Zeitschrift: Bulletin technique de la Suisse romande
Band: 86 (1960)
Heft: 11: Problèmes actuels de l'industrie gazière

Artikel: Nouvelles techniques de production du gaz
Autor: Perret, Georges
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-64487

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 16.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

élevé que celui de l'électricité produite actuellement. Le prix moyen de vente n'augmentera toutefois que dans des limites beaucoup plus étroites. Les premières augmentations entrées en vigueur sont cependant déjà sensibles.

Dans le secteur du gaz, en revanche, les nouvelles techniques de production devraient permettre de maintenir les prix actuels, sinon de les abaisser dans certains cas. C'est à cet objectif que tend l'industrie gazière.

Ces faits donnent à penser qu'un déplacement, en faveur du gaz, de la relation actuelle entre les prix de ces deux énergies est dans l'ordre des choses possibles. Un développement de la production et des utilisations du gaz paraît non seulement probable, mais il semble offrir l'unique moyen d'assurer, à des conditions optima, l'approvisionnement du pays en énergie de réseau (gaz et électricité).

La coordination dans le domaine de l'énergie, possibilité d'une participation croissante du gaz à l'approvisionnement général

Des transformations révolutionnaires dans les moyens de production, qui auront pour effet de modifier profondément la part des diverses énergies (charbon, électricité produite hydrauliquement, pétrole, gaz naturel) à la couverture des besoins, sont déjà entrées ou entreront prochainement dans la voie des réalisations pratiques. En Suisse, où l'on a longtemps méconnu le rôle que peut jouer le gaz, une correction, en faveur du gaz, de la relation entre ces deux énergies est devenue possible. L'industrie gazière a pris les initiatives nécessaires aux fins de promouvoir cette évolution.

La préférence donnée longtemps à l'électricité pour couvrir les besoins thermiques croissants est l'une des principales raisons qui justifient le développement des consommations de gaz. Les ressources hydroélectriques économiquement rentables dont nous disposons encore seront toutes captées d'ici dix à quinze ans et la production d'électricité d'origine hydraulique atteindra un plafond. Cette perspective nous met dans l'obligation d'accroître dès maintenant l'emploi du gaz, pour les applications thermiques, indépendamment de l'évolution ultérieure des modes de production, d'un passage éventuel de la distillation de la houille au craking du fuel ou à l'utilisation — qui représente une solution de choix — du gaz naturel. Une répartition plus rationnelle de la couverture des besoins entre le gaz et l'électricité s'impose. De manière générale, on tend à favoriser le gaz pour les usages thermiques. L'électricité cependant, l'emporte pour l'éclairage et la production de force motrice. Seule cette solution peut permettre de couvrir de la manière la plus économique la demande croissante d'énergie.

66276

NOUVELLES TECHNIQUES DE PRODUCTION DU GAZ

par Georges PERRET, ingénieur dipl. EPUL, chef du Service du gaz de la Ville de Lausanne

La création, depuis la guerre, de nombreuses raffineries de pétrole brut, en Europe occidentale, de même que la découverte de nouveaux gisements de pétrole tant en Europe qu'en Afrique du Nord, a permis de mettre à disposition, sur place pourrait-on dire, une quantité de produits dérivés du pétrole qui, autrefois, ne pouvaient être utilisés de façon rationnelle.

Parmi ceux-ci il faut citer en premier lieu les gaz résiduels de raffinerie, subdivisés en deux catégories principales : les gaz non liquéfiables et les gaz liquéfiables.

Les premiers de ces gaz, faute d'emploi sur place, devaient être brûlés « à la torche » sans aucun profit. Les gaz liquéfiables pouvaient par contre être mis en citerne et expédiés sur les lieux de consommation. Mais leur liquéfaction aux lieux mêmes de production puis leur transport augmentaient leur prix de revient, si bien que leur emploi était réservé presque exclusivement à quelques petites utilisations domestiques, par l'intermédiaire des bouteilles bien connues de Primagaz, Butagaz, etc.

En dehors de ces produits gazeux, la raffinerie fournit également des produits liquides, tels que les essences aviation et auto, les différents pétroles, les huiles à gaz, les huiles Diesel et pour finir les fuels oils employés pour le chauffage et une certaine quantité de fuels lourds.

L'installation de nombreuses raffineries sur territoire européen a permis de valoriser ces différents produits à l'échelle industrielle. C'est ainsi que grâce aux nombreuses raffineries établies autour de l'étang de Berre près de Marseille et à Frontignan près de Sète, les villes de la région du sud-est de la France ont pu recevoir soit directement du gaz de raffinerie par un réseau spécial (Sète, Montpellier, Nîmes d'une part et Marseille, Toulon d'autre part), soit du gaz liquéfiable (propane ou butane) transporté par wagons-citernes.

Ces nouvelles possibilités d'obtenir du gaz autrement que par les méthodes classiques de gazéification de la houille devaient inévitablement avoir une influence considérable sur l'évolution de l'industrie gazière.

D'autre part, la mise à disposition de grandes quantités de gaz provenant des gisements de gaz naturel découverts en Europe occidentale et en Afrique du Nord allaient transformer radicalement l'économie des pays bénéficiaires. Grâce à cet appoint inespéré d'énergie, de nouvelles industries purent prendre naissance, celles qui existaient déjà pouvant se développer dans des conditions exceptionnellement favorables.

En résumé, l'industrie gazière s'est trouvée avoir à

disposition, au cours de ces dernières années, des matières premières nouvelles qu'on peut énumérer de la façon suivante :

— gaz naturel ;
— gaz de raffinerie non liquéfiables (méthane, éthylène, etc.) ;
— gaz de raffinerie liquéfiables (propane, butane, etc.) ;
— essences légères ;
— huiles à gaz ;
— fuels lourds.

On peut encore ajouter à cette liste le grisou, comparable au gaz naturel, et qui, dans certains pays comme la Belgique, par exemple, a été systématiquement capté dans les mines et fourni à la consommation grâce à un réseau spécial de distribution.

Utilisation du gaz naturel et des sous-produits des raffineries de pétrole dans l'industrie gazière

Si la production de gaz à partir des sous-produits liquides des raffineries devait nécessairement se traduire par des difficultés de gazéification, on aurait pu croire que l'emploi des produits déjà gazeux tels que le gaz naturel et les gaz de raffinerie liquéfiables ou non liquéfiables n'offrirait aucune difficulté.

C'était méconnaître un autre aspect du problème, celui des différences de pouvoirs calorifiques et de densité entre ces nouveaux gaz et le gaz de houille uniformément utilisé antérieurement.

Alors que le pouvoir calorifique supérieur d'un mètre cube de gaz de houille mesuré à la température de 0° C et sous une pression de 760 mm Hg est de 4200 kcal, le pouvoir calorifique supérieur des différents gaz est le suivant :

Gaz naturel (méthane)	CH_4 :	9 600 kcal/m³
Propane	C_3H_8 :	23 600 kcal/m³
Butane	C_4H_{10} :	30 600 kcal/m³

Ces gaz présentent des densités très différentes. Par rapport à celle de l'air, les densités sont les suivantes :

Méthane :	0,554
Propane :	1,56
Butane :	2,004
Gaz de houille :	0,450

Il est clair qu'avec des caractéristiques aussi différentes il n'était pas possible d'introduire sans autre ces différents gaz dans les réseaux de distribution, les appareils d'utilisation n'étant pas aptes à les consommer.

Il a fallu dès lors choisir entre deux solutions : ou bien utiliser le gaz tel quel mais modifier tous les brûleurs pour les adapter au nouveau gaz, ou bien au contraire réformer le nouveau gaz de façon à en permettre l'emploi dans les appareils existants. Le choix entre ces deux solutions dépend beaucoup des conditions locales. Il y a lieu toutefois de remarquer que l'emploi du gaz d'origine est avantageux dans le cas du gaz naturel, car ce dernier, dont le pouvoir calorifique est le double de celui du gaz de houille pour une densité semblable, permet de doubler la capacité de transport énergétique des réseaux et double également les réserves gazométriques. C'est pourquoi la tendance, dans ce cas particulier, est d'utiliser ce gaz tel quel et d'adapter les appareils.

Lorsque le gaz doit être modifié, on cherche à lui conférer des caractéristiques telles qu'il soit interchangeable avec le gaz utilisé antérieurement, ce qui évite de transformer les appareils existants. Une des premières conditions alors exigées est que le *débit calorifique* du brûleur reste le même. Si P désigne le pouvoir calorifique et Q le débit du gaz utilisé, le débit calorifique sera $P.Q$.

D'autre part, la relation qui lie la pression p du gaz au brûleur, le débit Q et la densité δ du gaz est :

$p = k.\delta Q^2$, k étant un coefficient dépendant des dimensions du brûleur et du choix des unités.

De celle-ci on tire :

$$Q = \sqrt{\frac{p}{k}} \cdot \frac{1}{\sqrt{\delta}} .$$

En remplaçant cette valeur de Q dans la relation $P.Q$ on obtient :

$$\text{Débit calorifique} = \sqrt{\frac{p}{k}} \cdot \frac{P}{\sqrt{\delta}} .$$

Ainsi, pour un brûleur de caractéristiques données, résumées par le coefficient k, et fonctionnant sous la pression p, le débit calorifique est proportionnel à $\frac{P}{\sqrt{\delta}}$. Cette valeur $\frac{P}{\sqrt{\delta}}$ est appelée *indice de Wobbe*. Autrement dit, tous les gaz ayant le même indice de Wobbe donneront, dans un brûleur considéré travaillant sous la même pression p, le même débit calorifique. Ils sont donc interchangeables.

Mais le débit calorifique n'est pas le seul critère à observer.

En effet, les conditions de combustion ne sont pas les mêmes pour les différents gaz et il faut faire intervenir encore le « potentiel de combustion » C ou *coefficient Delbourg*, défini par M. Delbourg de la manière suivante :

$$C = \frac{E}{\sqrt{\delta}} = \frac{H_2 + 0{,}6\, CO + 0{,}6\, C_n H_m + 0{,}3\, CH_4}{\sqrt{\delta}}$$

H_2, CO, C_nH_m et CH_4 étant les proportions volumétriques en pour-cent des constituants combustibles élémentaires du gaz considéré.

On peut, sur un diagramme, porter en abscisses les valeurs C du coefficient Delbourg et en ordonnées les valeurs de l'indice de Wobbe. Chaque gaz est alors représenté par un point. Cependant, comme tout brûleur est susceptible de supporter, dans certaines limites, des variations de composition du gaz utilisé sans modification de son réglage, on obtient, pour un gaz considéré, non pas un point mais une plage, à l'intérieur

de laquelle il est possible d'utiliser des gaz à indice de Wobbe et coefficient de Delbourg voisins du gaz de référence. On établira donc, pour chaque brûleur et pour le gaz de référence, la plage correspondante ; ce genre de diagramme est appelé diagramme de Delbourg. Les limites choisies sont en général celles correspondant à la prise de feu à l'injecteur, à la combustion incomplète et au décollement des flammes. La plage du diagramme peut également être élargie si l'on admet qu'un nouveau réglage peut être fait.

Nous n'insistons pas davantage sur ces questions d'interchangeabilité des gaz, qui ont fait l'objet d'études nombreuses et très compliquées, et qui se posent non seulement quand il s'agit de remplacer un gaz par un autre, mais également quand on veut compléter une production de gaz par l'appoint partiel d'un autre gaz mélangé au gaz principal, solution qui permet de résoudre les problèmes des pointes.

Reformage et craquage des gaz

Nous avons vu que tous les gaz de raffinerie ainsi que le gaz naturel possèdent des pouvoirs calorifiques très supérieurs au gaz de houille. Il s'ensuit que, même en tenant compte de leur densité également plus élevée, leur emploi à l'état pur permettra d'augmenter dans de très fortes proportions la capacité de transport calorifique des réseaux ainsi que les réserves gazométriques.

D'autre part, le gaz naturel, le propane et le butane ne sont pas toxiques et représentent donc un sérieux avantage. Par contre, ils nécessitent l'emploi de brûleurs spéciaux ou le remplacement de tous les brûleurs existants fonctionnant au gaz de houille. Si l'on veut éviter ce remplacement, il est nécessaire de modifier les caractéristiques de ces gaz pour les adapter aux brûleurs ; on cherche en général à leur donner un indice de Wobbe aussi voisin que celui du gaz antérieurement utilisé.

Reformage par addition d'air

Un des procédés les plus simples consiste à ajouter de l'air au gaz à modifier, et on y a recours tout spécialement pour le gaz naturel, le propane et le butane. Ce procédé offre le grand avantage de conserver au mélange sa non-toxicité, mais il exige certaines modifications des brûleurs. Le mélange air-gaz se fait au moyen d'un ou de plusieurs Venturi, qui sont calibrés en grandeurs croissantes et entrent successivement en action suivant le débit demandé. L'ouverture successive des Venturi est commandée par un petit gazomètre tampon d'une capacité d'environ 1 m^3.

Dans le cas du propane, les pouvoirs calorifiques des mélanges sont réglés soit à 6500 kcal/m^3 soit à 11 000-12 500 kcal/m^3, ces derniers chiffres se rapportant au mélange destiné à être remplacé ultérieurement par du gaz naturel. Le gaz ainsi obtenu porte le nom d'air propané. Il nécessite cependant la modification de tous les brûleurs.

Le mélange gaz naturel-air est surtout pratiqué en Italie et en Hollande. Il prend le nom d'air méthané, le gaz naturel étant constitué pour plus de 90 % par du méthane. Le pouvoir calorifique de l'air méthané est généralement choisi entre 4500 et 5500 kcal/m^3, selon l'indice de Wobbe du gaz de houille utilisé antérieurement. Avec le même indice de Wobbe il peut être utilisé dans les brûleurs à flamme bleue, pratiquement sans modification de ces derniers, un simple réglage étant généralement suffisant. Par contre, les brûleurs à flammes blanches doivent être modifiés.

Craquage des gaz

Un autre mode de transformation des gaz consiste à opérer par craquage, c'est-à-dire par modification profonde de la structure moléculaire du gaz ou du liquide considéré ; cette modification est obtenue grâce à un choc calorifique qui a pour résultat de réduire les molécules à grand nombre d'atomes en molécules plus simples, le craquage poussé donnant à la limite les molécules des éléments constitutifs. Par exemple, le craquage d'un hydrocarbure tel que le butane C_3H_8 donnera successivement :

$$C_3H_8 \rightarrow C_3H_6 + H_2 \quad \text{puis}$$
$$C_3H_6 \rightarrow 3\,C + 3\,H_2$$

les molécules de carbone C et d'hydrogène H qui se trouvaient liées pour former le butane C_3H_8 étant ainsi séparées par le craquage.

Il est important de remarquer que si l'hydrogène H est un gaz, le carbone par contre se trouve sous forme solide et qu'il a tendance à se déposer après le craquage.

Suivant le degré de craquage, on obtiendra toute une gamme de produits intermédiaires.

Il faut enfin signaler que l'opération de craquage peut se faire par voie thermique, autothermique ou catalytique.

Craquage thermique

Dans le craquage du butane que nous venons de décrire schématiquement, la matière à traiter doit être chauffée au moyen d'une source extérieure et portée à une température de 1000 à 1300° C. Cette source de chaleur est généralement constituée par un ou plusieurs brûleurs fonctionnant au butane.

L'opération comporte deux phases successives : une phase de chauffage et une phase de craquage ; l'installation est alors cyclique et comprend deux chambres en série, l'une de combustion et l'autre de craquage proprement dit.

La chambre de combustion, généralement vide, reçoit les brûleurs et les amenées d'air, tandis que la chambre de craquage est garnie d'un empilage de briques réfractaires. C'est dans cette chambre qu'est introduite la matière à craquer, par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs gicleurs-vaporisateurs.

Pendant la période de chauffage, les produits de la combustion passent dans la chambre de craquage et réchauffent l'empilage de briques qui accumule ainsi la chaleur nécessaire à l'opération de craquage qui suivra. En même temps, les dépôts de carbone qui auraient pu se faire sur les briques pendant la période précédente de craquage, sont brûlés grâce à un excédent d'air introduit dans la chambre de combustion.

Lorsqu'on pratique également le réformage à la vapeur, cette dernière est aussi introduite dans la chambre de combustion, où elle est surchauffée.

Craquage autothermique

On peut apporter la chaleur nécessaire au craquage en provoquant une combustion partielle de la matière à traiter au cours même de l'opération de craquage, ce qui nécessite d'introduire de l'air en même temps que le produit à craquer. Il est évident que les produits du craquage contiennent alors

un certain pourcentage d'azote provenant de l'air comburant ainsi que des restes de produits de combustion.

Le pouvoir calorifique est relativement bas, mais il peut être relevé grâce à une adjonction supplémentaire, après craquage, de gaz non craqué.

Craquage catalytique

Les éléments catalyseurs auxquels on a recours pour le craquage catalytique sont des produits très divisés, qui augmentent considérablement les vitesses des réactions chimiques, sans y participer et sans subir de modifications.

L'action bien connue de la mousse de platine sur l'hydrogène par exemple provoque une élévation de température suffisante pour enflammer le gaz de ville, propriété qui est utilisée dans les allume-gaz à spirale de platine.

Le catalyseur agit tout d'abord comme un accumulateur de chaleur. Il produit de plus une action de surface en créant des cheminements gazeux qui facilitent les mélanges et augmentent les contacts et les chocs moléculaires. Il a également une action chimique dont l'étude a conduit à de nombreuses hypothèses.

Les catalyseurs peuvent être constitués par un seul produit, généralement un oxyde réfractaire (alumine, silice, manganèse, oxyde de zirconium, etc.), ou par un oxyde réfractaire sur lequel on dépose un métal (nickel, fer, cobalt, manganèse, platine, etc.).

L'élévation de température provoquée par la présence du catalyseur n'est généralement pas suffisante pour obtenir les températures de craquage désirées. C'est pourquoi l'opération de craquage est généralement précédée d'une action de réchauffage du catalyseur. Une certaine quantité de la matière à craquer est brûlée et les produits de sa combustion traversent le lit du catalyseur, qui accumule alors la chaleur nécessaire.

Une installation de craquage catalytique est donc composée d'une chambre de combustion avec brûleurs, arrivée d'air et de vapeur (dans le cas du réformage) ainsi que d'une deuxième chambre contenant le catalyseur, dans laquelle la matière à craquer est introduite par des gicleurs.

Reformage ou conversion à la vapeur d'eau

Nous avons vu que le craquage provoque la formation de carbone solide qui peut se déposer dans les installations de craquage. Pour éliminer ce carbone, on peut soit le brûler sur place en envoyant pendant la période de chauffage un excédent d'air convenable, soit encore introduire de la vapeur d'eau surchauffée qui, en se décomposant, libère une certaine quantité d'oxygène ; cet oxygène se combine alors avec le carbone dissocié par le craquage pour former de l'oxyde de carbone. Ce dernier mode de faire, appelé conversion à la vapeur d'eau, permet donc de supprimer les dépôts de carbone, mais introduit par contre dans le gaz une importante quantité d'oxyde de carbone. Il s'ensuit que des gaz non toxiques, tels que le gaz naturel, le propane et le butane, donnent, après craquage et conversion à la vapeur, des produits d'une toxicité assez importante.

Pour assurer une bonne décomposition de la vapeur, il est nécessaire de la surchauffer, opération qui se fait généralement par introduction de la vapeur dans les chambres de combustion. La vapeur est produite ou bien dans des installations annexes ou bien dans une chaudière de récupération placée sur le parcours des gaz de combustion pendant la période de chauffage.

Emploi des différents procédés de craquage

Lorsqu'on veut craquer des produits pétroliers pour obtenir des gaz à haut pouvoir calorifique (9000 à 12 000 cal/m³), on utilise presque uniquement le *craquage thermique*. C'est en particulier le cas pour le craquage des huiles de raffineries (fuel oil et fuels lourds). La plupart de ces installations viennent des Etats-Unis (Pacific Oil Gas, Hall Oil Gas G.M.C., Semet-Solvay, etc.).

L'installation Hall, dont nous reproduisons le schéma à la *figure 1*, est composée de quatre corps formant en quelque sorte une double installation. S_1 et S_2 sont les surchauffeurs de vapeur et d'air, constitués par des

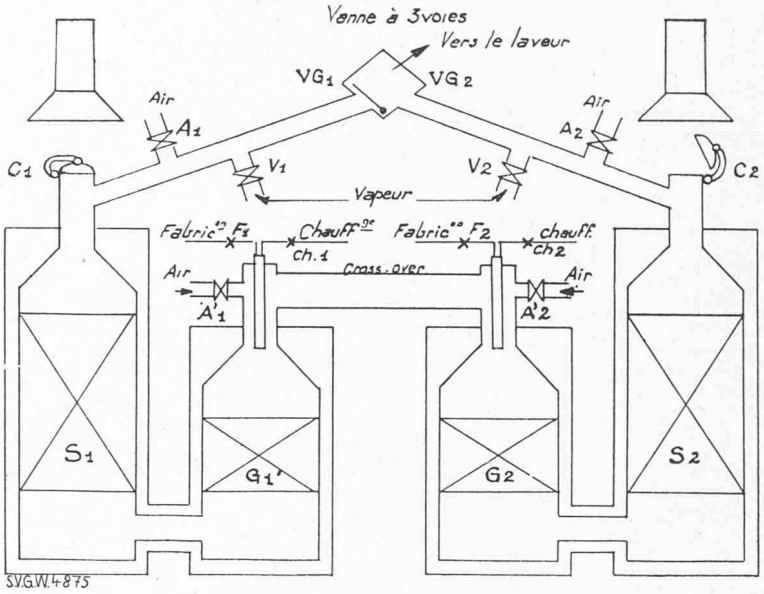

Fig. 1. — Schéma d'une installation Hall pour le craquage thermique des huiles de raffinerie.

chambres à empilage de briques, tandis que G_1 et G_2 désignent les générateurs carburateurs, également à empilages de briques. Pendant la période de chauffage, on introduit l'air dans le surchauffeur S_1 et l'huile de chauffage au-dessus du générateur G_1, le parcours de l'air et des gaz de combustion s'effectuant dans le sens S_1 G_1 G_2 et S_2, avec sortie par la cheminée. Les opérations de craquage sont successivement :

— introduction de vapeur en S_2 et d'huile de craquage en G_2 ; le parcours de la vapeur et du gaz produits est alors S_2-G_2-G_1-S_1, avec sortie vers le laveur, les cheminées à gauche et à droite étant fermées ;

— opération de chauffage, pour laquelle on inverse le sens de marche ; l'air entre alors en S_2, l'huile de chauffage est brûlée en G_2 et les produits de combustion s'échappent par la cheminée de gauche qui est ouverte.

Dans une installation semblable, à Gennevilliers (France), la durée de la période de chauffage est de 85 sec, celle de fabrication (craquage) de 71 sec, un cycle total nécessitant, avec les purges nécessaires et les temps morts, environ 204 secondes. Pour une production d'environ 84 000 m³/jour de gaz à 10 400 kcal/m³, la consommation d'huile par 100 m³ de gaz fabriqué est de 182 kg (5 kg pour le chauffage et 177 kg pour le craquage).

Le *craquage catalytique* est pratiqué dès que l'on veut obtenir une gamme de pouvoirs calorifiques variant de 4000 à 10 000 cal/m³. Il permet de travailler avec des

températures beaucoup plus basses grâce à l'action du catalyseur, et de craquer des huiles de raffineries, des gaz liquéfiables tels que le propane et le butane ainsi que le gaz naturel. Les installations de craquage catalytique de l'ONIA-GEGI de Solohull, de Staford, de la SEGAS, de Stein et Roubaix, etc., sont les plus connues.

L'installation ONIA-GEGI dont nous reproduisons ici le schéma (voir *fig. 2*) fonctionne de la manière suivante :

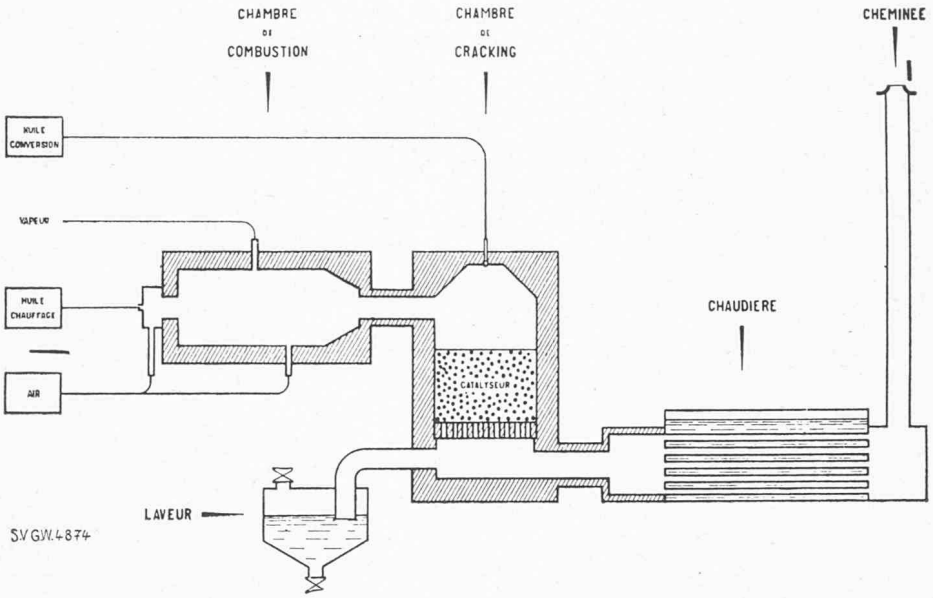

Fig. 2. — Schéma d'une installation ONIA-GEGI pour le craquage thermique et catalytique des huiles de raffinerie.

Chauffage

Combustion d'huile dans la chambre de combustion avec fort excès d'air. Cet excès d'air est utilisé pour brûler le carbone déposé sur le catalyseur, pendant la période de craquage précédente. Les produits de la combustion de l'huile de chauffage passent ensuite sur le catalyseur en le réchauffant et cèdent la chaleur restante à la chaudière de récupération.

Fabrication

Surchauffe de la vapeur dans la chambre de combustion ; pulvérisation d'huile à la partie supérieure du catalyseur et craquage de cette huile dans le catalyseur, avec dépôt de carbone.

Dans une installation semblable où l'on utilise du fuel oil n° 2, on a mesuré les consommations d'huile suivantes en kg et par m³ de gaz fabriqué :

Consommation d'huile

	Gaz à 4200 kcal/m³	Gaz à 9500 kcal/m³
Pour le chauffage	0,131	0,130
Pour la fabrication . . .	0,533	1,360
Au total . . .	0,664	1,490

Le craquage autothermique et catalytique

intervient dans de petites installations ayant à craquer surtout du propane. Une de ces installations a été étudiée par *Gaz de France* et porte le nom de P_2.

Le schéma que nous reproduisons ici *(fig. 3)* donne une idée de la simplicité de cette installation qui, contrairement à celles que nous venons de décrire, présente un fonctionnement absolument continu. Elle se compose essentiellement d'un cylindre vertical garni d'un catalyseur généralement constitué par de l'alumine. Après un allumage initial qui porte la masse du catalyseur à la température désirée, le fonctionnement devient absolument automatique. On introduit en *A* au sommet du cylindre le propane gazeux à craquer, dont une partie est brûlée dans le catalyseur grâce à une introduction d'air faite également en *A*. Le gaz craqué s'échappe par le tuyau *T*. L'appareil fournit un gaz dont le pouvoir calorifique varie entre 1400 et 1800 cal/m³. Il est ensuite enrichi de propane pur et on obtient ainsi un mélange dont le pouvoir calorifique est voisin de celui du gaz auquel on veut l'ajouter ; il n'est toutefois pas interchangeable avec ce dernier. Le contrôle des trois débits : air, gaz à craquer et gaz d'enrichissement se fait au moyen de rotamètres placés après les vannes de réglage. Le contrôle de la température, qui avoisine 1000° C dans le haut du catalyseur, se fait au moyen de couples pyrométriques.

Cette installation peut également fonctionner pour des gaz de raffineries.

Le rendement de craquage calculé sur le gaz non enrichi atteint facilement 80 à 90 % dans le cas de craquage du propane ou du butane.

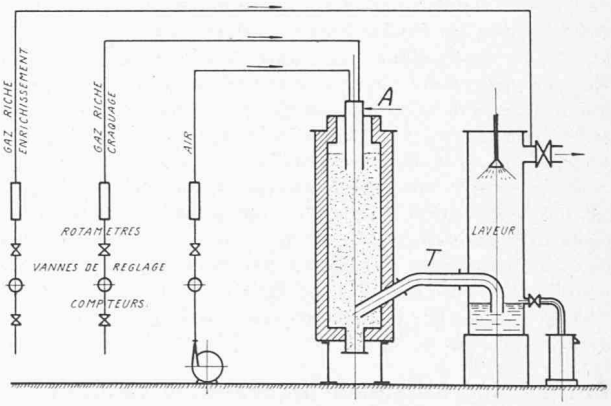

Fig. 3. — Installation de craquage autothermique et catalytique étudiée par *Gaz de France* (type P 2).

Nous terminons ici cette étude très schématique des nouveaux moyens de production de gaz qui sont maintenant à disposition de l'industrie gazière. Comme on peut le remarquer, ces moyens sont extrêmement nombreux et leur choix sera dicté souvent par les circonstances locales.

Il semble toutefois que la fabrication du gaz à partir de la houille ne subsistera que dans les régions productrices de charbon, où l'extraction peut se faire relativement facilement. Pour toutes les autres, l'utilisation des produits de raffineries paraît devoir s'imposer dans un avenir rapproché, à moins que ces régions ne soient placées à proximité d'un réseau de gaz naturel.

La fabrication des appareils à gaz subira également une évolution importante dans le sens des appareils dits « multigaz », aptes à fonctionner avec des gaz de caractéristiques différentes, moyennant de très légères modifications.

Les usines à gaz se transformeront, car les installations relativement volumineuses, nécessitées par la manutention des houilles et des cokes, ne seront plus nécessaires et seront remplacées par des installations de craquage d'un encombrement réduit.

La main-d'œuvre sera également réduite dans une très grande proportion si l'on songe qu'une usine à gaz produisant actuellement 80 000 m³/jour, par exemple, exige la présence d'une centaine de personnes, alors qu'une dizaine de personnes seulement seront nécessaires pour assurer la marche d'une installation de craquage d'huile de mêmes performances.

LES CONSÉQUENCES DES NOUVELLES TECHNIQUES DE PRODUCTION DU GAZ

par Jean-Pierre LAUPER, directeur d'USOGAZ, Zurich

Depuis la fin du dernier conflit mondial, l'industrie gazière a subi, dans les pays qui nous entourent comme dans d'autres également, de profondes modifications de structure. Celles-ci sont dues à divers facteurs, tels que les nationalisations du gaz en France et en Grande-Bretagne, la concentration des moyens de production et l'interconnexion toujours plus poussée des réseaux, les découvertes de gaz naturel, le recours à des matières premières de base nouvelles impliquant des techniques de fabrication nouvelles et d'autres encore.

Cette évolution a été et est encore suivie de près par les milieux intéressés suisses. Elle ne manquera pas d'influencer la situation chez nous, bien qu'on ne puisse pas dire déjà exactement dans quelle mesure, les conditions au départ n'étant pas identiques. Des solutions définitives n'ayant pas encore pu être arrêtées vu que certaines données du problème manquent encore, les considérations qui suivent n'engagent par conséquent que leur auteur.

Il nous paraît indispensable, avant de tenter d'esquisser la structure possible de l'industrie gazière suisse de demain, d'évoquer quelques éléments de base.

Quelques éléments de base

La fabrication de gaz par de nouveaux procédés à base de nouvelles matières premières n'est pas un but en soi ; elle ne représente qu'un moyen devant permettre à l'industrie du gaz de fabriquer son produit principal, le gaz, d'une façon simple et bon marché, afin qu'elle puisse défendre sa place sur le marché des diverses énergies utilisées à des fins thermiques par des prix compétitifs.

Pour assurer la réalisation de ce but économique, il est essentiel que toute production de gaz soit rationalisée et automatisée dans les limites du possible, quels que soient les procédés de production et les matières premières utilisées. Les centres de production, ainsi que les installations de distribution, devront par conséquent être conçus en fonction de ce but. En principe, le transport de l'énergie gaz par gazoduc est plus économique que celui d'une matière première comme la houille par voie ferrée. Toutefois, la rentabilité du transport par pipe-line dépend d'un coefficient d'utilisation suffisamment élevé ; il ne saurait donc être question que les réseaux futurs de gazoducs puissent atteindre toutes les régions desservies actuellement par le gaz. Il faudra donc, par des études de rentabilité approfondies, rechercher pour chaque région la solution optimum : raccordement à un super-réseau, à un centre de production régional ou maintien d'une unité de production indépendante.

La situation économique de notre pays nous obligera, à l'avenir comme aujourd'hui, à maintenir des réserves pour cas de guerre ou d'interruption des lignes de ravitaillement. L'industrie du gaz ne fait aucunement exception à cette règle. Par conséquent, elle devra disposer de stocks importants de matières premières, quelle que soit leur nature, et d'installations de production qui permettront d'exploiter ces réserves. La solution de ce problème serait largement facilitée si nous pouvions découvrir dans le sous-sol de notre pays des gisements d'hydrocarbures liquides ou gazeux.

Les procédés de fabrication qu'utilisera l'industrie gazière de demain seront d'une part déterminés par les prix de revient des matières premières et d'autre part par les frais de personnel d'exploitation. Il convient de souligner ici que les prix de la houille marquent une tendance à se rapprocher des prix du fuel, des gaz naturels, de raffineries et liquides. Si une telle équivalence de prix s'établissait, il serait concevable que la houille puisse conserver une place importante parmi