau de refroidissement sont souvent plus importantes et de beaucoup que celle des produits; il est donc essentiel de les maintenir les plus courtes possibles.

La plus grande partie de la raffinerie doit être consacrée aux réservoirs de stockage. La capacité de stockage de pétrole brut est fonction de la souplesse et de la continuité des approvisionnements. La raffinerie située au bout d'un pipe-line a besoin en général d'une capacité de stockage de brut inférieure à celle de la raffinerie dépendant de livraisons par mer. Pour faire face à des sorties irrégulières et prévenir des variations à court terme dans les demandes auxquelles on devrait faire face par de continus changements dans les opérations de raffinage, il est nécessaire de disposer d'une capacité de stockage beaucoup plus importante pour les produits finis. Des réservoirs distincts sont évidemment nécessaires pour chaque type de produit fini et, en règle générale, on prévoit une capacité minimum égale à deux mois de production moyenne. Des réservoirs sont nécessaires pour les produits intermédiaires si l'on veut disposer d'une certaine souplesse entre les opérations successives; ils sont souvent placés en groupe dans la raffinerie proprement dite.

Les dimensions de chaque réservoir dépendent naturellement du volume de chacun des produits que l'on doit manipuler, mais dans la plupart des raffineries les volumes sont si grands que ce sont pour ainsi dire les possibilités de construction qui limitent le volume des réservoirs. Aujourd'hui, la plupart des réservoirs principaux de stockage ont une capacité de 10 à 16.000 tonnes; on en construit même de plus de 20.000 tonnes. Si ces réservoirs sont destinés à des produits non volatils, pétrole et plus lourds, ils sont munis de toits fixes légèrement coniques, mais pour les produits légers, c'est-à-dire le pétrole brut et les essences, on utilise universellement aujourd'hui d'autres formes de toit, pour réduire les pertes par évaporation et les dangers d'incendie. Le plus courant est le toit flottant qui, comme son nom l'indique, monte et descend dans le réservoir et, éliminant tout air au dessus du liquide, réduit à un très faible pourcentage les pertes au remplissage et pendant le stockage. Pour les stockages de longue durée, on utilise parfois des toits respirants, c'est-à-dire une couverture extensible qui peut, dans certaines limites, suivre l'expansion ou la contraction de l'air au dessus du produit, provoquées par les changements de température journaliers ou saisonniers (voir photo 38).

Pour les liquides très volatils ou les gaz liquéfiés tels que le propane et le butane, on utilise des réservoirs sphériques sous pression (voir photo 39). Ceux-ci, évidemment, ne peuvent être construits aussi grands que des réservoirs de stockage normaux, mais l'on construit couramment des réservoirs "sphéroïdes" qui supportent des pressions de 1 kg/cm² avec des capacités de plusieurs milliers de tonnes.

Un port de chargement doit faire partie intégrante des grandes raffineries car la plupart de celles-ci expédient le gros de leurs produits par mer. On doit disposer de jetées suffisantes avec des pompes capables de charger un pétrolier à la cadence de 1.000 tonnes/heure et plus (voir photo 40). En moyenne, on peut faire passer 1.500.000 tonnes de produits par an par jetée aménagée pour recevoir les pétroliers de haute mer et avec la tendance à l'utilisation de très gros pétroliers, ce chiffre peut souvent être dépassé. Un service d'emballage d'emballages est également nécessaire si la raffinerie doit ravitailler des marchés locaux ou si elle produit des gaz liqué-



fiés, des huiles lubrifiantes ou des bitumes qui sont en majorité transportés en emballages (voir photo 37 et 41).

Il est essentiel que chaque raffinerie dispose d'un laboratoire. En dehors de la recherche continue des améliorations à apporter aux méthodes de raffinage, il faut effectuer de nombreux essais courants. Non seulement le contenu de chaque réservoir de produits finis et chaque cargaison doivent être analysés pour vérifier que les produits répondent bien aux spécifications, mais encore des échantillons des produits sortant de toutes les unités doivent être contrôlés à intervalles réguliers de quelques heures. Cela représente un grand travail de contrôle continu et dans les plus grandes raffineries il est souvent nécessaire de placer des laboratoires annexes dans les différentes parties de l'usine et des zones d'expéditions pour réduire les délais d'obtention des résultats.

Toutes les unités de raffinage ont besoin de vapeur et d'électricité; la plupart ont besoin en plus d'air comprimé. Les quantités nécessaires, surtout dans les plus grosses raffineries, sont telles qu'elles placent ces services au second rang en importance et personnel, tout juste après les unités de fabrication (Voir photos 35 - 60 - 62 - 64 - et 65).

Il n'y a rien de particulier à l'industrie du pétrole dans les centrales vapeur et les centrales électriques si ce n'est peut-être, leurs dimensions. Dans le cas d'une raffinerie comme Abadan, les installations correspondent à celles qu'il faudrait pour répondre aux besoins d'une grande ville, la demande de vapeur correspond à l'évaporation de quelques 20 tonnes d'eau à la minute, et la puissance installée dans la centrale est de plus de 90.000 Kilowatts.

Chaque unité a besoin de grandes quantités d'eau de refroidissement et si l'on ne dispose pas d'importantes sources d'approvisionnement, rivière ou mer, il faut utiliser des tours de refroidissement. Cette eau doit circuler à travers la raffinerie à une pression suffisante pour atteindre les différents échangeurs et condenseurs de chaque unité, et la puissance nécessaire au pompage de cette eau représente une proportion appréciable des besoins en combustible d'une raffinerie. La quantité totale d'eau nécessaire à Abadan dépasse 90.000.000 de mètres cube par heure, soit deux fois la quantité totale manipulée par le service des eaux de la ville de Londres (voir photo 36 et 63). Le problème de travaux publics posé par l'évacuation de ces eaux des unités, par des égouts et des canaux, présente souvent de sérieuses difficultés, en particulier quand la raffinerie est sur un terrain plat et que, de ce fait, on ne dispose pas de beaucoup de pente.

Les services d'incendie sont une autre partie importante de la raffinerie et il y a toujours une équipe de pompiers professionnels au travail. Des réseaux d'incendie sont installés autour des unités, des réservoirs et dans les zones les plus dangereuses; ils sont doublés de canalisations permanentes de mousse.

La description d'une raffinerie ne serait pas complète sans la mention des ateliers et des magasins. Bien que dénués de pittoresque, ils sont indispensables au fonctionnement d'une raffinerie car il faut tout un outillage pour l'entretien et des pièces de rechange. Le type et l'importance des ateliers et magasins varient naturellement avec l'emplacement de la raffinerie et quand celle-ci est éloignée des centres industriels, les ateliers doivent être capables de fabriquer les pièces les plus complexes et de réparer pratiquement tout l'équipement.

Section J - lutte contre l'incendie

Les accidents dans les fabriques d'explosifs sont relativement rares, en dépit (ou peut-être à cause) de la nature dangereuse du travail. De même les incendies dans les usines et installations pétrolières sont rares, du fait de la connaissance du danger et des précautions prises dans la manipulation des produits du pétrole. Des incendies, cependant, se produisent de temps en temps et tout pétrolier doit connaître leurs conséquences et les moyens de lutter contre eux.

Pour assurer la sécurité, il faut prévoir et appliquer de façon rigide les règles en vigueur dans toutes les raffineries, les dépôts et autres installations pétrolières.

Le premier fait très simple dont il faut se souvenir est que, pour s'allumer, un feu de pétrole a besoin de vapeurs et que pour s'entretenir il a besoin d'un apport continu de vapeurs. La première des précautions est donc de réduire les occasions de formation de vapeurs inflammables et d'empêcher qu'elles ne se répandent dans les endroits dangereux.

L'essence automobile et les autres produits légers donnent très facilement des vapeurs et quand on les transvase d'un récipient à un autre, soit sur la paillasse d'un laboratoire, soit dans un camion, soit même dans un réservoir (sauf s'il est à toit flottant) des vapeurs se répandent tout autour et si ces vapeurs mélangées à assez d'air approchent d'une flamme ou d'une étincelle, il y a un incendie. Un retour de flamme dans une automobile, une étincelle provoquée par un outil en acier ou un clou de soulier, une flamme ou une étincelle de soudure, un bec Bunsen sur une paillasse ou (ce qui n'est jamais reconnu après l'accident) une allumette, peuvent être des causes d'incendie.

Les produits plus lourds doivent être chauffés pour produire des vapeurs et cela n'arrive accidentellement que durant un incendie ou dans des fabrications où l'on chauffe délibérément le produit. Une bonne disposition des appareils et un entretien sérieux peuvent réduire très considérablement dans ces cas-là les chances d'incendie accidentel.

Mais des incendies se produisent exceptionnellement même avec les meilleures précautions, ne serait-ce que du fait de la foudre, ou d'autres faits incontrôlables. Comment doit-on les combattre ?

En se rappelant que seule la chaleur produit suffisamment de vapeurs pour alimenter la combustion, on doit faire porter tous les efforts à faire disparaître la source de chaleur, autrement dit à supprimer les flammes. Si la flamme est petite elle peut être soufflée, étouffée ou écrasée sous le sable comme n'importe quelle autre flamme et une action rapide peut empêcher le développement d'un plus grand incendie. On peut aussi quelquefois contrôler et stopper un feu à l'aide d'extincteurs à main contenant des produits chimiques, tels que le tétrachlorure de carbone, le bromure de méthyle ou le gaz carbonique. Pour être effective leur action doit être localisée et l'on doit se rappeler que ces produits chimiques peuvent donner des gaz toxiques; après extinction, on doit bien aérer le local avant d'y rentrer.

Ces remarques s'appliquent aux petits feux dans des endroits d'accès facile où il est souvent important d'éviter de faire, par suite de panique, plus de dégâts que le feu n'en aurait causé, par exemple dans un laboratoire ou dans un atelier où l'équi-

nement électrique souffrirait de l'usage inconsidéré de l'eau.

Pour combattre un incendie vraiment important on a besoin d'eau sous une forme ou sous une autre; il est indispensable d'agir avec discernement et d'être expérimenté. Un bon entraînement des pompiers à "aller au coeur du feu" doit bien faire comprendre que le coeur du feu est en dehors de la masse du produit, dans la flamme. Si vous pouvez refroidir effectivement la partie ardente de vapeurs en combustion, vous éteindrez le feu, mais vous avez peu de chance d'y arriver avec de puissants jets d'eau; au contraire, vous avez toute chance d'étendre le feu si l'eau en excès entraîne partout du pétrole enflammé. L'eau pour être efficace, doit être utilisée sous forme pulvérisée, en brouillard, ou sous forme de vapeur si l'on en a de disponible sous la main.

Trop souvent, supprimer la flamme par refroidissement direct est impossible, il faut alors veiller à priver la flamme de son alimentation en vapeurs. On y parvient en pompant le produit, mais cette méthode n'est jamais assez rapide pour sauver plus de la moitié du stock et permet rarement de sauver le réservoir. On prive plus facilement la flamme d'aliment en empêchant les vapeurs de se former, ce que l'on réalise en protégeant la masse du produit de la chaleur radiante de la flamme. Evidemment, si un couvercle de trou d'homme ou tout autre écran peut être interposé entre la flamme et la masse du produit cela est efficace, mais quand la masse de produit est trop grande et son accès trop difficile, la mousse est alors le moyen à utiliser par excellence.

Il faut se rappeler que la mousse n'est que de l'eau sous une forme qui lui permet de flotter sur le produit, et d'adhérer aux surfaces attaquées par la chaleur, par exemple des stocks de bidons d'essence. Il y a plusieurs sortes de mousses d'incendie, mais ces produits sont tous des mousses de gaz et d'eau stabilisée. Les mousses chimiques sont formées en ajoutant à l'eau deux produits chimiques réagissant entre eux (acide et carbonate) pour donner une mousse de gaz carbonique et d'eau, stabilisée par l'inclusion d'agents moussants. Les extincteurs portatifs bien connus conservent les deux solutions séparées jusqu'à utilisation et les mélangent alors soit par renversement de l'appareil soit par manoeuvre d'un levier, suivant les modèles. (N.B.- Il est préférable de lire le mode d'emploi non pas à la lueur de l'incendie mais avant qu'il ne se produise !).

Les grosses installations sont basées sur le même principe : des pompes et des canalisations servent à transporter séparément les solutions depuis les réservoirs où on les stocke jusqu'aux points où la mousse doit être utilisée.

Un autre système comporte la fabrication de mousse à partir de produits chimiques secs en poudre (1 ou 2 poudres) qui sont aspirés par un courant d'eau passant dans un ajutage spécial sur la tuyauterie qui amènera la mousse là où elle sera utilisée.

Une troisième méthode est connue sous le nom de mousse à l'air ou mécanique. On n'utilise pas de produits générateurs de gaz, mais seulement une très petite quantité de stabilisateur de mousse (1 partie pour 30 d'eau), la mousse étant formée mécaniquement en mélangeant l'air à l'eau, soit à l'aide d'une pompe spéciale, soit à l'aide d'un injecteur utilisant l'énergie du courant d'eau. Le fait que l'on puisse utiliser de l'air au lieu de gaz carbonique prouve que ce n'est pas le gaz incombustible qui rend la mousse active. Son but principal est d'isoler le produit de la chaleur radiante de la flamme, empêchant la formation de vapeurs et tuant la flamme par manque d'alimentation. On doit se rappeler que la mousse doit être déposée à la surface du produit



aussi doucement que les circonstances le permettent, et non versée dans le produit d'une certaine hauteur, à moins que cela ne soit pas possible.

La chaleur de la flamme peut détruire au moins dix litres de mousse (150 grammes d'eau) à la minute par mètre carré de surface exposée et tant que l'on n'a pas utilisé au moins cette quantité de mousse, il n'y a pas formation d'un écran continu de mousse. Il est recommandé d'utiliser quand c'est possible au moins un débit double de celui indiqué pour constituer au plus vite l'écran isolant. La technique de la lutte contre l'incendie est, bien entendu, rarement aussi élémentaire que ce que nous avons décrit, mais les principes sont relativement simples : leur oubli a rendu parfois vains les efforts faits et a été à l'origine du développement de certains incendies pétroliers. Une bonne compréhension de ces principes, alliée à une action calme et raisonnée peut être le moyen de sauver des vies et des biens, et même le propre gain-pain des intéressés. Tout collaborateur d'une Société de pétrole doit s'être imprégné de ces principes pour jouer éventuellement le rôle d'un pompier.

Dans toutes les raffineries et dans toutes les installations pétrolières, on entraîne le personnel à la lutte contre l'incendie. Dans les grandes raffineries, il y a toujours des équipes de pompiers professionnels de garde, qui se relaient de façon à ce que l'on dispose toujours instantanément de pompiers entraînés avec leur équipement.

Dans les plus petites raffineries et dans les grands dépôts, il y a plus souvent quelques pompiers de service dont le rôle est de surveiller le matériel d'incendie et d'entraîner et de diriger une équipe de lutte contre l'incendie constituée par ceux qui peuvent quitter sans inconvénients leur travail lors d'un incident.

Toutes les raffineries, dépôts et installations doivent être munis de réseaux d'incendie à haute pression et d'un ou plusieurs postes d'incendie où sont stockées les pièces les plus lourdes de l'équipement, telles que les générateurs de mousse et les réserves de produits moussants. De nombreux extincteurs à main, de type et de tailles divers sont, bien entendu, placés à l'intérieur et à l'extérieur des ateliers, des salles de pompes, des laboratoires et des bâtiments.



ULTIMHEAT®
VIRTUAL MUSEUM

CHAPITRE V

LE TRANSPORT EN VRAC

Le pétrole brut et ses dérivés étaient, au début, stockés, transportés et distribués en fûts ou en bidons, ce qui entraînait de grosses dépenses de main-d'oeuvre pour le remplissage et la manutention, et de grosses pertes. De plus, le poids des emballages représentait environ un sixième du poids des produits.

Au fur et à mesure de l'extension de la production et de la consommation, il devint nécessaire de trouver des méthodes plus rapides et plus économiques pour faire face à une demande toujours croissante. Cela a conduit à la solution du vrac pour le stockage, le transport et la distribution de la majeure partie des produits pétroliers.

Les positions relatives des champs, des raffineries et des marchés déterminent les méthodes de transport des produits. Par exemple, si le champ et la raffinerie sont dans le même pays, le brut est pompé du champ à la raffinerie par pipe-line; si au contraire, le champ, la raffinerie ou les marchés sont dans des pays différents, on utilise des pétroliers de haute-mer qui transportent soit le brut du champ à la raffinerie, soit les produits finis de la raffinerie au marché.

Ces deux méthodes de transport en vrac sont décrites dans le présent chapitre le transport des produits dans le pays de distribution faisant l'objet du chapitre VI.

Mais avant d'aborder l'étude de ces moyens de transport, il faut parler de la mesure des produits en vrac.

Section A - Méthodes de mesure du pétrole

On mesure industriellement les produits pétroliers soit en volume, soit en poids.

Les unités les plus généralement utilisées sont :

a) Unités de volume

Le baril américain	(42 US. gallons - 35 Imperial gallons - 158 L. 97)
L'U.S. gallon	vaut 3.785 litres
L'Imperial gallon	" 4.543 "
Le mètre cube	" 1.000 "

b) Unités de poids

La longue tonne	vaut	1.016	Kgs
La tonne métrique	"	1.000	"
La tonne courte	"	907	"

Le baril américain est la mesure la plus généralement utilisée, mais la longue tonne est d'usage courant, surtout pour les transports maritimes.

On doit aussi connaître le poids spécifique du produit qui est donné, soit par la "densité" (rapport entre le poids spécifique du produit et celui de l'eau), soit par la "densité A.P.I.", échelle arbitraire adoptée par l'American Petroleum Institute (Voir le vocabulaire et les tables de correspondance).

De grandes quantités de pétrole sont mesurées à l'aide de la jauge des réservoirs, c'est-à-dire de la mesure au ruban d'acier du niveau du liquide dans le réservoir.

Une table d'étalonnage est établie pour chacun d'eux donnant la quantité de liquide correspondant aux différents niveaux. Cela suppose des mesures mériculeuses du réservoir, tenant compte des recouvrements, des tôles, des têtes de rivet, etc ... En prenant des précautions raisonnables, cette méthode donne une précision suffisante du point de vue commercial.

On doit aussi prendre la température du pétrole et sa densité. Bien qu'il s'agisse d'opérations simples, toutes ces mesures doivent être faites avec soin, particulièrement, comme cela arrive souvent, lorsque le réservoir a été rempli avec des charges successives de pétroles de densités légèrement différentes ou si la température n'est pas uniforme dans toute la masse. La marche à suivre, y compris le nombre de lectures distinctes, nécessaires dans le cas de réservoirs de diverses grandeurs, est donnée dans l'aide mémoire "Mesurage du Pétrole" publié par l' "Institute of Petroleum".

Les mesures de volume sont ramenées à 60° F. (environ 15°C) par l'utilisation de tables de correction de températures.

Si l'on a besoin de connaître le poids, on multiplie le volume réel du pétrole par sa densité réelle, ou bien on multiplie le volume ramené à 60°F. par la densité elle aussi ramené à 60° F. Le lecteur trouvera les tables de correction en volume et en densité à la fin de l'édition anglaise. Ces corrections ne sont pas identiques, parce que si les produits augmentent de volume avec la température, le récipient qui les contient se dilate aussi (quoique beaucoup moins) et les tables de correction en volume sont établies pour du pétrole logé en récipient acier.

On doit toujours avoir à l'esprit, lorsqu'on mesure des produits à l'entrée ou à la sortie, que :

- a) après réception, avant de faire la lecture de la hauteur, il faut attendre un temps suffisant pour que la charge se stabilise.
- b) on doit tenir compte éventuellement du contenu des tuyauteries,
- c) on doit faire un essai et un jaugeage de l'eau et en tenir compte lors des réceptions.



Pour la mesure des petites quantités, le compteur remplace de plus en plus les réservoirs de mesure et les appareils de remplissage volumétriques ou gravimétriques. Ces compteurs peuvent être livrés maintenant avec des débits atteignant jusqu'à 3.500 litres à la minute (compteurs de 6") et être munis de compensateurs spéciaux ajustant la mesure pour donner en lecture directe des volumes ramenés à 15° C. On tend de plus en plus à accepter ces compteurs pour la mesure des pétroles.

Section B - Pipe-lines

1.- ECONOMIE DES PIPES-LINES

L'utilisation des pipe-lines pour le transport en vrac des pétroles et du gaz naturel a été un des grands progrès de l'industrie du pétrole.

Le gaz, quelle qu'en soit la quantité, ne peut être transporté que par canalisation et le problème est semblable à celui de l'industrie du gaz de houille, si ce n'est que les distances sont plus grandes. Pour le transport des pétroles, au contraire les pipe-lines sont en concurrence avec les transports par quantités fractionnées, par pétroliers de haute mer, caboteurs, péniches, wagons ou camions-citernes. Le prix de revient des pipe-lines est si différent de celui des méthodes concurrentes qu'il mérite d'être examiné en détail.

Le coût des transports par quantités fractionnées, entre deux points, ne varie pas beaucoup avec la quantité transportée, car la variation de quantité se traduit simplement par une variation du nombre des unités de transport (pétroliers, camions) nécessaires. Au contraire, le coût du transport par pipe-line décroît très vite avec les quantités à transporter car tout accroissement du diamètre du pipe-line augmente sa capacité dans de plus fortes proportions qu'il n'augmente le coût d'établissement et d'exploitation.

Du fait de sa nature statique, les investissements nécessaires pour un pipe-line sont relativement élevés et les frais d'exploitation relativement faibles et constants en grande partie d'éléments invariables tels que la main-d'oeuvre, l'entretien, les droits de passage, etc ... Il s'ensuit donc que le coût d'exploitation optimum ne peut être atteint que si le pipe-line fonctionne continuellement à pleine charge; les prix de revient unitaires augmentent rapidement quand le débit descend au-dessous du maximum.

On ne peut changer la destination, ni accroître la capacité d'un pipe-line mis en place. Un réseau de pipe-line manque donc totalement de souplesse, ce qui n'est pas le cas des méthodes de transports par charges fractionnées.

Pour des quantités de pétrole relativement grandes, disons un million de tonnes/an ou plus, le coût par tonne/kilomètre du transport par pipe-line est inférieur à celui du transport par rail ou route, mais à moins que le pipe-line ne fonctionne continuellement très près de sa capacité maximum, son prix par tonne livrée, même pour les plus gros pipe-lines existant actuellement, est très supérieur au prix du transport par longs courriers pour la même longueur de route.

C'est ce qui explique que les pipe-lines servent surtout à relier les champs terrestres aux grosses raffineries ou aux grands ports, et bien plus rarement à la dis-

tribution des produits finis. En fait, au moins jusqu'à maintenant, ce n'est qu'aux Etats-Unis, où de grandes zones continentales contiennent de nombreux centres de très grosse consommation, que l'on a trouvé avantageux l'utilisation des pipe-lines pour le transport des produits finis.

Les pipe-lines ne peuvent aujourd'hui entrer en compétition avec les tank-steamer que si leur trajet est considérablement plus court, ou si le transport par mer est soumis à une charge exceptionnelle, telle que des redevances élevées pour le passage d'un canal. En fait, même le "Big Inch" posé durant la guerre pour relier le Texas à New-York bien que plus court de quelque 30 % que la voie maritime, n'est pas aussi économique que celle-ci.

2.- PRINCIPES DE CONSTRUCTION - PIPE-LINES POUR PETROLE BRUT

La comparaison des pipe-lines de diverses régions montre de grandes différences de détail; le diamètre des tuyauteries varie de 6" à 30" (150 m/m à 750 m/m), les pipe-lines peuvent être simples ou multiples, enterrés ou posés sur le sol, les Stations de pompage peuvent être distantes de 40 à 240 Km. l'une de l'autre.

C'est le grand nombre de facteurs dont on doit tenir compte, qui explique ce manque d'uniformité. La capacité d'un pipe-line de longueur donnée dépend du diamètre du tube, de la différence de pression entre les extrémités et des propriétés physiques du pétrole (densité, viscosité) qui varient avec la température. L'ingénieur de pipe-line n'a pas de pouvoir, en général, sur les propriétés physiques du pétrole, si ce n'est qu'il peut réduire les variations de température en enterrant le pipe-line. Aussi, doit-il choisir la meilleure combinaison du diamètre du tube et de la pression de service; comme ces éléments sont indépendants l'un de l'autre, il y a de nombreuses solutions possibles: par exemple, dans un gros tube fonctionnant avec une faible chute de pression, on peut faire passer le même débit que dans un tube de plus petit diamètre, fonctionnant avec une plus forte chute de pression, la première solution nécessitant plus d'acier, d'où de plus gros investissements, la deuxième solution nécessitant une plus forte puissance de pompage, d'où de plus gros frais d'exploitation. En pratique, il y a pour chaque diamètre un débit correspondant au prix de revient minimum du transport à la tonne; et comme les fabricants ne produisent qu'un nombre limité de diamètres de tube, la série des combinaisons pratiques est très limitée. Ces débits optima en fonction du diamètre sont donnés dans le tableau ci-dessous:

Tableau P.1 - Pipe-line à pétrole

Diamètre	Débit en millions de tonnes/An	
	Limites pratiques	Optimum normal environ
6" (150 mm)	0,3 - 0,6	0,5
8" (200 mm)	0,7 - 1,3	1
10" (250 mm)	1,4 - 2,5	1,75
12" (300 mm)	2,3 - 4,1	2,75
16" (400 mm)	4,4 - 8,0	6
20" (500 mm)	8,0 - 14,5	11
24" (600 mm)	12,0 - 18,0	pas encore déterminé
30" (750 mm)	18,0 - 28,0	
36" (900 mm)	30,0 - 45,0	



On voit ainsi que pour réaliser un transport donné, le diamètre est, en pratique, déterminé automatiquement. Bien entendu, on peut utiliser plusieurs tubes plus petits au lieu d'un seul gros, mais ce n'est jamais économique et réalisé que pour des raisons spéciales.

Le diamètre du tube fixé, la chute de pression par mille ou "gradient hydraulique" nécessaire à l'écoulement du débit désiré est déterminée. Connaissant la pression maximum admise pour les tubes de différentes épaisseurs, et tenant compte de toutes les différences de niveau du sol, on peut déterminer l'espacement des stations de pompage.

On fera en général plusieurs calculs, en faisant varier les épaisseurs de tube et les pressions de pompage (ce qui affecte la quantité d'acier nécessaire, d'où les frais d'investissement) et l'espacement des stations de pompage (ce qui affecte surtout les frais d'exploitation), le choix final est alors fait après étude économique des diverses alternatives possibles.

On peut économiser de l'acier, en faisant le pipe-line "sur mesure", c'est-à-dire en adaptant dans chaque section l'épaisseur des tubes à la chute de pression, ce qui peut être fait en deux ou trois étapes, suivant la gamme d'épaisseurs disponible. Dans les pays plats, des réductions d'épaisseurs semblables peuvent être faites à intervalles réguliers le long du pipe-line, mais dans les pays vallonnés, les points de transition peuvent être inégalement espacés. Il se peut également que la place optimum d'une station de pompage, déterminée par calcul, ne convienne pas pour des raisons pratiques, et il devient nécessaire de redéterminer son emplacement. Cela peut, à son tour, nécessiter l'utilisation de tubes d'épaisseurs ou de diamètres différents pour maintenir un gradient hydraulique efficace.

Si on arrête l'écoulement, soit intentionnellement, soit par la fermeture intempestive d'une vanne, la pression peut dépasser de beaucoup la pression normale. C'est un phénomène semblable au "coup de bélier" qui se produit en fermant trop vite les robinets d'eau. Si une telle éventualité doit être envisagée, on doit protéger le pipe-line par des soupapes s'évacuant dans des réservoirs.

Ces dernières années, les diamètres maximum de tube utilisables ont été augmentés progressivement jusqu'à 24", 30" et finalement 36". Ces tubes de gros diamètre coûtent cher à transporter, car l'espace qu'ils occupent, relativement à leur poids est élevé. Pour réduire les frais de transport, il est devenu courant de prévoir ces gros pipe-lines en deux longueurs égales de tubes de diamètre légèrement différent, de façon à pouvoir mettre pour l'expédition une des séries à l'intérieur de l'autre, par exemple, une longueur de 20" de diamètre dans une longueur de 22", ou 30" dans une longueur de 31".

3.- PRINCIPES DE CONSTRUCTION - PIPE-LINES POUR GAZ

Les problèmes rencontrés dans l'étude des pipe-lines pour gaz diffèrent considérablement de ceux posés par les pipe-lines de pétrole brut.

Une simplification est due au faible poids spécifique du gaz qui rend la pression à l'intérieur du tube indépendante de son altitude.

Mais, par contre, la compressibilité du gaz présente une complication sérieuse, la densité décroissant et par suite la vitesse croissant dans le sens de l'écoulement.

ment. Alors que la pression dans un pipe-line à pétrole de diamètre constant, posé sur un sol plat, décroît linéairement avec la distance, dans un pipe-line à gaz elle suit une loi parabolique, le gradient de pression devenant progressivement de plus en plus fort.

Une autre différence essentielle provient des caractéristiques des compresseurs à gaz. Les pompes à pétrole peuvent être construites pour donner la pression que l'on veut, de sorte que les Stations sur les pipe-lines à pétrole sont toujours situées en des points tels que la pression à l'aspiration soit faible, par exemple de 0,7 à 3,5 Kg/cm². Les compresseurs à gaz atteignent, au contraire, leur efficacité maximum quand ils fonctionnent à un taux de compression compris dans des limites assez rapprochées, c'est-à-dire 1 1/2 à 2, dans le cas d'un compresseur centrifuge et 3 à 7 dans le cas d'un compresseur à piston. Une station de compression doit donc être placée en accord avec cette obligation.

Par suite de cette caractéristique des compresseurs et du gradient de pression parabolique, il n'est pas possible d'établir la relation entre le diamètre du tube et son débit sans tenir compte de la longueur à parcourir, comme pour les pipe-lines à pétrole. Pour donner une idée de l'influence de la longueur, on a calculé par la formule de Weymouth pour des pressions au départ et à l'arrivée respectivement de 45 Kg/cm² et 2 Kg/cm², de longueur et de diamètre différents, les débits les plus économiques dans l'hypothèse existante où il n'y a pas de station intermédiaire de compression.

Tableau P.2 - Pipe-line à gaz

Diamètre	Longueur	Débit en millions de M ³ /
:	Km.	Journal
6" (150 mm)	32	0,532
:	80	0,336
12" (300 mm)	80	2,128
:	160	1,512
:	320	1,044
16" (400 mm)	160	2,800
:	320	1,960
:	800	1,260
24" (600 mm)	160	8,624
:	320	6,076
:	800	3,836

Comme on pouvait s'y attendre du fait de la très grande différence de densité, la capacité d'un pipe-line à gaz, comptée en pouvoir calorifique transporté est très inférieure à celle d'un pipe-line à pétrole. En effet, un débit de gaz naturel de 2,8 millions de m³/jour donne 1 milliard de m³ par an, volume équivalent en pouvoir calorifique à 1 million de tonnes de Fuel-Oil. Un pipe-line de 16" et de 160 Km. qui, d'après le tableau P.1 peut transporter 4 millions de tonnes/an de brut, ne pourra, d'après le tableau P.2, que servir au passage de 2,8 millions de m³ par jour et par suite qu'à l'équivalent en calories de 1 million de tonnes de Fuel par an.



4.- TYPES DE TUBES

L'accroissement, dans ces dernières années, du diamètre des pipe-lines, est dû à une amélioration de la qualité et à de nouveaux procédés de fabrication permettant de faire des tubes de gros diamètre avec des meilleurs matériaux.

Au début du siècle, les tubes en acier forgé étaient encore utilisés et les tubes d'acier doux, sauf les plus petits, étaient tous des tubes soudés par recouvrement. Bien que ces derniers aient souvent rendu de grands services pendant de longues années, la soudure longitudinale par recouvrement est une faiblesse qui limite la pression de service. De plus, avant 1914, la composition chimique de l'acier doux n'était pas contrôlée de très près et il fallait tenir compte de grosses variations de résistance. Les progrès réalisés pour les tubes qui ont permis de les fabriquer en des dimensions toujours croissantes (16" en Angleterre et 26 pouces aux Etats-Unis) joints à l'obtention de qualités d'acier améliorées et plus résistantes, ont permis de faire un meilleur usage de chaque tonne d'acier et, par suite, de maintenir un intérêt économique aux pipe-lines de grandes longueurs. Puis, la perfection des procédés de soudure par rapprochement a permis la fabrication de tubes à partir de tôles roulées, le diamètre de ces tubes n'étant limité que par la largeur maximum des tôles; on a pu ainsi atteindre le diamètre de 36" (900 m/m). Ce procédé de fabrication, donnant aussi une plus grande régularité des épaisseurs que le procédé de laminage sans soudure, a permis d'utiliser des épaisseurs plus faibles telles que 1/4" (6,5 m/m) alors que pour les gros tubes sans soudure, on pouvait rarement descendre au-dessous de 3/8 (9,5 m/m).

Il y a encore relativement peu de temps, la plupart des tubes étaient filetés à leurs extrémités et assemblés par manchons vissés. Ces joints formaient les points faibles du pipe-line. Les premières expériences de liaison par soudure au chalumeau sur le chantier furent, dans l'ensemble, peu satisfaisantes, ce n'est qu'après l'apparition des postes mobiles de soudure électrique que la soudure sur le chantier put être développée. Elle l'est aujourd'hui universellement et, pourvu que l'on utilise une bonne qualité d'acier et qu'on la contrôle avec soin, elle donne d'excellents résultats.

5.- STATIONS DE POMPAGE

L'équipement des stations de pompage est peut-être ce qui, dans l'industrie du pétrole, présente la plus grande variété. On a tout essayé : les pompes à piston, les pompes centrifuges à un ou plusieurs étages, utilisées en série ou en parallèle sur des pipe-lines simples et multiples. Les appareils moteurs peuvent être des turbines à vapeur, des moteurs électriques, des moteurs à gaz, de gros moteurs diesel, des groupes diesel électriques, des petits moteurs à essence accouplés, des turbines à gaz.

Jusque vers 1920, les stations de pompage étaient toujours équipées de pompes à piston. L'A.I.O.C. fut la première à abandonner cette pratique en installant des pompes centrifuges entraînées par turbines à vapeur sur le pipe-line Masjid-i-Sulaiman à Abadan (voir photo 42).

Le choix de l'appareil moteur dépend des approvisionnements possibles en combustible ou en fluide moteur, des possibilités d'approvisionnement en eau et de la nature du service à effectuer. Là où l'on dispose d'électricité, le moteur électrique est tentant, mais il ne convient vraiment que lorsque les débits sont constants, de façon à ne pas exiger de variation des vitesses de rotation des pompes. Pour des fonctionnements à vitesse variable, les turbines à vapeur sont idéales. Quelquefois, des

turbines de ce type avec quelques modifications de détail sont utilisées avec des gaz naturels à haute pression, le travail provenant uniquement de la détente du gaz dont la valeur comme combustible reste intacte. Une telle machine ne doit pas être confondue avec la turbine à gaz qui n'a pas encore été essayée dans les stations de pompage.

Les groupes diesel-électriques sont aussi utilisés pour les travaux à vitesse variable, surtout là où il n'y a ni eau ni gaz naturel. Les moteurs à gaz servent surtout dans les stations de compression des pipe-lines à gaz.

Les pompes à piston, capables en cas de besoin de fournir des pressions très supérieures à leur pression de marche normale, sont indispensables pour manipuler les produits qui peuvent déposer des cires dans les tubes, surtout par temps froid; on les utilise aussi pour les produits stables en dépit du désavantage dû aux pulsations dans les tubes. Comme elles sont à mouvement lent, elles conviennent particulièrement bien à l'accouplement direct aux gros moteurs diesel.

Du point de vue du débit, pour une dimension donnée d'appareil et de la facilité du réglage (soit par variation de vitesse, soit par étranglement), la pompe centrifuge surclasse la pompe à piston, bien que son rendement soit un peu inférieur. Mécaniquement, elle est aussi plus simple et peut tourner plus longtemps sans entretien. Les pompes centrifuges à plusieurs étages fonctionnent bien si elles sont utilisées seules et si l'on n'a pas de faibles variations de débit.

Tandis que la pompe centrifuge à un seul étage n'est utilisée seule que pour de gros débits sous des pressions relativement faibles, plusieurs pompes de ce type connectées en série et disposées de façon à pouvoir en arrêter plusieurs en les mettant en "by-pass" fournissent la meilleure solution pour un pipe-line dont le débit doit subir de fortes variations. Il n'est pas nécessaire, dans un tel dispositif, de faire varier la vitesse, bien que cela apporte une légère amélioration du rendement.

Les longs pipe-lines qui comprennent plusieurs stations de pompage sont assez difficiles à faire fonctionner lorsque les vitesses de pompage aux différentes stations sont absolument interdépendantes, sans être identiques. Ainsi, par exemple, le produit dans un pipe-line non enterré se dilate quand la température croît, durant la première partie de la journée, puis se contracte, de sorte que, pour un débit constant dans le pipe-line, la variation des quantités livrées en bout peut atteindre 5 % de part et d'autre de la moyenne. La conduite automatique des pompes a pourtant été développée au point que le fonctionnement des pipe-lines clos, c'est-à-dire sans réservoirs-tampons aux Stations de pompage intermédiaires, est possible même dans ces conditions. A une telle commande, s'ajoutent des dispositifs de sécurité qui débrayent les pompes si la pression devient trop forte, s'il y a désamorçage, si les paliers chauffent trop.

6.- CONSTRUCTION

La plupart des principaux pipe-lines sont posés en tranchées creusées à une profondeur telle que les tubes soient recouverts d'environ 90 cm. de terre. Les tubes sont déposés à côté de la tranchée, mis bout à bout soit le long de la tranchée, soit sur des supports provisoires, au-dessus de celle-ci, puis sont soudés entre eux (Voir photos 43 et 44). Après inspection méticuleuse des joints, la longueur de pipe-line est essayée à des pressions qui atteignent souvent 105 Kg/cm². Si la longueur de pipe-line est reconnue bonne, elle est peinte puis enveloppée de revêtements protecteurs avant d'être descendue dans la tranchée. On a réalisé une machine ingénieuse pour envelopper le tube de ces revêtements protecteurs, deux couches sont placées en une seule

opération et sans travail manuel. On effectue encore plusieurs essais avant de remblayer la tranchée dans laquelle le pipe-line est placé. (Voir photos 45 et 46).

Des progrès considérables ont été réalisés ces dernières années dans les équipements spéciaux pour la construction des pipe-lines. Les tranchées sont aujourd'hui creusées et rebouchées exclusivement par les engins mécaniques. Les tracteurs à grue latérale pour manipuler les tubes et les équipements de soudure portatifs, en forme de train, pour la confection des joints, ont atteint un très haut rendement.

Le pipe-line enterré a cependant certains désavantages, car la corrosion due au contact avec le sol, peut réduire la vie effective des tubes et les inspections périodiques sont évidemment difficiles et coûteuses. En plus de la peinture et des revêtements protecteurs, on utilise souvent une méthode électrique, appelée protection cathodique, pour combattre les forces destructives qui semblent être communes à beaucoup de sols à travers le monde. Elle consiste à enterrer une anode formée d'une masse métallique au voisinage du tube et à lui appliquer un potentiel positif par rapport au tube qui forme alors la cathode. Le courant passant dans le sol, de l'anode à la cathode, arrête la corrosion du tube et la concentre sur l'anode que l'on peut remplacer périodiquement. Le potentiel peut provenir d'une génératrice électrique et, dans ce cas, l'anode est en fer. On peut éviter la génératrice en utilisant une anode en magnésium qui est électro-positif par rapport à l'acier; il faut dans ces cas établir une liaison bien isolée entre l'anode et le tube.

Pour éviter ces corrosions et réduire les frais de construction, certains pipe-lines, surtout dans les pays peu développés et au voisinage des champs pétrolifères, sont posés au-dessus du sol sur des supports en acier ou en béton. Les tubes sont ainsi sans contact direct avec le sol, ce qui réduit la corrosion au minimum, mais ils sont soumis à de bien plus grandes variations de température; il faut alors prendre des dispositions pour permettre la dilatation des tubes, soit en interposant les bouches de dilatation, soit en montant les tubes en zig-zag et en leur laissant la possibilité de se déplacer sur leurs supports.

Les pipe-lines non enterrés sont d'un entretien plus facile, d'une exécution plus rapide et d'un prix d'installation plus bas.

Outre les questions économiques et les conditions attachées aux droits de passage, on doit prendre en considération les propriétés physiques des produits que l'on transporte pour décider si l'on doit ou non enterrer le pipe-line. Les produits, dans les pipe-lines en surface, sont soumis à de grosses variations de température, c'est ainsi qu'on note en Iran des variations de 28° C. dans une même journée, la température moyenne quotidienne variant annuellement entre un maximum et un minimum différant également de 28° C. En enterrant le pipe-line, on supprime pratiquement la variation journalière qui n'est plus que de l'ordre de 3° C. à 90 cm. de profondeur, tandis que la variation annuelle est réduite à environ 15° C. Mais cet effet stabilisateur peut être annulé par une très faible longueur de tube non enterré (environ 3 km. dans les cas de tubes de 12" - 300 mm.). Dans les pays chauds, les hautes températures atteintes par les pipe-lines non enterrés peuvent entraîner d'une part la perte de fractions très légères quand les produits arrivent dans les réservoirs, et d'autre part des difficultés de pompage dues à la présence de gaz. Inversement, dans les pays froids, l'abaissement de la température dans un pipe-line non enterré peut conduire à l'obligation de systèmes de chauffage pour maintenir l'huile dans un état qui permette le pompage et pour éviter le dépôt de cires.

Une autre réalisation de ces dernières années est le pipe-line sous-marin permettant de charger les tanksteamers ou de leur fournir les soutes à des mouillages éloignés de la côte (voir photo 47). Le bout du pipe-line rigide posé sur le fond de la mer y a son extrémité garnie d'un flexible attaché à une bouée spéciale, d'où un court flexible de chargement est passé à bord.

De nombreuses et larges rivières sont traversées à l'aide de pipe-lines posés sur le lit d'une manière analogue, mais il est souvent nécessaire, au contraire, de placer le pipe-line en l'air en utilisant des câbles de suspension.

7.- PIPE-LINES IMPORTANTS

- a) Le réseau de pipe-lines de l'A.I.O.C. totalise 2.640 Km., d'un poids total de 150.000 tonnes d'acier; les pompes ont une puissance totale de 22.000 CV.

Les extensions projetées pour les prochaines années ajouteront plusieurs centaines de Km. à ce réseau, faisant plus que doubler la puissance totale; la station de pompage de Mashur à elle seule aura une puissance installée de 20.000 CV., ce qui en fera probablement la Station de pompage la plus puissante de ce type dans le monde.

- b) Le réseau de l'Iraq Petroleum Co suit deux routes, une de Kirkuk à Haïfa (990 Km.), l'autre de Kirkuk à Tripoli (850 Km.) avec des pipe-lines de 12", chacun étant actuellement en voie de doublement par un pipe-line d'un diamètre de 16" et de plus gros diamètres étant même envisagés pour l'avenir. Tous ces pipe-lines traversent le désert de Syrie et à chacune des douze stations de pompages, il a fallu construire un village complet pour loger le personnel. Les Stations sont reliées par radio et possèdent des postes d'atterrissage pour les avions utilisés pour les communications et l'inspection du pipe-line.
- c) Aux Etats-Unis, le "Big Inch" et le "Little Big Inch" ont été construits par le Gouvernement pendant la guerre, pour libérer les Tankers du service Golfe de Floride-Côte Est et les utiliser ailleurs. C'était alors les plus gros pipe-lines du monde. Le "Big Inch" est constitué de 2.000 Km. de tubes de 24" (600 mm.) et servait au transport du brut; le "Little Big Inch", long de 2.250 Km. d'un diamètre de 20" (500 mm.) servait au transport des produits finis. Ils ont récemment été achetés par une Société privée qui les utilise pour le transport du gaz naturel. On aura une idée de l'importance du "Big Inch" quand on saura qu'il a nécessité 300.000 tonnes d'acier et que les 24 Stations de pompage étaient toutes équipées de trois pompes de 1.500 CV. à moteur électrique.
- d) Le pipe-line à gaz du Texas à la Californie comporte 1.990 Km. de tubes de 24", 26" et 30" et est conçu pour le transport de 8,4 millions de m³ de gaz par jour, ce qui nécessitera une puissance totale de compression de 130.000 CV. Cette capacité sera atteinte en trois étapes, le pipe-line n'étant actuellement en service qu'avec 31.000 CV.
- e) Plusieurs pipe-lines plus importants ont récemment été projetés. Parmi eux, on vient de commencer la "Tapline" de la Trans-Arabian Pipeline Co en tubes de 30" et 31", long de 1.720 Km. et destiné à transporter le pétrole brut d'Arabie Séoudite à la Méditerranée.

- f) Le pipe-line du Moyen-Orient, dans lequel l'A.I.O.C. a de gros intérêts, conduira à la Méditerranée les bruts de l'Iran et de Kuwait. Il sera composé, y compris ses pipe-lines d'alimentation de plus de 1.450 Km., de tubes de 26", 34" et 36" et nécessitera environ 350.000 tonnes d'acier. Son contenu sera équivalent à la charge de 100 tankers. Le produit mettra neuf jours à parcourir le pipe-line depuis son admission jusqu'à sa sortie, dans les réservoirs de stockage situés en bordure de la Méditerranée.
- g) Plusieurs autres pipe-lines de 20" et 30" de diamètre et atteignant jusqu'à 1.500 Km. de long sont actuellement en projet aux Etats-Unis.

8.- PIPE-LINES PROVISOIRES

Les pipe-lines provisoires, dans l'industrie du pétrole servent surtout à l'approvisionnement en combustible et en eau des chantiers de forage. Ce sont surtout des canalisations de petits diamètres et à joints vissés à brides ou autres permettant de récupérer les tubes après utilisation.

Pendant la guerre 1939-1945, on a beaucoup utilisé des pipe-lines provisoires pour soulager le trafic routier et ferroviaire derrière les troupes (Les essences auto et Aviation, le pétrole et le gas-oil représentaient souvent plus de 60 % du poids total des approvisionnements et équipements débarqués).

La technique de pose rapide et de mise en route était devenue d'une extrême perfection; mais comme les pipe-lines de capacité relativement aussi faible ne sont absolument pas rentables, peu de ces pipe-lines de guerre, s'il y en a, sont encore en service.

Une forme tout à fait remarquable de pipe-line spécial a été utilisée pour "l'opération Pluto". Une série de pipe-lines fut posée entre l'Île de Wight et la Péninsule de Cherbourg, puis entre Dungeness et Boulogne. Pendant la période de fonctionnement de ce réseau, on a transporté un total de 750 millions de litres d'essence d'Angleterre en France. Deux systèmes furent utilisés, travaillant tous deux à 105 Kg/cm². Le premier était un tuyau de plomb à revêtement acier de 2 ou 3" de diamètre, semblable à un câble télégraphique sous-marin, mais sans les fils et qui, enroulé dans le bateau poseur de câble, était posé suivant la technique habituelle aux câbles sous-marins. Le deuxième type était en tubes d'acier sans soudure de 3" soudés bout à bout, pour former un tube continu enroulé sur un tambour de 9 mètres de diamètre. Pour poser le tube, le tambour, qui restait flottant à pleine charge de 112 Km. de tube, était tiré par deux remorqueurs, tandis que le tube se déroulait lentement et se posait sur le fond de la mer.

Section C - Tankers (Navires pétroliers)

Le développement des transports de pétrole en vrac a conduit à l'étude de navires spécialisés et le résultat de quelque 50 années d'expérience (le premier navire pétrolier qui portait 3.000 T. a été lancé en 1886) est le pétrolier moderne pouvant porter jusqu'à 28.000 tonnes. Aujourd'hui, environ 20 % du tonnage mondial est composé de pétroliers et comprend plus de 1.850 navires de grande taille ou de taille moyenne supérieure à 2.000 tonnes. Bien que peu d'entre eux soient utilisés dans d'autres desseins, tel que le transport de mélasse et d'huile de baleine, la très grande majorité

ne transporte que du pétrole ou ses dérivés. La conséquence de cet état de choses est que beaucoup d'entre eux (approximativement 50 % du tonnage total d'avant-guerre) sont actuellement la propriété des Compagnies pétrolières.

Le navire pétrolier offre le désavantage, par comparaison avec le cargo ordinaire, de ne pouvoir pratiquement jamais trouver un frêt de retour. De plus, le problème des transports de pétrole est compliqué du fait qu'un navire qui a été utilisé pour transporter de l'huile brute ou du Fuel-oil (navire dit "navire sale") ne peut être utilisé pour transporter des kerosines ou des essences (navire dit "navire propre"), sans qu'il soit procédé à un nettoyage très poussé des compartiments à cargaisons.

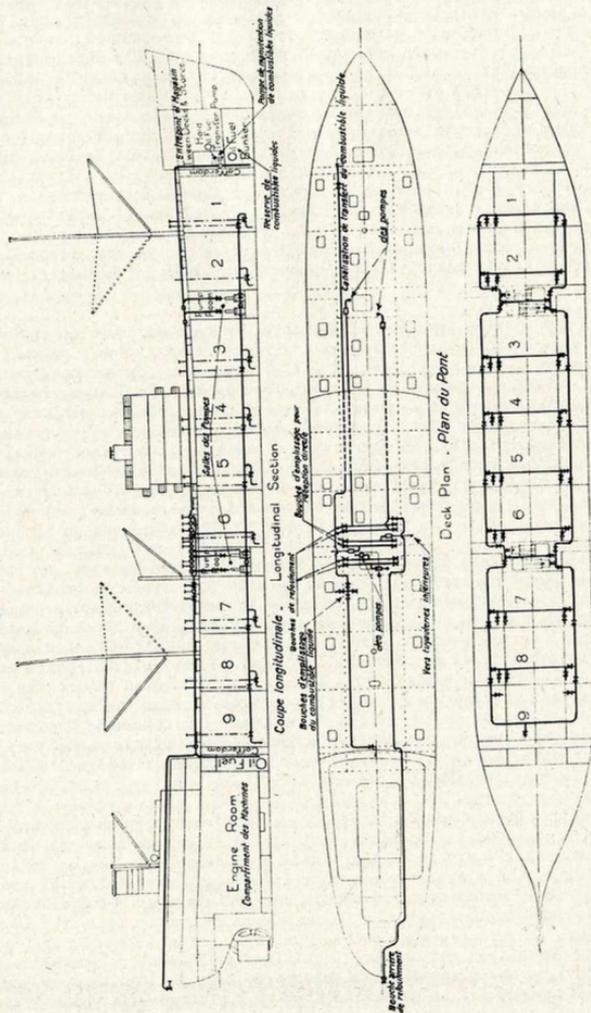
Le principal point de différence entre un navire pétrolier et un navire transportant des marchandises solides est la question de la stabilité : en effet, une petite embarcation à moitié pleine d'eau est, par définition, instable, car l'eau qu'elle contient peut se déplacer d'un bord à l'autre. Par conséquent, dans le cas d'un pétrolier, la cargaison liquide doit être compartimentée de façon à éviter un tel mouvement et l'habitude a été prise de diviser le navire de l'avant à l'arrière par une cloison centrale, aussi bien que par des cloisons transversales. Même ainsi, il arrivait souvent qu'il y avait trop d'espace, ce qui permettait encore la formation de carènes liquides; on construisit alors à l'intérieur, en haut et sur le côté extérieur de chaque citerne, une autre citerne de dimension relativement réduite. Lors du chargement, on devait prendre grand soin d'amener le niveau du produit jusque dans l'espace compris entre les petites citernes ainsi installées et la cloison centrale. Ces petites citernes, comprises entre les murailles du navire, le pont principal, les deux cloisons installées à l'intérieur de la citerne principale, sont appelées "citernes d'été" et peuvent être elles-mêmes remplies lorsque le navire transporte une cargaison de produit léger.

Les citernes ne peuvent, bien entendu, être complètement remplies du fait du grand coefficient de dilatation du liquide transporté et, lorsque l'on charge le navire, on doit tenir compte d'une variation de volume d'environ 2 % due aux changements de température.

Au cours des dernières années, la plupart des pétroliers ont été construits avec deux cloisons longitudinales. Cette disposition a l'avantage de réduire suffisamment la largeur de chaque citerne pour rendre les citernes d'été inutiles tandis que, d'autre part, l'augmentation du nombre de citernes permet une plus grande souplesse dans le chargement, spécialement s'il doit être chargé des produits de nature différente.

La disposition générale d'un navire pétrolier est donnée planche 33.

La division du navire dans sa longueur est indiquée sur ce plan, Les cloisons transversales et longitudinales qui partagent les citernes sont évidemment étanches aux produits et constituent une séparation suffisante entre des qualités semblables de produits. Lorsque, comme cela arrive souvent, la cargaison qui doit être transportée consiste en deux ou trois qualités de produits pétroliers de caractéristiques extrêmement différentes et qui ne supporteraient pas le moindre mélange, des dispositions doivent être prises pour séparer ces produits par le moyen de cofferdams. Le mot "cofferdam", pris dans ce sens, signifie un espace entre deux citernes à cargaison, à l'intérieur des cloisons voisines de ces citernes. En d'autres termes, les citernes sont séparées par deux cloisons transversales étanches aux produits transportés, au lieu d'une. Le chargement de produits différents, dont les caractéristiques ne sont pas très éloignées peut être effectué dans des citernes voisines, à condition que des précautions élémentaires soient prises pour s'assurer que les vannes sont étanches et que les collecteurs d'aspiration dans les citernes sont en bonne condition.



View in Tanks showing Suction Piping.
Plan des coffres à produits montrant les tuyauteries d'aspiration

Fig. 35 - DISPOSITION GÉNÉRALE D'UN PETROLIER A DEUX CLOISONS LONGITUDINALES
 Schema indiquant le réseau des canalisations principales,
 des bouches de chargement et déchargement, des vannes de manoeuvre, etc.

Les cofferdams situés entre les citernes à cargaison sont généralement construits assez larges pour contenir les pompes à cargaison et ils peuvent ainsi être utilisés et comme chambre des pompes et comme cofferdam. A l'avant des citernes à cargaisons, et séparée d'elles par un autre cofferdam, se trouve une cale à marchandises utilisée pour la marchandise solide et les approvisionnements. Au-dessous de cette cale, se trouve une cale à combustible de soutes et, à l'avant de la cloison d'abordage qui limite la partie avant de la cale à cargaison, se trouve la cale avant habituelle avec, au-dessus, les magasins à approvisionnements. A l'arrière des compartiments à marchandises, se trouvent un cofferdam, des cales à combustible de soutes, la salle de machines et après celle-ci, la cale arrière. Les machines sont installées à l'arrière du navire en grande partie pour éviter d'avoir à aménager un tunnel traversant les citernes à cargaison pour y installer l'arbre de transmission. Un tel tunnel serait une source de dangers en cas de fuite provoquant l'entrée de produit léger à l'intérieur. L'espace laissé par un double fond sous les machines est partagé en tanks indépendants utilisés au transport de l'eau d'alimentation, d'huiles lubrifiantes et de combustible de soutes.

Comme les machines se trouvent à l'arrière, leur poids donne au navire, lorsqu'il est léger, une inclinaison prononcée sur l'arrière. Pendant les voyages légers, les tirants d'eau les meilleurs, à l'avant et à l'arrière, sont obtenus par un ballastage convenable des citernes à cargaison avec de l'eau de mer. En charge, le navire doit être à égal tirant d'eau et ceci nécessite de sérieuses précautions lors du chargement lorsque des déchargements partiels doivent être effectués dans des ports différents. Pendant les voyages chargés, la correction d'assiette du navire, rendue nécessaire par la consommation de combustible qui, dépendant de la taille du navire et du mode de propulsion, peut s'élever jusqu'à 80 tonnes par jour, est effectuée par le transfert de combustible du tank avant de soutes au tank arrière de soutes, suivant les besoins.

Les navires pétroliers du type "Three islands" ont une dunette, un château milieu et un gaillard avant construits au-dessus du pont principal. Le gaillard avant, sur les nouveaux navires, n'est plus utilisé pour le logement des matelots comme il était habituel voici quelques années. C'est maintenant généralement un espace libre, mais son rôle principal est de rendre le navire plus marin en lui donnant une réserve supplémentaire de flottabilité et en rejetant les lames de mer loin du navire lorsqu'il tangue dans la houle. Le château central qui, lui aussi, fournit au navire une flottabilité additionnelle, est utilisé pour y loger les approvisionnements et, parfois, les citernes d'eau douce. Au-dessus de ce château se trouvent les logements du Commandant, des Officiers Pont et, sur beaucoup de navires modernes, des Officiers machine; s'y trouvent également d'autres locaux libres ainsi que la chambre de veille, la chambre des cartes et la salle des installations de radio.

La dunette doit être au moins assez longue pour recouvrir entièrement la chambre des machines. Elle contient les machines, les dispositifs pour l'entrée de lumière et d'air, les logements de l'équipage et l'appareil à gouverner. Au-dessus de la dunette sont situés les carrés, la pièce de repos pour l'équipage lorsqu'elle est prévue, la cuisine, les lavabos des mécaniciens et le fumoir des officiers si celui-ci n'est pas déjà installé dans le château central.

La dunette, le château central et le gaillard avant sont reliés entre eux à l'avant et à l'arrière par une passerelle volante permettant à l'équipage de passer de l'un à l'autre en toute sécurité. La nécessité d'une telle passerelle volante vient de l'état du pont principal par gros temps et du fait que les navires pétroliers peuvent

être chargés à un tirant d'eau plus profond que les cargos ordinaires. Ce chargement, qui leur permet d'être plus enfoncés, est autorisé pour les raisons suivantes :

- a) Les panneaux des citernes à cargaison sont très petits parce qu'ils ne sont utilisés que comme accès et pour laisser pénétrer la lumière et l'air en certaines occasions,
- b) Les couvercles de ces panneaux sont d'un acier aussi solide que celui des tôles du pont et sont maintenus fermés par des boulons et des écrous à oreilles qui forment un joint étanche avec une garniture autour du panneau,
- c) Il n'y a pas de grands ventilateurs ouverts pour aérer les compartiments à cargaison,
- d) Les espaces à cargaison, lorsque le navire est chargé, sont très peu perméables, c'est-à-dire qu'ils laissent peu de place à des rentrées d'eau car ils se trouvent déjà presque entièrement remplis d'huile.
- e) Le navire enfin, se trouve très fortement compartimenté.

La passerelle volante avant et arrière forme un très bon support pour de nombreuses petites canalisations qui courent d'un bout à l'autre du navire. Celles-ci comprennent les canalisations d'arrivée et de retour de vapeur, celles de vapeur destinées à l'extinction des incendies, la canalisation du système Butterworth de nettoyage des citernes, les canalisations d'eau de nettoyage. En plus, il s'y trouve également le conducteur principal d'électricité, les canalisations du téléporteur qui commandent la machine à gouverner et les lignes du téléphone et du télégraphe. Tout pétrolier moderne est équipé des derniers appareils de navigation tels que gyrocompas, poste de radio principal et de secours, radiogoniomètre, appareil de sondage au son. Le radar est maintenant installé très souvent à bord des navires.

Les logements de l'équipage sont spacieux et confortables; le plus grand soin a été apporté à ce qu'il en soit ainsi étant donné que le personnel des navires pétroliers, par nécessité, dispose de moins de temps au port que dans le cas des navires ordinaires.

Comme il a été indiqué plus haut, le logement du Commandant, ceux des officiers Pont, Machine et Radio sont généralement installés dans le château central. Les logements sont habituellement répartis en trois étages; le pont de navigation comprend la timonerie, la chambre des cartes, la salle de radio et le logement du Commandant avec, d'ordinaire, une chambre d'Officier radio. Le pont supérieur du château central est installé pour les Officiers Pont et les Elèves tandis que le pont situé en-dessous comprend les logements des Officiers mécaniciens, le salon, l'office et l'hôpital. Ceci représente un mode typique d'aménagements, mais, bien entendu, les différentes Compagnies ont leur manière particulière d'aménager leurs navires.

L'équipage, sauf sur les plus vieux pétroliers, est logé dans la dunette sur le côté des panneaux ouvrant sur la machine (tambour de la machine). Habituellement, le personnel de la machine et le personnel du service général se trouvent d'un côté et le personnel du pont de l'autre. Ils disposent de toilettes et de mess convenables et la pratique moderne exige qu'il n'y ait pas plus de deux hommes par cabine, de façon à leur assurer une certaine liberté. S'il n'y a pas assez de place pour loger convenablement tout l'équipage dans la dunette, on construit des aménagements spéciaux sur le pont de la dunette, pour les maîtres et leur mess. De grandes salles frigorifiques sont

installées dans la dunette avec des compartiments spéciaux pour la viande et les légumes.

On prête une attention toute particulière aux installations de sauvetage. De nos jours, tous les canots de sauvetage doivent être entièrement en acier de façon à éviter les risques d'incendie et lorsque quatre canots sont installés (ce qui est l'habitude), un ou deux d'entre eux sont des canots à moteur. Ces canots sont habituellement disposés deux sur le château central et deux à l'arrière et sont maintenus par des bossoirs à gravitation mécanique. De chaque côté du navire se trouvent suffisamment de canots pour assurer place à tout l'effectif et, en plus, l'équipage est muni de ceintures et de brassières de sauvetage, une pour chaque homme. Chaque brassière est équipée d'une lampe électrique à batterie, à feu rouge, de façon à faciliter le sauvetage de nuit.

Calcul de la cargaison

La quantité de cargaison qui se trouve dans chaque citerne est mesurée à partir des trous de sonde situés près du centre du panneau de chaque citerne. Les creux sont pris au moyen de jauge, à partir du haut de chaque trou de sonde jusqu'à la surface du liquide. Les citernes sont étalonnées par les constructeurs du navire et les capacités correspondant aux creux sont indiquées sur des barèmes. On prend également la profondeur du liquide dans les citernes au cas où il s'avèrerait plus commode de trouver le volume du produit par sondage.

Pompage de la cargaison

La cargaison est maniée à l'aide des pompes installées dans une ou deux salles de pompe dont nous avons déjà parlé. Ces pompes sont habituellement du type Duplex horizontal et reçoivent leur vapeur de la canalisation de vapeur installée sur le pont; cependant, sur les navires de grande dimension qui sont maintenant en construction, on installe, dans la plupart des cas, des pompes turbo-rotatives. Le produit est aspiré par des collecteurs situés dans le fond de la citerne et déchargé par d'autres collecteurs situés sur le pont. Les canalisations et les vannes nécessaires dans les citernes et les salles des pompes sont installées pour permettre le chargement simultané de différents produits sans risque de mélange ainsi que le transfert de cargaison ou d'eau de ballast d'un tank à un autre, le remplissage des citernes en eau de ballastage et le nettoyage des canalisations. La cargaison est chargée, aussi bien que déchargée, par le réseau de la salle des pompes et, dans quelques cas même, par les collecteurs de chargement du pont directement dans le collecteur principal. Lorsque l'on transporte des produits très visqueux, ceux-ci doivent être, dans la plupart des cas, réchauffés de façon à permettre un pompage rapide au port de déchargement. C'est dans ce dessein qu'ont été disposés dans le fond des citernes à cargaison, des serpentins de réchauffage alimentés en vapeur par les chaudières auxiliaires.

Les canalisations à large section nécessaires pour atteindre la cadence élevée de pompage des pétroliers modernes, sont mal adaptées à l'assèchement complet des citernes, aussi un système d'assèchement séparé est souvent mis en place : il consiste en canalisations de petite section reliées directement à chaque citerne. Lorsque le produit arrive en dessous d'un certain niveau et que les pompes principales se désamontent, le pompage est alors branché sur une autre citerne et une petite pompe d'assèchement termine le pompage de la première citerne. Ce procédé permet une grande économie de temps pendant le pompage au déchargement et réduit d'une façon considérable les coups et l'usure du matériel.

Lorsque le pétrole pénètre dans les citernes, il déplace naturellement un grand volume d'air et, comme cet air peut se charger rapidement de gaz volatils détonnants, on doit prendre des dispositions pour le rendre sans danger. Ceci est réalisé par l'installation de collecteurs d'expansion des gaz. Un collecteur de 4'', muni d'une vanne, est placé au sommet de chaque citerne ou sur le bord des panneaux et aboutit à un ou plusieurs collecteurs principaux d'expansion de gaz de 6'' de section. Ceux-ci sont, à leur tour, disposés le long des mâts jusqu'à au moins 12' au-dessus des feux de tête de mât, chaque collecteur étant muni d'un col de cygne et d'un pare-flamme à son extrémité.

Les plus anciens navires étaient équipés de canalisations de 1'' fixes partant du pont et descendant jusqu'à environ 4' au dessus du fond de chaque citerne à cargaison et de celui de la salle des pompes, de façon à pouvoir les vaporiser. L'extrémité de ces canalisations était fermée et les côtés perforés. Ces canalisations sont reliées au collecteur de vapeur du pont et portent une vanne d'arrêt. Sur les pétroliers les plus modernes cependant, le système combiné Butterworth de dégazage et de nettoyage des citernes est maintenant adopté. Ce système consiste à réchauffer de l'eau de mer à environ 75 à 80° C. à une pression contrôlée automatiquement par une pompe située dans les salles des machines et qui se trouve être d'environ 12 Kg/cm². Cette eau est envoyée à un système mécanique rotatif fixé à l'extrémité d'un flexible spécial qui pénètre dans la citerne par le moyen d'un trou perforé dans la tôle du pont. Cet orifice est fermé par une plaque de tôle sur laquelle le support du flexible est installé. L'appareil, en raison de la haute pression de l'eau, tourne lentement dans le plan horizontal et dans le plan vertical et il est levé ou baissé, suivant les besoins, au moyen du flexible.

En ce qui concerne la lutte contre l'incendie, il est prévu un certain nombre d'équipements. Bien entendu, la dotation d'extincteurs portatifs est très large. Ils sont répartis dans les salles des machines et dans les logements, mais ces appareils ne seraient pas efficaces dans le cas d'un incendie important dans une citerne. La vaporisation est l'un des procédés les plus efficaces de protection, c'est pourquoi chaque citerne est munie, à sa partie supérieure, d'une connexion permanente reliée à une canalisation courant le long de la passerelle volante avant et arrière et se trouve sous le contrôle d'une vanne maîtresse placée à l'avant de la dunette. Le long de la passerelle volante est également installée un collecteur de lavage relié au système de pompe de ballastage dans la salle des machines et qui comprend des prises pour le système de lavage du pont et également pour le branchement des flexibles à incendie.

En plus de ceci, il est installé un système d'air comprimé qui sert, à la fois, à combattre le feu et à fournir de l'air pour secours d'urgence. Une canalisation d'air court le long de la passerelle volante arrière et avant qui est reliée, dans le cas des navires à moteur Diesel, aux réservoirs d'air placés dans la chambre des machines et, dans le cas d'un navire à vapeur, à un compresseur d'air indépendant. Cette canalisation est équipée d'un certain nombre de connexions qui peuvent être utilisées pour divers desseins, par exemple : 2 ou 3 pompes submersibles fonctionnant à l'air seront installées pour combattre le feu et pour le sauvetage. L'air peut aussi être amené à la ligne de vapeur du pont pour conduire les auxiliaires situés sur celui-ci, l'appareil à gouverner, etc ... Ceci dans le cas où il ne serait plus possible de fournir de la vapeur. D'autres connexions seront également faites sur les citernes à cargaison elles-mêmes, de façon à ce que si, en raison d'une avarie située sous l'eau, une citerne est ouverte à la mer, une grande partie de son contenu puisse être refoulée par entrée d'air sous pression dans la citerne; le navire se trouvera ainsi allégé.



Types de machines et de navires pétroliers

De nombreux types différents de machines de propulsion sont utilisés sur les navires pétroliers, le type adopté dépendant, dans une certaine mesure, de la nature du trafic que le navire doit normalement effectuer; les plus importants types généralement utilisés sont les suivants :

- a) Machines alternatives à vapeur,
- b) Turbines à vapeur, soit à engrenages, soit à transmission électrique,
- c) Moteurs Diesel.

Les chaudières des navires à vapeur, sont, bien entendu chauffées au mazout.

Au cours des 25 dernières années, le développement des moteurs Diesel a fait de grands et rapides progrès. Ceux-ci ont, dans une très grande mesure, remplacé les machines alternatives à vapeur, grâce à la diminution de la consommation de combustible. Les progrès importants réalisés dans la conception et la simplification de la conduite des moteurs se sont traduits par un entretien plus facile et un meilleur rapport puissance-poids et puissance-espace occupé. La preuve en est donnée par les types de moteurs Diesel bien connus qui ont tellement démontré la confiance qui peut leur être accordée pour l'amélioration des tâches particulières au trafic maritime.

Comme résultat de ces progrès et sauf si des conditions spéciales de navigation ou autres exigent l'utilisation d'un autre type de machine, on peut indiquer que la plupart des pétroliers britanniques de puissance moyenne sont équipés de moteurs Diesel. La Marine utilise très largement des moteurs à simple effet, soit à deux ou à quatre temps. Il est impossible dans un court chapitre, de traiter suffisamment de chaque type de moteur, mais les principales caractéristiques de quelques navires à moteur sont indiquées dans le tableau qui suit ce chapitre.

Les moteurs Diesel qui conviennent pour transmission directe aux hélices deviennent quelque peu lourds et encombrants au-dessus d'une puissance d'environ 7.000 CV de sorte que, quand la puissance sur l'arbre dépasse ce chiffre, il est recommandé habituellement d'utiliser des turbines à engrenages. Pour les navires à très haute puissance, il peut être nécessaire d'utiliser deux hélices. Cependant, les grandes vitesses coûtent cher : pour un type donné de navire, plus grande est la vitesse, plus petite est la portée utile en raison de la finesse des lignes de la coque, de l'espace plus important utilisé pour les soutes et du poids plus considérable des machines.

Au cours de la dernière guerre mondiale et pour satisfaire aux conditions spéciales de l'heure, un nombre considérable de grands navires a été construit aux Etats-Unis. Ces navires sont connus sous le nom de T.2. Ils sont de construction entièrement soudée et équipés d'appareils moteurs turbo-électriques.

La tendance actuelle est à la construction de navires encore plus importants, d'environ 28.000 tonnes de port en lourd. Des navires de cette taille donnent évidemment des taux de frêt à la tonne de marchandise transportée plus économiques que de plus petits navires. Cependant, leur utilisation est quelque peu difficile car il n'y a que peu de ports pétroliers au monde qui peuvent recevoir des navires de cette taille.



Conditions d'exploitation et d'entretien

Il apparaîtra facilement que les données présidant à l'exploitation et à l'entretien d'une flotte pétrolière diffèrent grandement de celles qui sont de règle pour des flottes de cargos. Il est pratiquement normal pour un navire pétrolier de décharger sa cargaison et de ballaster, faire ses soutes et prendre ses approvisionnements pour le voyage suivant, dans un laps de temps de 36 à 40 heures.

Il peut être également indiqué que, sur des périodes équivalentes de temps, un navire pétrolier passe à la mer environ 50 % de plus de temps qu'un cargo. Plus encore, les opérations de chargement et de déchargement d'une cargaison sont telles que les opérations et l'entretien courant d'un cargo peuvent être effectués pendant ces opérations. Pour les navires pétroliers qui transportent du pétrole brut et, également des produits plus légers, la volatilité des gaz est telle qu'elle interdit tout travail de réparation comportant des risques d'étincelles et, même après la fin du déchargement, les citernes doivent être lavées et dégazées avant qu'aucun travail puisse être entrepris en sécurité dans leur voisinage.

En gardant à l'esprit ces conditions d'exploitation, il devient apparent que, pour obtenir la plus grande efficacité compatible avec l'économie et les délais les plus courts, toutes les réparations courantes, la surveillance, l'entretien, les passages périodiques en cale sèche doivent être strictement prévus et, dans la mesure du possible, coordonnés. La régularité de l'exploitation d'une flotte de pétroliers exige la conservation de la coque et de la machinerie dans le meilleur état. Pour s'assurer de cette bonne conservation et aussi pour réduire au minimum les risques dus à des accidents imprévus, toutes les inspections doivent être effectuées à intervalles très réguliers et toutes les données recueillies au cours de ces inspections doivent être rassemblées avec soin et notées.