

Académie royale  
des  
Sciences d'Outre-Mer  
—  
CLASSE  
DES SCIENCES TECHNIQUES  
—  
Mémoires in-8°. Nouvelle série.  
Tome XIII, fasc. 1.

Koninklijke Academie  
voor  
Overzeese Wetenschappen  
—  
KLASSE  
VOOR TECHNISCHE WETENSCHAPPEN  
—  
Verhandelingen in-8°. Nieuwe reeks.  
Boek XIII, aflev. 1.

Données pour la mise en valeur  
du gisement de méthane  
du lac Kivu

PAR

**G. BORGNIÉZ**

INGÉNIEUR A. I. MS.  
CONSEILLER A LA RÉGIE DE DISTRIBUTIONS  
D'EAU ET D'ÉLECTRICITÉ DU CONGO  
ET DU RUANDA-URUNDI



Rue de Livourne, 80A,  
BRUXELLES 5

Livornostraat, 80A,  
BRUSSEL 5

1960

PRIX :  
PRIJS: F 200





**Données pour la mise en valeur  
du gisement de méthane  
du lac Kivu**

**PAR**

**G. BORGNEZ**

INGÉNIEUR A. I. Ms.  
CONSEILLER A LA RÉGIE DE DISTRIBUTIONS  
D'EAU ET D'ÉLECTRICITÉ DU CONGO  
ET DU RUANDA-URUNDI

---

Mémoire présenté à la séance du 29 janvier 1960.  
Rapporteurs : A. LEDERER - E. MERTENS DE WILMARS.

---

# Données pour la mise en valeur du gisement de méthane du lac Kivu.

---

## I. Introduction.

Les travaux de H. DAMAS, A. CAPART, J. KUFFERATH, D. SCHMITZ et autres [158] \*, faisant suite à des études effectuées sur place, ont mis en évidence l'existence d'un gisement de gaz dissous dans les eaux profondes du lac Kivu.

La masse de ces eaux, sous la cote-275, soit 130 km<sup>3</sup>, contiendrait approximativement (les volumes de gaz étant calculés aux conditions définies par la surface du lac : 25° et 640 mm Hg) :

- 270 milliards de m<sup>3</sup> d'anhydride carbonique (CO<sub>2</sub>) ;
- 61 milliards de m<sup>3</sup> de méthane (CH<sub>4</sub>) ;
- 1 milliard de m<sup>3</sup> d'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S) correspondant à 1,4 million de tonnes de soufre ;
- 40 milliards de m<sup>3</sup> d'azote (N<sub>2</sub>) ;
- 10 millions de tonnes de phosphates ;
- 455 millions de tonnes de sels divers : de soude, de potasse, de magnésie et de chaux.

Ramenées à la surface du lac, ces eaux de profondeur dégageraient naturellement environ (aux conditions locales) :

- 190 milliards de m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> ;
- 57 milliards de m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> ;
- 4 milliards de m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub>.

Et, probablement, des traces de H<sub>2</sub>S et de gaz divers ; elles retiendraient en solution le solde des gaz et les différents sels.

Rapportée aux conditions normales (0° et 760 mm), la quantité de méthane libéré naturellement se chiffrerait à 44 milliards de

\* Les chiffres entre [] renvoient à la bibliographie *in fine*.

m<sup>3</sup> N, représentant 376 milliards de thermies. Compte tenu d'un rendement à l'exploitation estimé à 0,8, le méthane récupérable constitue un potentiel énergétique de plus de 300 milliards de thermies, soit l'équivalent d'une trentaine de millions de tonnes de produits pétroliers ; l'acquisition de ces derniers, en bordure du lac Kivu, exigerait environ 130 milliards de francs <sup>(1)</sup>.

Ces quelques chiffres peuvent déjà être rapprochés du total de 14 milliards de thermies consommées, en 1958, par le Congo belge et le Ruanda-Urundi et dont 44 % ont été fournis par des produits importés ; ces derniers ont pesé dans la balance commerciale pour plus de  $1\frac{1}{2}$  milliard de francs.

Un premier captage, à l'échelle réduite, effectué il y a quelques années, confirma la réalité du gisement. Plus récemment, l'expérimentation a été poursuivie par l'Union chimique belge (U. C. B.) ; elle a sans doute fourni un intéressant complément de données.

La mise en valeur de ce gîte ne manque pas de poser un certain nombre de problèmes, notamment d'ordre technique et financier.

A l'initiative de son président, M. R. MONET, la Régie de Distributions d'Eau et d'Électricité du Congo et du Ruanda-Urundi (RÉGIDESO) nous a chargé de l'étude préliminaire de certains aspects de l'exploitation du gaz du lac Kivu. La présente note constitue un résumé très succinct des données recueillies à cette occasion.

Que M. R. MONET et la RÉGIDESO veuillent bien accepter l'expression de notre reconnaissance pour avoir autorisé la publication de ce travail.

Les lignes qui suivent résultent de la compilation de nombreux travaux, d'une enquête menée en France dans les Services de Gaz de France et de Pétroles d'Aquitaine, ainsi que des enseignements du récent Congrès des Hydrocarbures de Plaisance ; notre gratitude s'adresse aussi à plusieurs interlocuteurs bienveillants.

L'objectif poursuivi est modeste : énoncer quelques idées et fixer des ordres de grandeur susceptibles de contribuer à l'élaboration de projets.

Au prix d'assez longues digressions préliminaires, il a paru

<sup>(1)</sup> Sauf indication contraire, toutes les valeurs monétaires de ce travail sont exprimées en francs belges (F ou francs).

Tableau I. — Quelques caractères de produits divers, notamment combustibles ou carburants.

Produits	État gazeux						État liquide			État solide		
	Formule	Densité absolue	Densité relative (par rapport à l'air)	Pouv. calor. infér. au m <sup>3</sup> N en thermies	Pression de liquéfaction à la temp. ord. en atm.	Temp. de vaporisation à la press. ord. en degrés cent.	Taux de solub. dans l'eau à 760 mm	Densité	Pouv. calor. inf. au kg-en thermies	Pouv. calor. inf. au lit. en thermies	Unité	Pouv. calor. inf. par un. en thermies
Oxygène	O <sub>2</sub>	1,428	1,105		300	— 183	0,049					
Anhydride carbon.	CO <sub>2</sub>	1,976	1,529		36	— 192	1,713					
Hydrog. sulfuré	H <sub>2</sub> S	1,539	1,190		16	— 60	4,670					
Méthane	CH <sub>4</sub>	0,717	0,554	8,55	330	— 161	0,056	0,415	11,9	4,94		
Propane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,000	1,550	22,21	8,6	+ 0,5		0,524	11,1	5,83		
Butane (moyen)	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,685	2,075	29,30	2,3	— 10,2	0,032	0,596	10,9	6,50		
Essence stand.								0,740	10,3	7,60		
Gasoil								0,865	10,1	8,75		7
Fuel-oil lourd								0,945	9,8	9,26		6
Charbon (qual. moy.)												4
Charbon (qual. inf.)												2
Tourbe												
Bois à brûler												

1 thermie = 1.000 kcal.

1 kWh = 0,86 thermie.

1 m<sup>3</sup>N = mètre cube mesuré à la température de 0°C et sous une pression de 760 mm de mercure.

Pouvoir calorifique inférieur du m<sup>3</sup> de gaz selon teneur en méthane et conditions locales.

Conditions	100 % méthane	95 % méthane	90 % méthane
Norm. (0°-760 mm)	8,55	8,13	7,7
lac (25°-640 mm)	6,6	6,25	5,95
Région			



utile de situer le gisement de méthane du lac Kivu : d'abord à l'égard des besoins futurs de l'économie des pays intéressés, ensuite dans le cadre mondial ; à l'issue d'une revue de la révolution industrielle provoquée par l'emploi des hydrocarbures et, notamment, du gaz naturel, il a été estimé que le cas du gaz de Lacq présentait suffisamment d'analogies avec celui du gaz du Kivu que pour mériter une mention toute spéciale.

Enfin, le *Tableau I* rassemble, à l'usage du lecteur, diverses notions qui faciliteront la compréhension de l'exposé.

## **II. La situation du Congo belge et du Ruanda-Urundi comme consommateur d'énergie.**

En 1860, la population mondiale comprenait 1 1/4 milliard d'individus ; actuellement elle dépasse 2 3/4 milliards d'habitants. L'évolution industrielle, au cours du siècle écoulé, a vu, par exemple, la production annuelle d'acier passer de 5 à 318 millions de tonnes. Cette évolution est assez couramment exprimée par la consommation en énergie de sources commerciales. Le choix d'une unité d'expression et la conversion en cette unité n'ont pas encore rencontré l'accord des intéressés et les termes employés n'ont qu'une valeur restreinte ; il est de coutume d'adopter l'équivalent en tonnes de charbon. De 1860 à nos jours, l'indice mondial est passé d'environ 0,2 à près de 4 milliards de tonnes [16-41-106]

Le *Tableau II* [47-59-112-114-124-188-202] présente, pour 1956, la situation énergétique de l'ensemble du Congo belge et du Ruanda-Urundi comparée à celle de nos pays.

Tableau II. — Consommation estimée, par tête d'habitant, en 1956, d'énergie de sources commerciales, exprimée en tonnes d'équivalent charbon.

Pays	Tonnes	Pays	Tonnes	Pays	Tonnes
Royaume-Uni	4,82	France	2,52	U. R. S. S.	2,70
Suède	4,14	Pays-Bas	2,32	U. S. A.	8,50
Belgique	3,90	Autriche	2,25		
Allem. occid.	2,78	Hongrie	1,46	Monde entier	1,35
Suisse	2,70	Roumanie	1,24		
Pologne	2,67	Italie	1,02	Congo b. et R.-U.	0,11

Coefficients de traduction :

1 kg de lignite = 0,5 kg charbon

1 kg agglom. = 0,8

1 m<sup>3</sup> gaz natur. = 1,3

1 kg prod. pétrol. = 1,5

1 kWh = 0,5

L'intervention du bois, dans certains pays, reste importante. Pour l'ensemble du monde, on peut estimer la quantité consommée annuellement à environ 600 millions de tonnes d'équivalent charbon. Au Congo belge et au Ruanda-Urundi, la consommation annuelle de bois recensé se chiffre, en 1958, à environ 0,65 million de tonnes d'équivalent charbon [112].

Le *Tableau II*, malgré ses imperfections, montre l'importance des progrès à réaliser par le Congo belge et le Ruanda-Urundi pour se hisser à un rang honorable.

Les *Tableaux III* et *IV* [5-28-112] fixent, au point de vue énergétique, la place occupée par le Congo belge et le Ruanda-Urundi parmi les pays africains ainsi que les progrès enregistrés au cours des dernières années.

Tableau III. — Consommation estimée  
des sources commerciales d'énergie, en 1954,  
exprimée en tonnes d'équivalent charbon par habitant.

Pays	Tonne par habitant	Pays	Tonne par habitant
A. É. F.	0,03	Libéria	0,03
A. O. F.	0,04	Madagascar	0,04
Algérie	0,21	Maroc	0,21
Angola	0,04	Mozambique (1953)	0,08
Cameroun (mand. fr.)	0,04	Nigeria	0,04
Congo belge et R.-U.	0,10	Sierra Leone	0,03
Côte d'Or	0,11	Soudan	0,04
Égypte	0,22	Tanganyika	0,04
Éthiopie	0,01	Tunisie	0,18
Féd. Afr. centr.	0,50	Union Sud-Afr.	2,11
Kénya et Uganda (53)	0,09	Ensemble Afrique	0,24

Tableau IV. — Évolution de la consommation  
des sources commerciales d'énergie  
(exprimée en milliers de tonnes d'équivalent charbon)  
au Congo belge et au Ruanda-Urundi.

Spécification	1937		1950		1955		1956		1958	
	10 <sup>3</sup> t	%	10 <sup>3</sup> t	%	10 <sup>3</sup> t	%	10 <sup>3</sup> t	%	10 <sup>3</sup> t	%
Combust. sol	235	67	340	35,3	578	32,4	481	23,4	401	22,0
Combust. liq.			267	27,7	625	35,2	666	32,4	719	39,5
Énerg. hydr.	115	33	358	37,0	577	32,4	905	44,2	700	38,5
TOTAL	350		965		1.780		2.052		1.820	
Population en millions	14,000		15,300		17,00		17,400		18,4	
tonne par hab.	0,025		0,063		0,105		0,117		0,10	

1 tonne charbon local = 0,85 t charbon importé supposé de qualité normale ; ce coefficient paraît exagéré.

Le *Tableau III* fait état de la situation privilégiée de l'ensemble du Congo belge et du Ruanda-Urundi parmi leurs voisins.

Le *Tableau IV* met en évidence le palier que les dernières

années ont dû franchir après le développement accéléré au cours de la période 1937-1955. Les dispositions actuellement en cours d'application permettent de prévoir la reprise de l'allure ascensionnelle sans grand délai.

Pour que l'évolution économique s'amplifie d'elle-même, il faut qu'elle ait atteint un certain degré d'épanouissement que l'on pourrait chiffrer par une consommation unitaire de l'ordre d'une tonne d'équivalent charbon. Le Congo belge et le Ruanda-Urundi sont bien loin d'avoir atteint ce stade. Faute de recevoir une impulsion puissante de l'extérieur, comme tous les pays sous-développés ils courraient le grand risque de rester enlisés, pendant de nombreuses décennies, dans un marasme redoutable.

Le gisement de méthane du lac Kivu, dont la mise à profit peut se réaliser sans investissements excessifs, est susceptible d'influencer très favorablement le bilan énergétique du Congo belge et du Ruanda-Urundi et de jouer le rôle de catalyseur puissant sur le développement de ces pays.

### **III. Révolution industrielle à travers le monde par l'emploi des hydrocarbures et, notamment, du gaz naturel.**

#### **A. - Considérations générales.**

Alors que les réserves mondiales de houille [59] sont estimées à 6.000 milliards de tonnes dont 2.200 aux U. S. A. et 1.650 en U. R. S. S., le taux annuel d'exploitation de charbon [152a] n'est guère passé que de 800 millions de tonnes au début de ce siècle à 1.500 millions à la veille de la dernière guerre ; il se maintient actuellement, bien péniblement, entre 1.600 et 1.700 millions de tonnes. Toute l'attention s'est portée vers d'autres sources d'énergie plus commodément accessibles. Les hydrocarbures, et notamment le gaz naturel [177] — essentiellement composé de méthane —, ont provoqué toute une révolution industrielle. Demain, peut-être, l'énergie nucléaire jouira-t-elle de la grande vogue, tandis qu'à côté de l'immense potentiel hydraulique restant disponible on s'efforce de capter la puissance développée par le vent, le soleil et les océans.

Il n'y a guère qu'un siècle [22-152a] que le pétrole — connu dès la plus haute antiquité — est entré dans l'industrie. Sa production mondiale est passée de 20 millions de tonnes en 1900 à 900 millions en 1958 [152a] alors que les réserves, actuellement inventoriées, sont estimées à 37 milliards de tonnes, dont près des 2/3 sont situées au Moyen-Orient.

Également connu de très ancienne date, le gaz naturel fut employé à des fins industrielles dès 1821. Son essor fut d'abord relativement lent et ce n'est qu'au cours des vingt dernières années que sa recherche et son utilisation se sont développées de façon inouïe. Le gaz naturel est trouvé comme accompagnateur du pétrole ou en gisements individualisés. Le grisou de nos vieux bassins houillers, de même composition que le gaz naturel, a été, au cours de ces dernières années, l'objet de tous les soins [49-50-83-93-96-121-126-161]. A la veille de la dernière guerre mondiale, la consommation annuelle de gaz naturel, pratiquement localisée aux U. S. A., atteignait 50 milliards de m<sup>3</sup> ; en 1958, la consommation mondiale s'acheminait vers 400 milliards de m<sup>3</sup> dont 340 aux U. S. A. ; elle pourrait atteindre 500 milliards de m<sup>3</sup> en 1960. Les réserves mondiales de gaz naturel, actuellement inventoriées, sont de l'ordre de 15.000 milliards de m<sup>3</sup> dont 7.000 aux U. S. A., 2.000 au Sahara, 2.000 au Moyen-Orient, 1.000 en U. R. S. S. et au Vénézuéla, 750 au Canada, etc. [35-81-82-114-123-126-164-182a-188-198-200 et divers]. Ces réserves sont estimées [30] pouvoir être portées à 52.000 milliards de m<sup>3</sup> dont 15.000 aux U. S. A.

On aura une opinion assez précise de l'effort déployé dans la recherche des hydrocarbures en notant que les U. S. A., disposant d'environ 4.500 sondeuses, forent annuellement plus de 50 millions de mètres de puits ; les chiffres correspondants pour la France sont de 60 et 300.000 ; l'U. R. S. S. fore environ 3 millions de mètres par an.

On peut conclure que les hydrocarbures, et spécialement le gaz naturel, jouiront, au cours des prochaines années, d'une vogue croissante tant comme carburants et combustibles que comme matières premières dans la chimie de synthèse. Le *Tableau V* fait apparaître la place qu'ils ont prise.

Tableau V. — Évolution du recours  
aux diverses sources d'énergie dans quelques pays.

Spécification	Belgique		Europe sauf U.R.S.S.		U.R.S.S.		U.S.A.		Monde	
	1937	1956	1937	1957	1937	1955	1900	1956	1913	1957
Consommat. tot. en millions de tonnes équiv. charbon	30	35	700	1.110	170	515	290	1.360	1.400	3.800
Répartition en %										
Charb. et anal.	96,6	81,6	87	74	79,0	75,3	88,9	28,3	90,0	49,2
Prod. pétrol.	3,3	18,0	8	16	16,4	20,3	4,7	38,7	5,7	33,7
Gaz naturel	—	0,2	1	2	1,6	2,4	3,2	29,0	1,9	10,8
Énerg. hydraul.	0,1	0,2	4	8	2,0	2,0	3,2	4,0	2,4	6,3

Malgré leurs réserves formidables, la houille et l'énergie hydraulique sont délaissées ou négligées. Les hydrocarbures, de leur côté, sont exploités actuellement à un rythme annuel équivalant à 1/30 ou à 1/40 des réserves connues. Moindre somme de travail manuel requis à leur obtention, moindre coût, moindres investissements relatifs requis, plus grande facilité de manipulation et d'utilisation : tels sont les principaux facteurs qui déterminent la faveur des hydrocarbures. Leur coût à la production n'a fait que croître au cours de ces dernières années [198] et, sans doute, il continuera à suivre cette voie ; mais l'incidence de ce facteur est suffisamment faible : les inévitables améliorations dans les domaines du transport et de la distribution [106] assureront la stabilité du prix de revient total.

Les ressources en énergie sont ainsi réparties que certains pays gros producteurs d'hydrocarbures, tels que les U. S. A., l'U. R. S. S. et le Canada, ont des besoins capables d'absorber la production et le seul problème réside dans le transport à longue distance à l'intérieur des frontières. Ailleurs, comme dans les Pays arabes, au Vénézuéla et, plus récemment, au Sahara, les besoins sont quasi nuls : les produits pétroliers sont exportés ; quant au gaz, on s'attache à lui faire franchir soit le Méditerranée, soit l'Atlantique. Enfin, les pays de l'Europe occidentale [124] sont tributaires d'importations pour combler le déficit, de l'ordre de 25 %, de leurs ressources énergétiques. Malgré la situation tragique de son industrie charbonnière [104] et ses stocks de

charbon, la Belgique a vu croître ses importations annuelles de houille de 3,65 à 5,3 millions de tonnes, alors que ses exportations tombaient de 7,3 à 2,9 millions de tonnes, de 1955 à 1958 ; les importations de produits pétroliers ont passé, de 1950 à 1958, de 4 à 8 millions de tonnes d'équivalent charbon ; on parle maintenant de la prochaine arrivée du pétrole et du gaz du Sahara [106] : ce ne sera cependant pas ni pour demain, ni pour dans deux ans que ce gaz fera son apparition dans notre pays, et les charbonnages auront encore l'occasion de respirer.

Le Congo belge ne possède, outre ses forêts et de la tourbe, que des gisements de houille de qualité médiocre et ses possibilités en pétrole paraissent définitivement se localiser, de façon très restreinte, dans la zone côtière ; le Ruanda-Urundi ne recèle guère que des gîtes de tourbe. Le potentiel en énergie hydraulique de ces pays [112] dépasse 100 millions de kilowatts, soit près de 15 % des ressources mondiales ; à ce jour, il n'est guère que 4 à 5 ‰ de ce potentiel qui soit utilisé. Ce dernier genre de ressources est bien localisé ; leur domestication et leur transport doivent s'adresser à d'énormes quantités, moyennant des investissements très élevés.

Si relativement minime que soit encore la consommation en énergie du Congo belge et du Ruanda-Urundi, elle doit avoir recours à l'importation selon le *Tableau VI*.

Tableau VI. — Importations  
du Congo belge et du Ruanda-Urundi, en 1958,  
en combustibles solides et liquides et en énergie électrique [112].

Nature	Quantités	Équivalent en milliards thermies	Valeur en millions francs	Valeur moyenne thermie en F
Importations :				
Charbon et dérivés	229.915 t	1,575	133	0,085
Huiles minérales	479.012 t	4,790	1.378	0,287
Énergie électrique	10.112.700 kWh	0,009	7	0,777
Totaux et moyenne		6,374	1.518	0,237
Total estimé de la consommation d'énergie des sources commerciales		9,000		
Énergie totale consommée (bois recensé compris)		14,350		

En 1958, les exportations de courant électrique ont atteint 700.000.000 kWh.

Du seul point de vue énergétique, dans les conditions actuelles de l'économie générale, et plus encore dans la perspective de son expansion, le gisement de méthane du lac Kivu, avec son potentiel de 300 milliards de thermies, constitue un appoint considérable pour le Congo belge et le Ruanda-Urundi.

Or, le méthane n'est pas seulement une source d'énergie utilisable sous des formes variées, c'est aussi une matière première de formule simple étalant un immense éventail de possibilités de synthèse [94-98].

**B. — Aspects particuliers de la production, du transport, de l'emmagasinement, de la distribution et de l'utilisation du gaz naturel.**

1. GÉNÉRALITÉS.

L'importance considérable acquise par le gaz naturel n'a été possible qu'au prix de progrès énormes, fruits d'études et de recherches dans tous les domaines depuis celui de la production jusqu'à celui de l'utilisation.

2. ASPECT GÉNÉRAL DE L'EXPLOITATION.

Si ce n'est aux U. S. A. où, disposant d'énormes ressources financières, l'initiative privée a la charge intégrale de l'exploitation, du transport et de l'utilisation du gaz naturel, on constate qu'ailleurs l'intervention financière de l'État est requise dans tous ces domaines.

Les producteurs ont fixé un rythme de production permettant l'amortissement des installations et l'épuisement des gisements en 20 à 30 ans.

Par le jeu des tarifs préférentiels, il est procédé à une orientation des utilisations parmi les industries à meilleure modulation des besoins (les usages ménagers sont, à cet égard, d'intérêt réduit) et selon les exigences de l'économie nationale. Ainsi, par exemple, l'Italie, pauvre en ressources énergétiques, s'est attachée au cours de ces dernières années à répartir l'utilisation du gaz naturel découvert sur son territoire et notamment dans la vallée du Pô. Cette utilisation s'est établie, en 1957 [182a], selon le *Tableau VII*.



Tableau VII. — Utilisation du gaz naturel en Italie, en 1957.

Usages	Millions de m <sup>3</sup>	%
Usages thermiques dans industr. diverses	3.224	64,66
Centrales thermiques	644	13,00
Usages domestiques	516	10,40
Synthèse chimique	359	7,20
Transport	231	4,70
Divers	26	0,04
Total	5.000	100,00

Sur la base d'une telle utilisation, admise comme type, les diverses données recueillies permettent de synthétiser dans le *Tableau VIII*, en ordre de grandeur, les montants des investissements à prévoir, dans les pays à climat tempéré, en vue de l'exploitation annuelle nette de 1 milliard de m<sup>3</sup> de méthane dérivant d'un gaz naturel relativement pur. Pour transposer ces données dans la région du lac Kivu, il suffira de les affecter d'un coefficient d'environ 1,4.

Tableau VIII. — Estimation  
des montants des investissements à prévoir  
en vue de l'exploitation, du transport, de la distribution et  
de l'utilisation annuels de 1 milliard de m<sup>3</sup> N.

Spécification	Montant (10 <sup>3</sup> F)	Spécification	Montant (10 <sup>3</sup> F)
Études, recherches, découvertes	1,50	Usages thermiques ind.	2,0
Exploitation et traitem.	1,00	Centrales thermiques	0,4
Transport	1,50	Synthèse chimique	0,7
Distrib. et raccordem.	0,75	Transports	0,4
		Usages domestiques	p.m.
Total	4,75	Total	3,5
Total général		8,25 milliards de francs	

## 3. TRAITEMENT DU GAZ AVANT LE TRANSPORT.

Les opérations les plus usuelles d'épuration sont, dans le cas d'un gaz relativement pur [122] :

— Élimination du  $\text{CO}_2$  par l'eau avec ou sans pression, ou par lessive de carbonate de soude ou par une solution d'amine ; l'élimination de  $\text{CO}_2$  devient onéreuse pour des teneurs trop élevées ;

— Élimination de  $\text{H}_2\text{S}$ , ordinairement par les amines, éventuellement par liqueur ammoniacale [205], la teneur résiduelle ne devant pas dépasser 5,5 mg au  $\text{m}^3$  ;

— Déshydratation, réduisant la teneur en eau à moins de 0,1 g au  $\text{m}^3$  ; on la réalise par l'emploi de desséchants solides ou liquides ou par réfrigération à  $-73^\circ$  ; aux U. S. A., une installation au triéthylène-glycol coûte environ 0,125 F par  $\text{m}^3$  traité annuellement et le coût de traitement atteint 0,3 à 1 F par 1.000  $\text{m}^3$ , montant à accroître des frais d'amortissement et d'exploitation.

Le méthane, gaz inodore, est nocif ; entrant pour une proportion de 6 à 17 % dans un mélange avec l'air, il rend ce mélange explosif. Plusieurs États des U. S. A. [178] ont rendu obligatoire l'odorisation du gaz naturel. Les produits à ajouter ne peuvent être ni nocifs, ni corrodants. On en a proposé une vingtaine appartenant aux groupes des merkaptanes et des cyclo-sulfures.

## 4. LE TRANSPORT DU GAZ NATUREL.

a. — *A l'état gazeux sous une pression inférieure à 70 kg.*

Le transport du gaz est assuré dans de nombreux pays par des réseaux de *pipe-lines* totalisant soit des milliers ou des dizaines de milliers de km, soit, comme aux U. S. A., des centaines de milliers de km. Dans ce dernier pays [63], les autorisations d'établissement, accordées pour l'année 1958, concernent plus de 7.000 km de canalisations de 2 à 36" estimées à plus de l'équivalent de 31 milliards de francs, tandis que les demandes en suspens au 1-1-1959 intéressaient près de 18.000 km d'une valeur de 77 milliards de francs.

Le plus long *pipe-line* du monde a été récemment installé au Canada. Longue de 3.600 km et d'un diamètre de 600 à 900 mm, cette canalisation, d'une capacité journalière de transport de 15 millions de m<sup>3</sup>, a coûté près de 20 milliards de francs [203].

Aux U. S. A. et au Canada, on estime que le coût du transport doit se maintenir entre 0,02 et 0,04 F par m<sup>3</sup> et par 100 km [35].

Outre la distance à franchir, lorsque le gaz est dépourvu de pression naturelle, le transport met en cause deux facteurs :

— Le diamètre du tuyau qui peut dépasser 1 m mais qui se tient habituellement en dessous de 0,75 m ;

— La pression à donner au gaz, au départ, et qui peut atteindre 70 kg ; elle peut être relevée, en cours de route, par des stations intercalaires ; ordinairement, ces dernières stations sont érigées au fur et à mesure des exigences en fait de capacité de transport.

Lorsqu'il s'agit de transporter un gaz, la notion de diamètre économique — pour lequel les frais de transport, compression comprise, sont minima — fixe ce diamètre et la pression requise.

La réalisation de *pipe-lines* dont on perçoit l'importance en longueur, diamètre et résistance à des pressions élevées, est tributaire des progrès enregistrés dans trois domaines :

- Celui de la compression ;
- Celui de la fabrication des tuyaux ;
- Celui de leur pose.

Aux États-Unis, on prépare des tuyaux en aciers spéciaux de haut *yield strength*, d'un poids et d'un coût sensiblement moindres que ceux des tuyaux classiques.

La technique de la pose a été poussée si loin qu'en bon terrain une équipe pourvue du matériel adéquat, représentant une puissance de travail de l'ordre de 15.000 ch, parvient à poser par journée de travail (toutes opérations comprises) :

- En 600 mm : 2 km ;
- En 400 mm : 3 km ;
- En 200 mm : 4 km ;
- En 150 mm : 6 km .

Les prix de revient du mètre posé, exprimés en francs, peuvent se comparer selon le *Tableau IX*.

Tableau IX. — Coûts comparatifs, exprimés en francs, du mètre de tuyau posé, tous frais inclus [122 et divers] <sup>(1)</sup>.

Diam. mm	États- Unis (1955)	France (1958)	Diam. mm	États- Unis (1955)	France (1958)
100	205	548	400	1.070	—
150	316	687	500	1.440	3.550
200	425	975	600	1.825	5.000
250	565	1.250	650	2.030	—
300	715	1.720	700	2.240	—

Les *tableaux X* et *XI* fournissent quelques indications sur les montants relevés aux U. S. A. et au Canada [35-122].

Tableau X. — Répartition en % du coût d'une conduite en acier de 30" et des frais de transport aux U. S. A. [122].

Coût d'une conduite en %		Frais de transport en %	
Feeder et antennes	74,2	Expl. et entretien	16,4
Compression	7,0	Amortissement	21,0
Mesurage, régulation	0,6	Bénéfice	33,4
Divers	2,2	Taxes	29,2
Terrains, immeubles	0,7	Total	100,0
Organisation générale	1,8	Quote-part des frais dans le prix de vente en % (distr. publ.)	
Études, projets, surveil.	3,5	Production	12
Imprévus	3,0	Transport	24
Intérêts intercalaires	4,0	Distribution	64
Fonds de roulement	3,0	Total	100
Total	100,0		

<sup>(1)</sup> Il faut noter que, de 1955 à 1958, le coût des tuyaux a augmenté de façon sensible aux U. S. A.

Tableau XI. — Coût moyen, en francs, au Canada,  
du transport du m<sup>3</sup> de gaz naturel, sur 100 km  
d'après le volume journalier et le diamètre de la canalisation [35].

Volume journalier millions m <sup>3</sup>	Diamètre de la canalisation			
	24"	30"	36"	42"
2	0,044			
4	0,036	0,042		
6	0,031	0,033	0,045	
8	0,028	0,028	0,032	
10	0,027	0,026	0,027	0,030
12	0,026	0,024	0,024	0,024
14			0,022	0,021
16				0,019

*Note* : Le coût du transport est évidemment affecté par la plus ou moins bonne utilisation de la capacité de la canalisation.

Les conduites en aluminium ont été l'objet d'essais [72]. Quant aux canalisations en matières plastiques, elles ne se prêtent qu'à de faibles pressions et leur domaine reste pratiquement limité à celui de la distribution.

b. — *A l'état liquide, sous pression élevée, à la température ambiante.*

L'abondance du grisou récolté dans le bassin houiller de la Sarre [161] fit envisager la liquéfaction du méthane sous une pression de 350 kg, son transport en cet état en réservoirs de 1 m<sup>3</sup> et sa distribution comme carburant, à la pression de 200 kg, dans des flacons de 78 kg de tare et de 60 l de capacité (équivalent à 10 l d'essence).

En U. R. S. S. [59], la ville de Saratov possédait déjà, en 1955, 5 stations de liquéfaction par compression. Le liquide est emmagasiné dans des récipients de 400 l et distribué sous une pression de 250 kg comme carburant. Le prix de vente du m<sup>3</sup> N s'élève à 0,43 rouble, ce qui fixerait à 0,23 rouble — soit 0,75 F — le coût des opérations inhérentes à la liquéfaction, au transport et à la distribution.

c. — *A l'état liquide, à la pression ambiante, sous basse température (-160°).*

La liquéfaction par refroidissement est d'usage dans la plupart des cas. Une abondante littérature est consacrée à cette opération [156-181-204 et divers].

L'idée d'utiliser du méthane liquéfié pour couvrir les pointes de consommation de gaz de ville fut appliquée à Cleveland (U. S. A.) dès 1941 [48-88 172a]. On disposait à cet effet d'une usine de liquéfaction par refroidissement permettant de traiter 115.000 m<sup>3</sup> de gaz par jour. Le stockage se faisait dans 3 réservoirs sphériques de 2.500 m<sup>3</sup> (capacité liquide) chacun. Le 20 octobre 1944, un réservoir cylindrique, récemment mis en service, en cédant, fut l'origine d'une catastrophe. Parmi les griefs relevés, la fragilité acquise par l'acier était aggravée par les vibrations produites par un chemin de fer voisin : mais le principe de la liquéfaction ne fut pas mis en cause.

L'un des deux projets non réalisés de l'alimentation de Chicago en gaz liquéfié, le projet MORRISON, prévoyait l'utilisation d'une flottille de 8 chalands se déplaçant de 1.600 km sur le Mississippi et l'Illinois [90] pour acheminer 500.000 m<sup>3</sup> de gaz par jour. L'usine de liquéfaction au départ et celle de regazéification à l'arrivée seraient installées sur des chalands. Ce projet reçut, en 1955, un début d'exécution que les lois américaines sur la circulation fluviale et le transport du méthane vinrent interrompre. Les études effectuées et une partie du matériel réalisé devaient servir ultérieurement en Louisiane.

A l'heure actuelle, c'est en U. R. S. S. que l'on trouve, depuis 1955, la seule installation de liquéfaction de méthane de caractère définitif [170-172a-181]. L'usine de liquéfaction, située dans la banlieue de Moscou, traite journalièrement par le cycle « en cascade » environ 100.000 m<sup>3</sup> N de méthane, donnant environ 170 m<sup>3</sup> de liquide, au prix d'une dépense de plus de 0,50 kWh par m<sup>3</sup> liquéfié. Le méthane liquide est emmagasiné dans quatre réservoirs capables de recevoir la production de deux journées.

Conçue pour permettre de couvrir les pointes de consommation en gaz de la ville de Moscou, cette installation a servi de base à des études bien plus vastes dans le cadre de la politique énergétique de l'U. R. S. S. [59-172a]. Une partie de la production est acheminée par camions-citernes, chacun d'eux transportant

1 tonne de méthane, vers diverses localités situées dans un rayon de 100 km et dont ils alimentent le réseau de distribution.

Toujours dans le même esprit, l'utilisation du méthane liquide comme carburant a été étudiée et quelques milliers de véhicules ont été équipés de deux réservoirs adéquats de 300 kg de tare totale et d'une capacité de 80 l ; leur rayon d'action serait de l'ordre de 300 km.

La recherche de débouchés pour le gaz naturel du Vénézuéla, du Moyen-Orient et du Sahara donna lieu à bien des projets et aux expériences récentes de transport, par le *Methane Pioneer*, de méthane liquéfié par refroidissement en provenance de la Louisiane jusqu'à la Tamise [186-194-196]. Ce vieux pétrolier transformé, chargeant 2.000 tonnes et couvrant 9 nœuds, a fourni une série de données pratiques que l'avenir se chargera sans doute d'appliquer : nécessité de prévoir un tonnage de 15.000 à 40.000 tonnes et une vitesse de l'ordre de 16 nœuds, etc. Mais le transport en mer pose bien des problèmes spéciaux ; il suffit d'en citer quelques-uns [91-48], dérivant de la faible densité du liquide, de sa basse température, des vibrations possibles, des tempêtes à prévoir :

- Nature du métal et de l'isolant ;
- Calcul des sollicitations à basse température ;
- Disposition des réservoirs, de l'isolant, des chambres de visite ;
- Lestage ou ballastage pour le retour à vide.

Toutes les difficultés seront surmontées, sans aucun doute, et sans grand délai, mais on conçoit qu'une flotte transocéanique ou transméditerranéenne se construira prudemment, chaque nouvelle unité tirant parti des enseignements de la précédente. Ce n'est pas dans un bien proche avenir qu'une telle flotte déversera en Europe du méthane à un prix hautement compétitif.

Le transport de gaz liquéfié nécessite les installations essentielles suivantes :

- Au départ :
  - Usine de liquéfaction ;
  - Mise au réservoir ;
  - Réservoir de stockage ;

- Mise en citerne de transport.
- Moyen de transport ;
- A l'arrivée :
  - Mise au réservoir ;
  - Réservoir de stockage ;
  - Usine de regazéification ;
  - Envoi sous pression dans le réseau.

Bien des projets se sont attachés à fixer des montants d'investissement et des prix de revient à destination. Bien des chiffres, dont certains sont fantaisistes, traduisant la crainte ou l'espoir ou, encore, tentant de faire une mise au point, ont été cités [16-50-91-108 et autres].

En Arabie séoudite, la majeure partie des 28 millions de m<sup>3</sup> de gaz naturel libérés journallement à l'occasion de l'exploitation du pétrole, restent sans emploi [181-186]. Un double projet vise l'acheminement journalier de 11 millions de m<sup>3</sup> par jour vers l'Europe, soit par une flotte de 20 bateaux, soit par *pipe-line*.

Les bilans du transport par méthaniers ont été établis comme suit :

— Estimation du coût des investissements (en milliards de francs).

Usine de liquéfaction	3,8
Feeders de collecte et stockage	3,0
Flotte de tankers	6,6
Total	<u>13,4</u>

Soit un investissement de 1.255 F par m<sup>3</sup>/jour ou 3,4 F par m<sup>3</sup>/an (Une conduite Irak-Paris exigerait l'équivalent de 1.333 F par m<sup>3</sup>/jour ; son établissement se heurterait à des difficultés diverses).

— Estimation des charges annuelles (en milliards de francs) :

Amortissement en 15 ans avec intérêt à 4,75 % 1,090

Exploitation :

Entretien	0,117
Assurance	0,136
Personnel	0,136
Droit Suez	0,070
	<u>0,459</u>

Pour 3,5 milliards m<sup>3</sup>/an, total : 1,549 milliard F.



— Prix de revient du m<sup>3</sup> rendu port Européen (F) :

Valeur d'achat (y compris gaz consommé)	0,060
Traitement	0,017
Charges annuelles	0,440
Entretien feeders et bénéfice	0,313
Prix de vente C.I.F. du m <sup>3</sup> à 9.000 cal	0,830 F.

Par *pipe-line*, le prix de revient du gaz à 9.000 calories serait de 0,76 F.

Ces chiffres sont à comparer avec le prix d'achat à Londres du gaz manufacturé à 4.250 calories qui atteint près de 0,80 F.

Certaines études [88-89-101-196-204] visent spécialement, de façon toute théorique ou sur la base des enseignements du *Methane Pioneer*, le cas du gaz naturel du Vénézuéla à transporter soit aux U. S. A., soit en Europe.

Les quelques chiffres des *Tableaux XII* et *XIII* permettront de se faire une opinion sur les investissements à prévoir et le prix de revient à escompter.

Tableau XII. — Montant des investissements en vue de la liquéfaction de méthane et transport du Vénézuéla en Grande-Bretagne (3.900 km) et prix de revient [101].

Capacité journalière de liquéfaction de 11,3 millions de m <sup>3</sup> N de gaz.			
<i>Investissements</i> (10 <sup>9</sup> F)		<i>Prix de revient au m<sup>3</sup>N(F)</i>	
Liquéfaction	5,7	Valeur d'achat	0,07 à 0,44
Méthaniers de 40.000 t	4,2	Liquéfaction	0,23
Stockage	1,7	Transport et stockage	0,20
Installations portuaires	0,2	Regazéification	0,03
Regazéification	0,2	Service financier	0,10
Total	12,0	Prix de revient total	0,73 à 1,10
		Prix de vente escompté	1,16 à 1,40

Tableau XIII. — Allure dégressive des investissements  
et des frais de fonctionnement  
selon l'accroissement de la capacité journalière  
de liquéfaction [196].

Montants d'investissements et frais exploitation	Capacité de liquéfaction journalière en milliers m <sup>3</sup> gaz	
	2,800	280,00
Coût usine de liquéfaction (millions de francs)	5,000	300,00
Montant salaires ( <i>id.</i> )	4,000	8,50
Montant entretien et fonct ( <i>id.</i> )	0,150	8,85
Montant consomm. électric. ( <i>id.</i> )	0,425	4,50
	Capacité journalière <i>id.</i>	
	140,0	11.000
Coût install. pomp. et regazéif. (millions de F)	7,5	110
	Contenance en milliers de m <sup>3</sup> N de gaz.	
	250,00	28.000
Coût du réservoir gaz liquéfié (en millions de F)	5,75	250
	Par millier de m <sup>3</sup> N gaz liquéfié et regazéifié.	
Dépense en carburant (F)	90	

Ces quelques chiffres montrent l'intérêt qui réside dans le choix d'une unité de traitement assez importante.

L'acheminement et l'utilisation en Europe du gaz du Sahara a donné lieu à maintes supputations quant aux délais et aux prix de revient [48-172a].

Aux termes d'une information récente reçue de Gaz de France, les deux solutions possibles pour le franchissement de la Méditerranée, c'est-à-dire la conduite sous-marine et le transport par méthaniers, font actuellement l'objet d'études et d'expériences poussées. Gaz de France édifie à Nantes une station expérimentale pour la liquéfaction du gaz naturel et le stockage du méthane liquide.

Des trois importants gisements de gaz naturel découverts au Sahara [48-108], seul celui de Hassi R Mel présente un intérêt immédiat et permanent.

Des 1.800 milliards de m<sup>3</sup> N de gaz qu'il renferme, on espère

pouvoir en récupérer 800 ; en se fixant une durée d'exploitation de 25 ans, la production annuelle pourrait atteindre 32 milliards de m<sup>3</sup>.

Situé à 400 km, à vol d'oiseau, d'Alger, le gisement serait relié à cette ville par une canalisation de 750 km ; les besoins à couvrir en Algérie pourraient, dès à présent, s'élever annuellement à 500 millions de m<sup>3</sup> et atteindre 900 millions de m<sup>3</sup> en 1965. Pour couvrir ces seuls besoins, le transport grèverait le m<sup>3</sup> d'environ 0,4 F ; pour réduire ce coût et tirer parti du potentiel énergétique disponible, l'exportation vers l'Europe s'impose.

A ce jour, il n'existe de canalisations sous-marines qu'aux U. S. A. ; toutefois, leur profondeur d'immersion n'est guère que d'une centaine de mètres. Les tentatives répétées, qui ont heureusement abouti à la pose d'une canalisation ouverte, au large d'Abidjan [6-27-120-153], ont montré les difficultés de la descente d'une tuyauterie jusque 450 m.

La traversée de la Méditerranée va devoir faire face à des profondeurs allant jusqu'à 2.700 m. Si l'on reste sur le plan théorique [36a], les études effectuées ou en cours, basées sur l'expérience acquise, semblent conclure à une possibilité de réalisation. Si l'on se place du point de vue pratique [91], il faut aussi envisager, outre le coût très élevé de réalisation d'une canalisation sous-marine de cette importance et calculée avec un coefficient de sécurité très grand, le risque inhérent aux opérations de pose : un accident survenant au dernier tronçon ruinerait toute l'installation. On a pu estimer qu'une canalisation sous-méditerranéenne ne pourrait concurrencer le transport par méthanier [48] que moyennant une capacité annuelle de transport de 5 à 10 milliards de m<sup>3</sup> et d'un investissement de l'ordre de 25 à 30 milliards de francs.

La solution du transport sous-marin ne se prête pas à un accroissement graduel des quantités acheminées et les espoirs paraissent se porter vers l'utilisation de méthaniers.

Des travaux les plus récents [48-172a] envisageant la liquéfaction du gaz du Sahara au littoral africain et son transport vers divers ports européens, on peut retenir quelques données. Dès que l'on se base sur un prix d'achat — départ puits après traitement — de 0,025 F la thermie (0,225 F le m<sup>3</sup>) et un coût de transport jusqu'à Alger de même import, on peut, d'après

VERRET [172a], aligner les chiffres moyens des *Tableaux XIV* et *XV*.

Tableau XIV. — Estimation des investissements inhérents au transport maritime (liquéfaction, stockage au départ et à l'arrivée, aménagements portuaires, méthaniers de 15.000 t, regazéification) et prix de revient du gaz délivré à l'arrivée, au rythme journalier de traitement de 3 millions de m<sup>3</sup> de gaz.

Postes de dépenses	Destination					
	Marseille, Naples (1.000 km)			Anvers, Londres, (3.500 km)		
	Montants invest. (10 <sup>9</sup> F)	Éléments prix revient		Montants invest. (10 <sup>9</sup> F)	Éléments prix revient	
		thermie (F)	m <sup>3</sup> N (F)		thermie (F)	m <sup>3</sup> N (F)
Coût départ puits		0,0250	0,225		0,0250	0,225
Transport vers Alger		0,0250	0,225		0,0250	0,225
Liquéfaction	0,90	0,0275	0,248	0,90	0,0275	0,248
Transport maritime	0,44	0,0100	0,090	1,00	0,0218	0,196
Installations portuaires	0,12	0,0010	0,009	0,14	0,0010	0,009
Stockage départ et arrivée	0,72	0,0080	0,072	0,94	0,0092	0,083
Regazéification	0,02	0,0035	0,031	0,02	0,0035	0,031
Total	2,20	0,1000	0,900	3,00	0,1130	1,017

Tableau XV. — Estimation des investissements globaux et des frais inhérents à la liquéfaction et au transport maritime du m<sup>3</sup> de gaz naturel originaire du Sahara (coût d'achat et frais d'amenée à Alger inclus dans le prix de revient).

Taux de traitement journalier 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> N	Destination					
	Marseille, Naples, etc.			Anvers, Londres, etc.		
	Montants invest. (10 <sup>9</sup> F)	Prix de revient opérations		Montants invest. (10 <sup>9</sup> F)	Prix de revient opérations	
		thermie (F)	m <sup>3</sup> N (F)		thermie (F)	m <sup>3</sup> N (F)
3	2,2	0,100	0,90	3,0	0,113	1,02
12	6,5	0,091	0,82	9,0	0,105	0,95
24	12,0	0,090	0,81	14,5	0,103	0,93

Ces derniers chiffres représentent une moyenne très modérée parmi ceux résultant des diverses études effectuées ; ils sont bien modestes par rapport à ceux résultant des supputations américaines. Si l'on tient compte du coût d'acheminement du gaz vers les lieux d'utilisation et la nécessité de prévoir quelque profit et quelque taxation, la réalité est assez loin au-dessus des prix parfois cités. Si l'on admet avec MALQUORI [107] que la thermie de gaz classique de la Ruhr se vend, au départ, 0,15 F, on peut conclure que le gaz naturel devra surtout tirer argument d'avantages indirects qu'il procure pour affronter une concurrence qui se révèle âpre. Si l'on se rend compte, alors que règne encore la perplexité, de l'importance des délais qu'impose la réalisation de tels projets, on peut aussi conclure qu'il faudra encore de bien nombreuses années pour que les marchés de l'Europe occidentale soient inondés de gaz naturel importé d'outre-mer.

Ce long exposé vise à rechercher quelques précisions en vue de leur application au Congo belge. La situation s'y présente à l'inverse de celle qui prévaut en Europe. Ici, le gaz naturel importé fait figure d'intrus venant concurrencer les combustibles nationaux sur les lieux mêmes de leur production ; en Afrique centrale, le méthane indigène devrait, d'abord, endiguer l'importation de produits divers.

On aura remarqué que le coût des investissements totaux inhérents à la liquéfaction et au transport maritime du méthane était de l'ordre de ceux exigés pour l'installation d'industries faisant un usage thermique du gaz ; quelques francs par m<sup>3</sup> traité annuellement.

## 5. LE STOCKAGE DU GAZ NATUREL.

Le stockage du gaz naturel est réalisé de deux façons.

Lorsque les conditions géologiques s'y prêtent, on a recours aux réservoirs naturels souterrains ; aux U. S. A., on a développé une capacité de stockage souterrain de plus de 70 milliards de m<sup>3</sup> [39-86].

L'emmagasinement aérien, notamment dans les centres de distribution, se fait sous pression dans des réservoirs cylindriques ou sphériques d'un poids de 25 à 30 kg ou 17 à 18 kg par m<sup>3</sup> N

emmagasiné, contre 30 à 50 kg pour les gazomètres classiques. Le coût d'investissement de tels réservoirs permet une économie de l'ordre de 30 % par rapport à celui des réservoirs ordinaires, pour une capacité de stockage inférieure à 25.000 m<sup>3</sup> N. On peut estimer ce coût à environ 300 F par m<sup>3</sup> N stocké [74-119-176-180].

## 6. LA DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL.

La tendance générale en distribution de gaz est à l'adoption d'une pression de quelques kg dans les réseaux de distribution [37-55-60-68-77 et divers] avec utilisation de canalisations en acier, en cuivre ou en P. V. C. (ce dernier non plastifié et avec incorporation de fongicide) ; le recours aux tuyaux plastiques se fait encore avec prudence et souvent à titre expérimental [25-134-135-137-154]. La distribution du méthane a tiré parti de cette tendance.

Les installations intérieures, en acier ou en cuivre, sont prévues pour une pression d'utilisation du gaz naturel de 0,02 à 0,03 kg, pression obtenue à l'intervention d'un détendeur-régulateur ordinairement placé à l'entrée de l'immeuble.

La distribution de méthane à haut pouvoir calorifique et sous pression élevée, entraîne, par rapport à celle de gaz ordinaire (4.250 kcal) à basse pression, une économie de canalisations pouvant atteindre 75 % ; les frais de pose et l'usage de détendeurs réduit ce taux à un chiffre de l'ordre de 25 %. Il est évident que les brûleurs doivent être adaptés aux conditions de la distribution.

Pour acquérir, en vue de l'élaboration d'avant-projets, une idée suffisamment précise du coût d'établissement d'un réseau de distribution, on peut avoir recours à la notion de réseau équivalent. Cette notion fait appel à la longueur totale du réseau et à la distribution spécifique ; elle aboutit à fixer, pour les valeurs choisies, un coût d'établissement ainsi que son incidence sur le prix de revient du m<sup>3</sup> de gaz distribué.

Ce prix de revient comporte, en outre, divers frais (exploitation, entretien, etc.) ; il est, en fin de compte, régi par divers facteurs parmi lesquels la modulation de la consommation et la valeur spécifique de cette dernière jouent un rôle essentiel. Un réseau ayant été établi, le coût de la distribution variera de 1

à 2,5 selon qu'il fonctionne à la capacité prévue ou au quart de celle-ci.

### 7. POSSIBILITÉS D'UTILISATION DU MÉTHANE.

Le panorama [23-24] des possibilités d'utilisation du méthane est immense et il suffira de s'arrêter à celles pouvant trouver une application en Afrique centrale.

a. — *Comme combustible ou carburant à l'état gazeux et sous pression réduite.*

Il n'est guère nécessaire d'insister sur l'emploi du méthane pour usages ménagers. D'abord exclusivement utilisé à l'état réformé [74-162a], il l'est maintenant sous sa formule naturelle.

Il ne semble pas — du moins à ce jour — que le méthane puisse être employé à des fins domestiques sous pression ou à l'état liquide.

Le méthane trouve un débouché dans la production d'énergie [9-193], soit comme combustible produisant de la vapeur, soit comme carburant actionnant des moteurs alternatifs ou rotatifs à gaz. Aux U. S. A., en 1955, une puissance de 12 millions de ch était développée par le méthane. Le montant des investissements, dans ce domaine, varie de 2 à 4 F par m<sup>3</sup> de gaz utilisé annuellement.

Le méthane, comme source de chaleur, peut remplacer les combustibles classiques dans toutes les industries ; celles-ci exigent également des immobilisations du même ordre d'importance.

b. — *Comme carburant, sous pression élevée.*

L'usage du méthane comprimé, en remplacement de carburants liquides, s'est développé dans le Sud de la France [21], en Sarre [161], en Italie et en U. R. S. S. [59]. La tare des récipients limite cependant à 150 à 300 km autour des points de distribution l'aire de roulage au méthane comprimé.

c. — *Comme réducteur en métallurgie et sidérurgie [152].*

L'emploi de gaz à des fins de chauffage est de pratique courante et le méthane n'a pas manqué de prendre la place qui lui revient.

Le problème crucial est celui de la réduction du minerai. S'il en est — comme ceux de zinc et de plomb — qui s'y prêtent, il en est d'autres, et c'est le cas pour le fer, qui n'ont donné que des résultats insuffisants : la difficulté réside dans la tendance marquée à la carburation des métaux.

On semble s'acheminer vers une transformation du  $\text{CH}_4$  par cracking avant utilisation ; on n'abandonne pourtant pas tout espoir d'emploi direct et cela au taux de 1 à 1,5 m<sup>3</sup> de gaz par kg de fer produit.

d. — *Comme matière première de chimie de synthèse* [54-64-115-125-136].

Dans l'état actuel de l'évolution du Centre africain, l'incursion dans le vaste domaine de la chimie de synthèse sera assez réduite. On limitera momentanément l'horizon à l'ammoniacque et aux engrais qui en découlent, cependant que d'autres engrais ou amendements pourraient être obtenus par voie thermique ou mécanique ; peut-être pourra-t-on se laisser subjugué par l'acétylène et certains dérivés avec l'espoir d'étendre rapidement son champ d'action. L'existence de vastes dépôts de tourbe dans un voisinage assez proche du lac Kivu serait susceptible, pour autant que la qualité de cette tourbe s'y prête, d'attirer l'attention vers la préparation de carburants liquides !

Les investissements requis par la chimie de synthèse varient de 4 à 12 F par m<sup>3</sup> N de gaz consommé annuellement pour les fins prévues. Ainsi, dans nos pays, une installation fournissant annuellement 30 à 60.000 t de caoutchouc synthétique revient entre 1,7 et 2,5 milliards de francs, alors que la tonne de caoutchouc exige environ 7.000 m<sup>3</sup> de méthane ; une usine, produisant 40 à 50.000 t d'ammoniacque d'où dériveront 200.000 t d'engrais, entraîne un montant d'investissements de l'ordre de 1/2 milliard de francs et consomme annuellement 100 à 120 millions de m<sup>3</sup> de méthane.

On notera qu'en 1954 [182], la production totale d'ammoniacque aux U. S. A. a atteint 3,5 millions de tonnes dont 80 % déviaient du méthane.



## 8. QUELQUES USAGES DE L'ANHYDRIDE CARBONIQUE [174].

Les progrès de la technique du traitement, du stockage et de la distribution de ce produit a considérablement élargi le champ de ses utilisations à partir de l'état liquide ou de l'état solide.

Les U. S. A. consomment, chaque année, plus de 600.000 t de CO<sub>2</sub> à des fins diverses. La France, comme la Grande-Bretagne, en emploient quelques dizaines de milliers de tonnes.

Parmi les utilisations susceptibles d'intéresser l'Afrique centrale, il suffit de citer :

- Fabrication de boissons gazeuses ;
- Conservation de denrées périssables ;
- Lutte contre l'incendie ;
- Fabrication d'urée et de sulfate d'ammoniaque.

## 9. SYSTÈMES TARIFAIRES ET PRIX.

Les diverses politiques adoptées se résument comme suit :

- Vente à prix uniforme ;
- Vente en fonction du coût à la livraison ;
- Vente à la valeur d'usage ;
- Vente en fonction de l'utilité sociale ou générale.

On peut combiner les formules [58-85].

En Italie [123], un système mixte lie le prix du gaz à celui des combustibles concurrentiels et favorise les investissements de chimie synthétique (de meilleure uniformité de consommation) par un tarif moins élevé (7,6 l en 1955) que celui des usages industriels thermiques (12,2 l) ; les contrats y sont simples, ce qui favorise les abus d'irrégularité d'utilisation.

En France [10-11-150], le prix de base de départ (Lacq), fixé à 6 FF pour utilisations importantes et de 8.000 heures par an, est indexé sur ceux du fuel lourd et de l'acier. Les gros consommateurs ont le choix entre divers types de contrats allant jusqu'à prévoir l'interruption momentanée de la fourniture ; les distributions publiques appliquent le barème de Gaz de France.

En Pologne [123], un tarif différentiel fixe (1955) le prix du m<sup>3</sup> de gaz naturel à 0,7 zloty pour les usages industriels thermiques et 0,3 zloty pour la chimie de synthèse.

En U. R. S. S. [123], le trust pétrole-gaz cède le gaz aux distributeurs à raison de 0,15 rouble (soit environ 0,5 F) le m<sup>3</sup> ; ceux-ci vendent le gaz à 0,18 rouble (0,6 F) à l'industrie et 0,20 rouble (0,66 F) aux particuliers.

Enfin, aux U. S. A., la diversité des taux moyens de vente est mise en relief dans le *Tableau XVI*.

Tableau XVI. — Production, consommation et prix moyens du gaz naturel aux U. S. A. en 1958.

Spécification	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Prix au m <sup>3</sup> (F)
Production : puits à gaz	254	
puits à pétrole	113	
Prix moyen départ puits		0,21
Ventes totales et prix moyen de vente	345	0,82
Ventes et prix moyens pour :		
Usages résidentiels	77	1,73
Usages commerc (petite util. ind.)	25	1,23
Usages industriels :		
Usages locaux par producteurs	45	0,20
Fabrication de carbon black	6	0,15
Divers	153	0,57
Centrales électriques	39	

### C. — Cas du gaz de Lacq (France).

Découvert en 1951, dans des conditions tragiques <sup>(1)</sup>, à la profondeur de 3.500 m [57-159], le gisement de Lacq, d'après une communication récente de la Société nationale des Pétroles d'Aquitaine, contiendrait 280 milliards de m<sup>3</sup> de gaz dont 200

(1) Le 21 décembre 1951, après avoir traversé un maigre gisement de pétrole à la profondeur de 700 m, un sondage de la Société nationale des Pétroles d'Aquitaine, implanté au pied des Pyrénées, près de Lacq, atteignit une nappe de gaz naturel à la profondeur de 3.555 m. L'abandon des recherches était décidée et aurait dû avoir lieu.

Le gaz entra en éruption non contrôlée démolissant le matériel affecté à sa découverte. Au taux de 300.000 m<sup>3</sup> par jour, ce gaz éminemment toxique et inflammable se déversa dans l'atmosphère et constitua une menace terrifiante pour une vaste région dont les habitants vécurent des semaines d'angoisse.

On eut recours aux moyens les plus variés ; on fit appel à des spécialistes étrangers. Il fallut 52 journées d'efforts et d'héroïsme pour maîtriser la venue.

récupérables. Ces chiffres ne semblent plus sujets à des variations importantes [44-141-187-197].

La mise en exploitation [20-29-57-61-166], à un rythme annuel croissant progressivement et destiné à atteindre, en 1962, 4 milliards de m<sup>3</sup> de gaz épuré, pose bien des problèmes techniques ; ce quota serait accru ultérieurement selon l'importance des réserves. Le gaz [17] est doté, en son gîte, d'une pression de 670 kg et d'une température de 130° C ; il contient 15 % de H<sup>2</sup>S, 10 % de CO<sub>2</sub> et 7 % d'hydrocarbures divers. L'extraction du soufre atteindra annuellement 1,2 à 1,4 millions de tonnes [45] La découverte de conditions géologiques favorables a permis l'aménagement du réservoir souterrain de Lussagnet, à 56 km de Lacq ; ce réservoir sert de volant entre la production et le départ dans les feeders.

L'utilisation de ce gaz pose bien d'autres problèmes. A première vue, aucune difficulté sérieuse ne se dessinait. Pour combler son déficit énergétique [70-76-145-191], la France doit importer annuellement, en combustibles liquides ou solides, l'équivalent de 30 millions de tonnes de charbon, correspondant à 35 % de l'énergie qu'elle consomme. La contribution du gaz de Lacq ne dépasse guère 1/6 du déficit et laisse une large place aux produits du Sahara.

Mais le gaz émane au pied des Pyrénées, dans une région écartée, peu industrialisée et peu apte à accueillir de nouvelles industries [92-192] ; il fallait envisager de l'utiliser ailleurs, au moins en bonne partie. Mais tandis que les combustibles solides ou liquides se transportent aisément n'importe où, en toutes quantités et sans précautions spéciales, il en va autrement avec le gaz. Ce dernier ne peut être économiquement acheminé à distance qu'en masses suffisantes : cette affirmation devait anéantir bien des espoirs.

Le Conseil économique de la République française [31] se saisit de la question et, après des enquêtes menées à travers toute la France [20-84-149-199], approuva des projets de transport et d'utilisation respectant divers impératifs d'ordre social et économique. Ces projets [70] se traduiront par des investissements qui atteindront approximativement l'équivalent de 11,5 milliards de francs pour la production et le traitement, 7 milliards pour le transport [33-84-140-146] suivant environ 1.500 km de

feeders de 200 à 600 mm de diamètre <sup>(1)</sup> (compte non tenu du réseau desservant le Sud-Ouest et déjà alimenté à partir de Saint-Marcet), 3,5 milliards pour l'adaptation et l'extension de la distribution [109], 8 milliards pour des utilisations thermiques, un milliard pour des utilisations chimiques [52], 1/2 milliard pour l'adaptation d'industries diverses [97].

A ces montants doivent s'ajouter [70] les dépenses inhérentes aux recherches et à la découverte du gisement et estimées à 13,5 milliards ; de francs, les intérêts intercalaires atteindront trois milliards, enfin l'adaptation des anciennes centrales thermiques, le déplacement de combustibles nationaux vers de nouvelles destinations, le renforcement des moyens d'évacuation entraîneront un total d'immobilisations d'une paire de centaines de millions de francs.

Ces quelques chiffres, dans la réalisation desquels l'État français intervient pour une bonne part, montrent l'importance des capitaux exigés pour la mise en valeur du gisement. Électricité de France [40-193] jouera le rôle essentiel de consommateur régulateur en absorbant, en 1962, 1/3 de la production dans des centrales thermiques nouvelles ou réformées et en s'effaçant ultérieurement, momentanément ou définitivement, devant les autres utilisateurs. Gaz de France et la Compagnie française du Méthane sont chargés du transport et de la distribution.

Un planning d'exécution fut élaboré ; sa réalisation aboutira à la situation figurée dans le *Tableau XVII*.

Tableau XVII. — Transport et utilisation du gaz de Lacq, dès le second semestre 1961 [31].

Spécification	Millions m <sup>3</sup>	Spécification	Millions m <sup>3</sup>
Production journal. de méthane	13,50	2. Région de Nantes Centrale électr.	0,65
Transport et utilisation		Dist. publ. et ind. diverses	0,35
1. Région sud-ouest Distr. pub. et ind. diverses	1,90	3. Région Lyon-Saint-Étienne	3,10
Synthèse chimique	0,40	4. Région de Paris	4,30
Centr. therm.	2,80	Total	13,50

(1) L'éventualité du transport du gaz de Lacq à l'extérieur des frontières est exclue, contrairement aux rumeurs.

Si l'on établit les bilans annuels de production et de transport [62-70], on aboutit à un prix de revient départ gisement de l'ordre de 0,35 F le m<sup>3</sup> de gaz et à un coût moyen de transport de 0,22 F (0 à 0,4 F selon distance). La distribution publique exige en moyenne 1,2 F au m<sup>3</sup>. On notera que le prix de revient assez élevé au départ résulte de l'importance du traitement préalable requis.

En pratique, et tout en accordant un tarif préférentiel aux utilisateurs du Sud-Ouest, le prix de vente aux industriels est fixé selon l'éloignement et est maintenu à un taux concurrençant le mazout ; les particuliers doivent supporter les charges d'une distribution devant faire face à des besoins très irrégulièrement répartis dans le temps : leur tarif est de 80 à 200 % plus élevé que la valeur de l'équivalent mazout. Divers types de contrat [10-11-69 et divers] visent à régulariser la consommation.

Si l'on note que l'intérêt général fut l'objectif qui guida toutes les dispositions arrêtées, on aura acquis une vue d'ensemble assez complète de toutes les mesures prises pour faire face à la situation créée par la découverte du gisement de Lacq.

Cette situation ne manque pas d'analogie avec celle provoquée par le gisement du lac Kivu.

#### **IV. Données pour la mise en valeur du gisement de méthane du lac Kivu.**

##### **A. — Connaissance du gisement.**

###### **1. CARACTÉRISTIQUES DIVERSES.**

Le lac Kivu est essentiellement constitué par deux barrages volcaniques délimitant une cuvette dans une ancienne vallée large et profonde. Les épanchements de lave ont ménagé une place relativement réduite, reportée vers le Nord, aux profondeurs dépassant 300 m.

Les données du travail de D. M. SCHMITZ et J. KUFFERATH [158] permettent de dresser le *Tableau XVIII*. Ce dernier fait état de l'accroissement de la teneur de l'eau en gaz avec la profondeur, un certain avantage restant au CO<sub>2</sub> si l'on tient compte de la teneur en gaz demeurant en solution.

Tableau XVIII. — Teneur des eaux profondes en gaz désorbables et importance des volumes de gaz mesurés aux conditions locales.

Prof. (m)	Composition du gaz désorbable		Composit. de la nappe en gaz désorbable		Importance des volumes de gaz désorbables mesurés aux conditions locales (25°-640 mm)									
	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	Div.	Rapport des vol.			Vol. eau (km <sup>3</sup> )	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub>		Divers		Gaz total (km <sup>3</sup> )
				Gaz tot. eau	CH <sub>4</sub> eau	CO <sub>2</sub> eau		CH <sub>4</sub> eau	Vol. (km <sup>3</sup> )	CO <sub>2</sub> eau	Vol. (km <sup>3</sup> )	Div. eau	Vol. (km <sup>3</sup> )	
275	26,2	71,7	2,1	1,20	0,316	0,860	26,5	0,363	9,6	1,03	27,3	0,027	0,71	37,61
300	24,8	73,4	1,8	1,62	0,412	1,190								
325	24,1	74,0	1,9	1,86	0,448	1,375	45,9	0,443	20,3	1,38	63,0	0,035	1,61	84,91
350	22,9	75,0	2,1	2,06	0,471	1,540								
375	22,4	75,8	1,8	2,12	0,475	1,610	32,4	0,476	15,4	1,61	52,0	0,038	1,23	68,63
400	21,7	77,3	1,0	2,22	0,480	1,720								
425	20,7	78,1	1,2	2,32	0,480	1,810	19,5	0,487	9,5	1,81	37,0	0,028	0,55	47,05
450							5,1	0,500	2,5	2 ?	10,2	0,021	0,10	12,80
Gaz désorbables : Totaux et moyennes							129,4	0,443	57,3	1,438	184,5	0,032	4,20	251,00
Gaz totaux : Totaux et moyennes estimés								0,473	60,6	2,198	269,8	?	?	?

Pour aborder l'exploitation, des chiffres tels que ceux cités doivent être étayés par un nombre suffisant de mesures ; ce nombre sera fixé par l'irrégularité de la répartition des gaz.

La connaissance d'autres caractéristiques est indispensable.

A signaler parmi ces dernières :

— La topographie du fond du lac ; d'après une aimable communication de M. A. CAPART, directeur de l'Institut royal des Sciences naturelles de Belgique, un levé détaillé du fond du lac Kivu a été réalisé ;

— La densité réelle de l'eau et sa loi de variation avec la profondeur : éléments essentiels, ainsi qu'il apparaît plus loin ;

— La composition réelle de l'eau aux divers niveaux.

## 2. ORIGINE DU GISEMENT.

Il ne paraît pas douteux que le gisement doive être attribué, au moins dans sa partie essentielle, à la décomposition de matières organiques [14-110-160-165-168-169].

Le processus de formation du gaz de marais est connu depuis longtemps. On a tiré parti des possibilités ouvertes par cette altération bactérielle pour réaliser des installations de production de méthane par voie biologique [157-173]. Le gaz, produit à partir de déchets végétaux, de fumier, d'ordures ménagères, contient environ 62 % de méthane et 38 % de  $\text{CO}_2$  ; son pouvoir calorifique, de l'ordre de 5.900 kcal, le désigne pour de multiples usages.

Si, au point de vue exploitabilité, le gisement du lac Kivu reste, à ce jour, le seul qui ait été signalé, des conditions analogues ont été relevées en divers endroits [15-36-167].

Il est vraisemblable que le lac Kivu offre les conditions indispensables à une synthèse biologique du méthane : organismes aquatiques fournissant la matière première ; température, salinité et profondeur permettant la prolifération et l'action de bactéries. Si les facteurs sédimentologiques et tectoniques étaient ou devenaient favorables, on assisterait à la constitution d'un gîte de gaz naturel.

La teneur élevée en  $\text{CO}_2$  (environ 79 % au total) est assez déconcertante. Sans nier la possibilité d'intervention des volcans, on doit cependant noter que :

— Il existe bien des gisements de gaz naturels, sans relation directe apparente avec des apports volcaniques, et dont la teneur en  $\text{CO}_2$  varie de 50 à 100 % : on en est réduit aux supputations pour expliquer la chose [46-103-148-206].

— Certaines parmi les nombreuses synthèses bactérielles réductrices possibles [160] peuvent donner jusque 65 % de  $\text{CO}_2$  ; il existe aussi des actions oxydantes pouvant engendrer du  $\text{CO}_2$  en propositions diverses [207].

L'existence probable d'éléments rares tels que l'iode, le radon etc., ne constituerait pas un argument décisif en faveur de l'apport d'émanations volcaniques. L'avidité des micro-organismes, comme de la matière organique en général, s'exerce à l'égard de toutes les substances, y compris les radio-actives [26-160] ; ces dernières peuvent dériver de bien des roches par l'intermédiaire des eaux superficielles et, plus encore, par celui des eaux minérales.

De telles discussions resteront purement académiques si elles ne visent pas à préciser la permanence de la constitution du gisement ou l'existence d'extensions possibles. A ce dernier égard il serait intéressant de connaître la nature, l'épaisseur et la constitution des sédiments tapissant le fond du lac.

#### **B. — Aspect général de l'exploitation.**

Les perspectives générales ouvertes par le gaz du lac Kivu à l'égard de l'économie congolaise ont été schématisées plus haut. Fatalement, les besoins de cette économie en énergie vont s'accroître largement. La cadence de cette évolution découlera de maints facteurs, il est souhaitable qu'elle soit rapide.

Actuellement on se trouve, dans le voisinage du lac Kivu, devant des sources d'énergie hydroélectrique déjà équipées mais insuffisamment utilisées. Il n'est pas d'exemple, en pays neuf et spécialement au Congo, que telle situation se prolonge. Il n'empêche que la situation momentanée doive être envisagée et que les dispositions à adopter doivent éviter de compromettre les investissements déjà consentis. On fera chose utile en définissant des domaines d'utilisation : à l'électricité on concéderait ceux de l'éclairage et de la force motrice ; au méthane ceux du chauffage, du transport et de la synthèse chimique.



Des pages qui précèdent on aura retenu l'opinion que le rendement optimum des opérations en relation avec le gaz — tant dans l'intérêt général que pour leur rapport direct — réside dans la mise en œuvre de volumes aussi importants que possible : une limite supérieure est fixée par un délai raisonnable d'amortissement et par l'importance du gisement ; on pourrait rechercher quel est le seuil de la rentabilité.

Sur la base de telles considérations, si l'on se fixe une durée d'épuisement et d'amortissement de 30 ans, le taux annuel souhaitable d'exploitation se chiffre à environ 1,2 milliard de m<sup>3</sup> N bruts ; cette quantité, comme on le verra, laisserait 1 milliard de m<sup>3</sup> disponibles.

Une question se pose immédiatement. Que deviendront, au terme de cette période, alors que les réserves de méthane du lac Kivu seront épuisées, toutes ces industries à l'épanouissement desquelles ce gaz aura contribué ? Pour autant que l'on soit encore, alors, à l'ère des hydrocarbures, les régions desservies auront des besoins suffisants pour justifier l'acheminement économique de produits liquides ou gazeux en provenance de l'Est, du Nord-Est ou même du Nord : les installations à prévoir ne peuvent ignorer cette éventualité.

Une telle quantité de méthane, de l'ordre du milliard de m<sup>3</sup> l'équivalent de près des 3/4 de toute l'énergie d'origine industrielle actuellement consommée au Congo belge et au Ruanda-Urundi, ne se placera pas aisément du jour au lendemain. Les besoins immédiats, partant de peu de choses — et encore s'attachera-t-on, dès le départ, à faire face au maximum de besoins —, croîtront selon une loi géométrique. On sera bien inspiré en plaçant l'intérêt général à long terme au premier plan des préoccupations plutôt que de se laisser guider par le souci du bénéfice immédiat : on fera bonne chose en inscrivant les premières réalisations dans le cadre des possibilités extrêmes dans le temps et dans l'espace.

Une vaste enquête économique préalable devrait précéder les réalisations. Elle s'attacherait à définir, dans le présent et pour l'avenir, la nature et le lieu des utilisations possibles du méthane, soit comme produit de remplacement, soit comme base à l'extension d'affaires existantes ou à la création de nouvelles industries.

Des chiffres précédemment cités et de ceux qui seront avancés plus loin, on peut fixer, dès à présent, en ordre de grandeur, les montants d'investissements requis. L'objectif idéal énoncé ci-dessus, compte tenu d'un coefficient d'adaptation aux conditions locales, compte tenu aussi de la réduction des dépenses inhérentes aux études et à la mise en exploitation, exigerait un total d'immobilisations de 8 à 10 milliards de francs.

### C. — Captage et extraction du gaz.

#### 1. INTRODUCTION.

Les suggestions formulées dans ce chapitre sont affectées par l'hypothèse introduite au sujet de la variation de la densité de l'eau du lac et par l'ignorance de la loi suffisamment précise de la libération des gaz.

#### 2. LA PRISE D'EAU.

##### a. -- Généralités.

##### 1° Situation générale.

Les eaux du lac se présentent comme un ensemble « stratifié ». La teneur en gaz désorbables croît avec la profondeur. A 275 m, elle est de 1,2 dont 0,316 de  $\text{CH}_4$  ; à 425 m, elle atteint 2,32, dont 0,48 de  $\text{CH}_4$ .

Il est possible que la limite supérieure exploitable puisse être relevée ; cette hypothèse dépend de la nécessité de créer un débit permanent suffisant.

Mais on doit éviter de créer, dans l'eau, des perturbations qui constitueraient un mélange trop pauvre ; on doit aussi éviter de laisser les prélèvements prendre une allure anarchique.

##### 2° Conditions auxquelles un captage doit satisfaire.

- I. — Éviter le brassage de l'eau ;
- II. — Fournir un gaz de composition constante correspondant à la moyenne du gisement ;
- III. — Épuiser le gisement dans les limites du possible ;

- IV. — Assurer la permanence du débit requis avec possibilité de réglage ;
- V. — Être à l'abri des tempêtes ;
- VI. — Résister à la corrosion ;
- VII. — Être aisément reliable à la côte.

### 3° Conséquences de prélèvement(s) non ordonné(s).

Dès qu'un tube est descendu dans l'eau, il suffit d'un pompage <sup>(1)</sup> réduit d'amorçage pour que, sous l'effet du gaz qui se désorbe dès la profondeur d'environ 150 m, la colonne d'eau du tube devenant plus légère, un mouvement de remontée automatique se perpétue : d'où la tendance à effectuer des prélèvements n'importe où et n'importe comment.

Qu'arriverait-il si cette tendance se matérialisait, au moins dans des proportions exagérées ?

Mise à part la propension à écrémer le gîte en s'adressant aux zones les plus riches, en profondeur, si le prélèvement s'effectue de façon ponctuelle mais multipliée de façon désordonnée on aboutira aux constatations du genre de ce qui suit :

— Un prélèvement va se trouver avoir affaire à des masses d'eau moins profondes avec double conséquence :

- Débit plus restreint ;
- Teneur en gaz utile plus faible ;

— Des prélèvements voisins vont s'influencer et chacun finira par se trouver devant une situation imprévue.

On risque d'aboutir à des perturbations dans le gisement et, notamment, à l'appauvrir jusqu'à le rendre inexploitable.

### 4° Conclusion.

A la lumière des desiderata résultant des craintes justifiées que l'on peut nourrir, une bonne exploitation doit respecter des règles assez rigides.

b. — *Essai d'application de la loi d'hydrodynamique au cas du prélèvement d'eau dans le lac Kivu.*

#### 1° Expression de la loi.

Une masse liquide de quelque importance est ordinairement

(1) Principe invoqué par le brevet n° 4369 délivré à l'U. C. B. par le Ministère du Congo belge et du Ruanda-Urundi.

caractérisée par un gradient de densité, uniforme ou variable, désigné par  $\Delta\delta$  et traduisant l'accroissement de densité par m de profondeur.

Cet accroissement peut résulter de l'action conjuguée de trois types de variations : de la température, de la quantité de matière en solution ou en suspension, de la pression.

Il est notoire que, dans d'importantes masses liquides, telles que celles des mers et de lacs, le gradient de densité détermine une « stratification » régulière du liquide en couches horizontales dotées d'une grande homogénéité selon des surfaces étendues.

On peut se proposer, à l'aide d'un moyen d'extraction ou de pompage quelconque ou, plus précisément dans le cas du lac Kivu, en tirant parti de la libération naturelle des gaz inclus dans l'eau, de procéder, à l'intérieur ou à la base du liquide, là où le gradient de densité est  $\Delta\delta$ , à un prélèvement localisé autour d'un point au taux horaire de  $q$  m<sup>3</sup>. Pour autant que  $q$  soit assez faible par rapport à la totalité de la masse liquide, le prélèvement est alimenté par l'afflux d'une couche horizontale de liquide ; cette couche se comporte comme si elle glissait vers le point de prélèvement.

Les mesures expérimentales [120] permettent de déterminer la relation donnant l'épaisseur  $h$  de la couche intéressée ; elle s'exprime comme suit :

$$h = 0,054 \frac{q^{0,212}}{\Delta\delta^{0,47}}$$

$h$  se répartit vers le haut et le bas selon la verticale passant par le point de prélèvement.

En faisant usage d'échelles logarithmiques, cette loi se traduit par des droites parallèles (*fig. 1*).

## 2° Estimation du gradient de densité.

A défaut de données résultant de mesures directes, mesures auxquelles il est nécessaire de procéder, il faut avoir recours aux supputations.

Le gradient total de densité des eaux du lac Kivu, entre 250 et 450 m comprend :

- Gradient dû à la température néant
- Gradient dû à la salinité croissante et à l'in-

intervention des gaz restant dissous (la densité passe de 0,999 à 1,001 entre 0 et 350 m)	+ 0,000005715
— Gradient dû aux gaz libérables, estimé à :	+ 0,000006
— Gradient dû à la pression :	de + 0,00000197
	à 0,0000048

Une certaine indétermination se glisse dans l'intervention de la pression comme suite à la divergence des données à ce sujet. Mais la compressibilité de l'eau, souvent niée, est un fait certain ; elle est telle que, si elle disparaissait, le niveau des océans remonterait de 60 m.

Avec les hypothèses introduites, le gradient total de densité s'établit entre 0,000013685 et 0,000016515.

3° Principe de la solution au problème du captage.

Sur la *Fig. 1*, deux droites parallèles et voisines délimitent les conditions opérationnelles vers la profondeur de 350 m.

Sur la base de la teneur moyenne en méthane des eaux profondes du lac donnée par le *Tableau XVIII*, le volume d'eau à extraire pour assurer la production, par libération naturelle, d'une quantité déterminée de méthane s'établit selon le *Tableau XIX*.

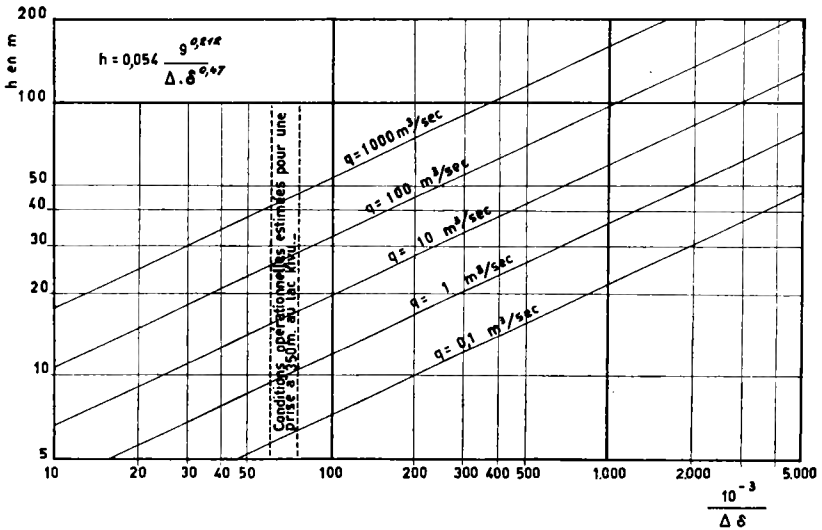


FIG. 1. — Estimation de l'épaisseur ( $h$ ) de la lame d'eau aspirée, en relation avec le débit ( $q$ ) et le gradient densimétrique ( $\Delta \delta$ ).

Tableau XIX. — Estimation des volumes d'eau à extraire du lac Kivu pour assurer une production déterminée de méthane (en m<sup>3</sup> mesurés aux conditions locales).

Production de méthane		Volume eau requis (m <sup>3</sup> /s)	Production de méthane		Volume eau requis (m <sup>3</sup> /s)	Production de méthane		Volume eau requis (m <sup>3</sup> /s)
par jour (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	par an (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		par jour (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	par an (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		par jour (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	par an (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	
1	0,350	0,026	20	7,0	0,52	300	105	7,8
2	0,700	0,052	30	10,5	0,78	500	175	13,0
3	1,050	0,078	50	17,5	1,30	1.000	350	26,0
5	1,750	0,130	100	35,0	2,60	2.000	700	52,0
10	3,500	0,260	200	70,0	5,20	3.000	1.050	78,0

Pour limiter l'exposé, on peut se proposer de rechercher la façon d'extraire l'entièreté de la tranche d'eau présumée intéressante, soit, par exemple, entre les profondeurs de 275 et 425 m, alors que le débit maximum est imposé. Comment pourra-t-on obtenir tout débit moindre en mettant à contribution la totalité de la tranche fixée ?

Les diagrammes de la *Figure 1* montrent l'impossibilité matérielle d'épuiser cette tranche par un seul point de prélèvement.

La solution de la partie essentielle du problème consiste à étager convenablement plusieurs points de prélèvement, chacun d'eux fonctionnant à un taux partiel, suivant une verticale ou au voisinage d'une verticale ; rien d'essentiel ne s'oppose cependant à la dispersion des points de prélèvement dès que l'étagement est réalisé <sup>(1)</sup>.

Le *Tableau XX* fournit cette solution.

<sup>(1)</sup> Selon les termes du brevet n° 6003 accordé conjointement à la RÉGIDESO et à l'auteur par le Ministère du Congo belge et du Ruanda-Urundi.

Tableau XX. — Nombre d'orifices à répartir entre les profondeurs de 275 m et 425 m pour mettre à contribution l'entièreté de la tranche d'eau comprise entre ces niveaux selon le débit requis, supposé maximum.

Cas d'un seul orifice		Nombre d'orifices entraînant une lame d'eau de 150 m	Débit eau (m <sup>3</sup> /s)	Débit CH <sub>4</sub>	
Débit eau (m <sup>3</sup> /s)	Hauteur de la lame			milliers m <sup>3</sup> par jour	millions m <sup>3</sup> par an
0,001	2,30 m	65	0,065	2,5	0,88
0,002	2,70 m	56	0,112	4,3	1,50
0,005	3,30 m	46	0,230	8,8	5,35
0,010	3,80 m	40	0,400	15,4	3,53
0,020	4,45 m	34	0,680	26,2	9,20
0,050	5,30 m	28	1,400	54,0	18,80
0,100	6,30 m	24	2,400	92,5	32,20
0,200	7,20 m	21	4,200	162,0	56,30
0,500	8,70 m	17	8,500	328,0	114,00
1,000	10,00 m	15	15,000	580,0	201,00
2,000	11,50 m	13	26,000	1.000,0	348,00
5,000	14,00 m	11	55,000	2.120,0	738,00
10,000	16,50 m	9	90,000	3.470,0	1.210,00

De ce tableau, déduit de la *figure 1*, il apparaît que plus le débit requis est faible plus le nombre d'orifices à étager est grand.

En pratique, le problème se complique, comme il a été prévu, par la nécessité de passer d'un débit maximum à un autre, ou inversement, afin de pouvoir à tout moment régler le débit d'un gaz de composition uniforme. La solution résulte des données du tableau et peut s'énoncer comme suit :

Aménager un nombre d'orifices correspondant au débit minimum exigé, chaque orifice étant toutefois susceptible de fournir sa quote-part du débit maximum et pouvant fonctionner à tout débit requis.

S'il s'agissait d'un prélèvement par des pompages dont on pourrait régler le débit, la réalisation de ce principe ne présenterait aucune difficulté. Dans le cas précis envisagé, la remontée

de l'eau sera assurée par l'émulsion du ou des gaz se libérant dès une certaine profondeur ; le détail de la disposition et du diamètre des orifices de prélèvement devra résulter de calculs ou d'essais : il reste évident que la remontée de l'eau peut, le cas échéant, être activée par l'intervention d'un système de pompage complémentaire.

### 3. — SUGGESTIONS

#### EN VUE DE L'ÉTABLISSEMENT D'UN PRÉLÈVEMENT.

On peut concevoir le dispositif de captage comme étant constitué par un faisceau de tubes, dont l'orifice inférieur de chacun déboucherait au niveau requis : ces tubes aboutiraient en surface ou se réuniraient en une conduite maîtresse. On peut aussi le concevoir sous la forme d'un tube unique, à diamètre décroissant vers le bas, percé d'orifices — avec ou sans ajutages — aux endroits convenables.

On peut imaginer qu'un tel dispositif plonge verticalement dans l'eau du lac ; dans ce cas, divers problèmes vont se poser en relation avec la stabilité de l'ensemble flottant, la nécessité d'un raccordement à la rive et l'aménagement de la cloche de récolte. Rien ne s'oppose [6-120] à ce que ce dispositif soit posé sur un versant assez abrupt, mais assez régulier ; il faut éviter que des ondulations du soubassement ne favorise la formation de poches de gaz.

Faut-il s'orienter vers le prélèvement unique ? Certainement pas. Le choix de prises multiples permettra de réduire les frais de transport. Ayant établi un plan, si théorique soit-il, de l'utilisation du gaz, on divisera le gisement, par la pensée, en secteurs d'exploitation correspondant aux régions d'utilisation et on recherchera, pour chacun d'eux, la meilleure situation d'un point de prélèvement.

Que se passe-t-il dans un tuyau réalisant le captage et dont l'orifice se trouverait, par exemple, à la profondeur de 350 m ?

A cette profondeur, sous une température de 25° C, le taux de saturation de l'eau en méthane — supposé être le seul gaz dissous — est d'environ 1. Or, l'eau des profondeurs ne contient guère qu'un taux moyen de 0,473 de méthane. Cette eau doit remonter jusqu'à un niveau tel que la pression encore supportée soit équivalente à celle exercée par une colonne d'environ 140 m



de liquide de densité 1, pour que le méthane commence à se désorber. Ce chiffre ne fixe pas la profondeur où le phénomène débute : en effet, le mélange eau et méthane, constituant la partie supérieure de la colonne, est doté d'un poids spécifique inférieur à l'unité.

Or, non seulement il faudrait appliquer un raisonnement analogue au  $\text{CO}_2$ , mais ce dernier accompagne le méthane, au même titre que d'autres gaz existant en minimes proportions.

A défaut de pouvoir procéder à une analyse complète — et qui serait indispensable — des phénomènes, on doit se limiter à admettre, en toute première approximation, que la libération du méthane commence, en moyenne, vers la profondeur de 157 m, tandis que celle de l'anhydride carbonique débute vers 20 m ; les gaz des tranches d'eau plus profondes se libèrent plus rapidement <sup>(1)</sup>.

Dès que la remontée de la colonne d'eau délimitée par le tube est amorcée, par l'intervention momentanée d'un moyen de pompage, le mouvement ascensionnel va se perpétuer sous l'empire de deux types de sollicitations :

— Celle résultant de la réduction de densité du contenu du tube ;

— Celle découlant de la tendance à l'expansion et à l'échappement des gaz libérés.

L'importance de la charge résultant du premier type de sollicitation pourrait être exactement calculée : elle est de l'ordre de 1,1 kg en moyenne. Peu tributaire de la longueur du tuyau, elle croît cependant d'abord assez sensiblement avec la profondeur de la tranche d'eau mise à contribution pour se stabiliser ensuite vers 1,25 kg. Elle est indépendante de la vitesse d'écoulement de l'eau.

L'effet de l'expansion des gaz libérés semble ne pouvoir être mesuré que par des essais. Il pourrait être en relation avec la longueur du tuyau et avec la vitesse d'écoulement.

La charge totale développée assure un certain débit en surmontant la résistance développée par le tuyau : cette relation est extrêmement complexe. La valeur absolue du premier terme

<sup>(1)</sup> Tous ces chiffres, cités à titre indicatif, devraient être précisés par des études expérimentales.

varie et son influence se répartit sur le trajet du cheminement : plus celui-ci sera long, plus le débit sera réduit. Quant au dernier terme, il dérive d'une juxtaposition de liquide, dont la vitesse s'accroît selon une loi géométrique et de gaz qui envahissent un espace croissant selon une règle analogue.

Les puits à pétrole avec gaz inclus, posent des problèmes identiques. Dans le cas envisagé, des expériences pourraient fixer la formule mathématique de la circulation de l'eau se chargeant de gaz : on en déduirait avec précision le débit à escompter d'une canalisation de diamètre et de longueur fixées. On imagine aisément qu'un débit régulier est tributaire du maintien des gaz en fine émulsion, ce qui n'est possible que moyennant une vitesse de remontée suffisante.

Il a été proposé plus haut de recourir à une seule canalisation pourvue d'orifices et posée sur le versant du rivage : dans ce cas des ajutages s'imposent. On fera choix d'une pente aussi forte et aussi régulière que possible. L'examen des documents topographiques entraîne la conclusion que la tuyauterie, qui descendrait jusqu'à la profondeur de 425 m, pourrait avoir une longueur de 2 à 3 km.

Si l'on choisit <sup>(1)</sup> comme unité de production annuelle, 20 millions de m<sup>3</sup> de méthane disponible, quantité susceptible — notamment au départ — d'être réduite à 5 millions de m<sup>3</sup>, il faudrait faire usage d'un tuyau d'un diamètre de l'ordre de 0,60 m dans son tronçon supérieur tout en se réduisant vers le bas et pourvu de 40 orifices convenablement étagés. Ces données devraient être précisées par des essais. La disposition des appendices serait tributaire du profil du fond ; les orifices seraient à l'abri de l'ensablement.

Un tel tuyau devrait, en outre, rencontrer deux desiderata :

- Etre assez souple pour épouser suffisamment l'allure du fond ;
- Résister à la corrosion.

L'emploi d'un tube mixte, composé d'une alternance de sections en acier avec revêtements plastiques et de sections en caoutchouc, répondrait aux conditions imposées [120].

<sup>(1)</sup> L'exposé qui suit fera état, sauf indications contraires, de volumes exprimés en m<sup>3</sup> N et il sera supposé que le gaz contient 95 % de méthane. Le cas échéant, il y aurait lieu d'apporter les corrections nécessaires.

## 4. LA RÉCOLTE DU GAZ.

a. — *Examen des solutions.*

Il est essentiel d'obtenir un gaz aussi riche que possible en méthane. On a affaire à un mélange dans lequel le  $\text{CO}_2$  occupe la place essentielle. On doit donc prévoir la nécessité soit de séparer le  $\text{CH}_4$  de ses accompagnateurs, soit de recourir à tout artifice permettant de disposer de  $\text{CH}_4$  pratiquement pur.

La mise en solution de gaz dans l'eau exige une importante dépense d'énergie ; lors de leur libération, les gaz restituent cette énergie. Dans le cas envisagé, elle est, notamment, utilisée à la remontée des eaux de profondeur. Quitte à voir se réduire le débit, ce qui peut être compensé par une amplification d'installations statiques ou par l'intervention d'une source d'énergie extérieure, on peut envisager d'utiliser une partie de cette énergie à l'obtention d'un produit réunissant certains caractères : du méthane pratiquement pur et doté d'une certaine pression.

On pourrait admettre l'opportunité de récolter la totalité du mélange gazeux naturellement désorbé et de procéder à une séparation des constituants : il faudra mettre en œuvre des moyens mécaniques assez onéreux — avec les aléas qu'ils comportent — , nécessitant une consommation d'énergie dérivant par exemple, du méthane récupéré. Cette intervention peut être évitée à bon compte en tirant parti de la loi de libération des gaz.

On est ainsi amené à opposer deux solutions :

— Celle, assez simpliste, de la récolte de l'intégralité des gaz naturellement désorbés aux conditions atmosphériques locales, mais avec traitement subséquent ;

— Celle de la récolte, notamment en profondeur, de méthane pratiquement pur et même doté d'une certaine pression imposée.

La première solution, ou de préférence une solution mixte, pourrait se concevoir dans le cas d'utilisations en chimie de synthèse, utilisations exigeant un mélange de  $\text{CO}_2$  et de  $\text{CH}_4$ . Ce sera vers la seconde formule que l'attention se portera.

b. — *La solution simpliste.*

## 1° Aperçu général.

On peut laisser remonter la colonne d'eau jusqu'au niveau du lac et, de façon simple, séparer le gaz de l'eau. On aura réalisé les meilleures conditions de fonctionnement du dispositif de captage qui fournira le maximum de débit en eau et en gaz.

Mais on va se trouver en présence d'un gaz extrêmement pauvre, qu'il va falloir enrichir, et pratiquement dépourvu de pression, qu'il va falloir lui donner.

2° Enrichissement en  $\text{CH}_4$  par barbotage dans l'eau dépourvue de pression.

Dans l'hypothèse d'une opération parfaite, le bilan d'une opération simple, mais supposée suffisante, se présentera comme suit, étant entendu que l'enlèvement du  $\text{CO}_2$  sera accompagné d'un entraînement de  $\text{CH}_4$  en solution :

— Gaz mis en œuvre : 1,18 m<sup>3</sup> de  $\text{CH}_4$  et 3,9 m<sup>3</sup> de  $\text{CO}_2$  ;

— Quantité d'eau requise à 4 m de dénivellation moyenne : environ 5 m<sup>3</sup> ;

— Énergie dépensée : 20.000 kgm utiles au rendement total supposé de 20 % (groupe de pompage au moteur à gaz) soit 100.000 kgm bruts correspondant à 235 kcal dérivant de 0,03 m<sup>3</sup> de  $\text{CH}_4$  pur ;

—  $\text{CH}_4$  disponible récupéré : 1 m<sup>3</sup> ; le solde (0,18 m<sup>3</sup>) étant soit enlevé avec  $\text{CO}_2$  (0,15 m<sup>3</sup>), soit utilisé au traitement (0,03 m<sup>3</sup>) ;

— Coût de l'opération d'élimination du  $\text{CO}_2$  par m<sup>3</sup>  $\text{CH}_4$  recueilli :

— Dépense ou perte d'environ 0,18 m<sup>3</sup> de  $\text{CH}_4$  par m<sup>3</sup> utile ;

— Frais de fonctionnement et d'amortissement d'une installation de pompage et de barbotage de gaz.

Il est douteux que l'on puisse récolter du gaz titrant plus de 90 % de méthane.

On estimera sans doute devoir éviter de restituer au lac Kivu de grandes quantités d'eau saturée de  $\text{CO}_2$  ; on doit ramener la teneur à un chiffre normal par simple aération de l'eau ou par un autre procédé d'élimination de  $\text{CO}_2$ , ce qui se ferait immé-

diatement après le barbotage. L'essentiel du coût de l'installation sera défini par la nécessité d'obtenir du  $\text{CH}_4$  relativement très pur.

### 3° Divers.

Il existe d'autres méthodes d'enrichissement du gaz brut :

- Utilisation de substances diverses en solution ;
- Enrichissement sous pression ;
- Traitement chimique.

La première, bien plus onéreuse, ne devrait être envisagée que dans le cas de pénurie d'eau : elle fixe une limite très basse à la possibilité d'emploi. La seconde traduit en pression d'eau ce que l'exposé précédent prévoit en volume ; au lieu de 5 m<sup>3</sup> d'eau à une pression ambiante, on peut prévoir, par exemple, 1 m<sup>3</sup> d'eau à la pression de 5 kg : l'énergie dépensée et les installations de pompage deviennent 2 fois plus importantes pour aboutir à un résultat sensiblement analogue. Enfin, la dernière solution n'est possible que moyennant l'existence d'un complexe pétrochimique : il est douteux que l'opération soit rentable et, en tous cas, elle ne pourrait intéresser que de faibles débits de  $\text{CH}_4$ .

### c. — *Le prélèvement de $\text{CH}_4$ , pratiquement pur, sous pression* (1).

D'après l'exposé qui précède, dans le cas de réalisation d'un prélèvement s'adressant à la tranche d'eau comprise entre les profondeurs de 275 et 425 m, le gaz libéré entre 157 et 20 m sera du méthane pratiquement pur ; au dernier niveau cité, il sera encore nanti d'une pression effective voisine de 1,36 kg, soit 2,2 kg en valeur absolue (2).

Le transport du gaz vers des destinations lointaines peut exiger ainsi qu'il est exposé plus loin, des pressions au départ, de plusieurs kg. Il suffirait, pour disposer d'un gaz pur nanti naturellement de la pression requise — dans certaines limites, par exemple de 2 à 6 kg — d'établir des prises à des profondeurs convenables.

(1) Une telle méthode de prélèvement a fait l'objet du brevet n° 4373 délivré à l'U. C. B. par le Ministère du Congo belge et du Ruanda-Urundi.

(2) Les choses se compliquent du fait de la présence de tranches d'eau prélevées à diverses profondeurs et probablement mal mélangées.

Quel sera le bilan d'un prélèvement, vers 20 m de profondeur, de  $\text{CH}_4$  pourvu d'une pression de 2,2 kg, déjà susceptible d'être distribué dans le voisinage ?

— Au titre des dépenses :

- Un dispositif de prélèvement en profondeur, très simple de conception, mais présentant à la pose des difficultés qui ne semblent pas insurmontables ;
- Une tuyauterie immergée « gaz » ;
- Un renforcement des diamètres des tuyauteries « eau » ;
- Peut-être un renforcement de l'installation de stockage sous pression, laquelle est une nécessité dans tous les cas ;
- La perte d'une proportion de  $\text{CH}_4$ , soit environ 15 % du  $\text{CH}_4$  naturellement désorbable ; cette proportion est analogue à celle traduisant la perte au traitement à l'eau.

— Au titre des profits :

- Le  $\text{CO}_2$  et autres gaz sont écartés automatiquement ;
- Les installations de captage sont purement statiques ;
- Dispense du groupe de pompage ;
- Dispense de la compression avant traitement et départ au transport, au moins dans certains cas ;
- Plus larges possibilités de multiplier les prises ;
- Possibilité de disposer aisément du  $\text{CO}_2$  naturellement désorbé et ne contenant guère que 4 % de  $\text{CH}_4$  et, peut-être, de minimes proportions d'autres gaz.

A l'actif de la méthode figurent l'absence de moyens mécaniques et la suppression des frais divers qu'ils entraînent.

d. — *Le prélèvement de  $\text{CH}_4$  sous pression, en surface.*

Un dispositif de prélèvement établi en profondeur, outre les difficultés d'établissement qu'il présente, rend malaisée toute intervention pour réparation.

Ne peut-on installer un tel dispositif en surface ?

Pour tirer parti des seuls caractères naturels du gaz, les pers-

pectives seront limitées et, encore, on devra se contenter d'une teneur réduite en  $\text{CH}_4$ .

Mais on pourrait créer artificiellement, de façon assez onéreuse, des conditions favorables de prélèvement.

e. — *Principe d'une cloche de récolte du méthane.*

L'eau chargée de gaz, entre dans le compartiment inférieur de la cloche, placée à la profondeur requise. Les dimensions de celle-ci conditionnent une vitesse d'écoulement suffisamment faible que pour permettre au gaz de s'accumuler vers le haut. Des sphères en caoutchouc ferment les accès vers le compartiment supérieur.

Utilisant le principe des ventouses des distributions d'eau, ces sphères seraient maintenues en place par l'eau. Dès que le gaz se serait libéré en quantité suffisante — les sphères ménageant un passage — il pourrait accéder au compartiment supérieur et de là à un réservoir de récolte.

##### 5. ESTIMATION DU COÛT D'UN DISPOSITIF DE PRÉLÈVEMENT ET DE RÉCOLTE POUVANT FOURNIR 20 MILLIONS DE $\text{M}^3$ DE MÉTHANE PAR AN ; SON INCIDENCE SUR LE PRIX DE REVIENT DU $\text{M}^3$ DE GAZ.

Il est bien hasardeux d'énoncer un tel titre en l'absence de données précises suffisantes. On ne verra dans la réponse proposée que le désir de fixer des ordres de grandeur.

En s'appuyant sur le peu de chiffres disponibles [120], on peut estimer à une vingtaine de millions de francs le montant des immobilisations visant à prélever le méthane en profondeur au rythme annuel de 20 millions de  $\text{m}^3$  nets <sup>(1)</sup>.

L'amortissement annuel atteindra 1,3 million. Si l'on ajoute 0,2 million pour frais divers, l'incidence du captage sur le  $\text{m}^3$  de gaz serait de 0,075 F.

La réalisation d'un captage ne donnant qu'un tiers du débit précédemment admis coûterait 75 % du montant cité et le  $\text{m}^3$  de gaz serait affecté d'environ 0,15 F.

<sup>(1)</sup> La réalisation de plusieurs captages identiques réduirait sensiblement le coût unitaire.

## 6. LES GAZ RESTANT EN SOLUTION ET LES SELS DIVERS CONTENUS DANS L'EAU.

Quelle que soit la formule de prélèvement adoptée on n'échappe pas à la nécessité de remonter en surface, en même temps que le gaz extrait, des eaux riches en sels divers et saturées en  $\text{CO}_2$ .

Dans le cas de récolte de méthane sous pression, on va se trouver devant d'importantes quantités de gaz carbonique auxquelles une affectation devra être désignée : libération dans l'atmosphère, laquelle risque d'être viciée, ou récolte en vue d'utilisation.

Les eaux saturées en  $\text{CO}_2$  peuvent-elles être déversées dans leur état dans le lac ? Ce problème, comme celui du rejet du gaz carbonique dans l'atmosphère, méritent un très sérieux examen.

Pourra-t-on tirer parti des sels en solution dans l'eau ? Malgré leur faible teneur, cette éventualité ne peut être rejetée sans étude. On disposera, en effet, en plus de l'eau à un niveau favorable, non seulement de l'énergie solaire, mais aussi du méthane — en même temps carburant et combustible — de minime prix de revient.

## 7. ÉVENTUALITÉ DE BOULEVERSEMENT DANS LE LAC.

Dès que l'on s'est rendu compte du mécanisme de la remontée des eaux profondes, une question s'impose : la chute d'une bombe dans le lac ne serait-elle pas susceptible de créer une « cheminée » qui provoquerait irrémédiablement le départ des gaz par la remontée incontrôlable des eaux profondes ?

Une réponse négative s'impose dans le cas d'un engin classique. La transmission des forces dans l'eau se fait principalement selon la composante horizontale. Si, en poussant les choses à l'extrême, on imagine qu'une déflagration puisse, en même temps que l'ouverture d'un profond entonnoir, provoquer un remous suffisant pour amorcer la remontée des eaux, il est certain que celle-ci serait rapidement endiguée.

Seule l'énergie nucléaire serait susceptible de provoquer une très sensible perturbation.



**D. — Le traitement du gaz avant transport.**

## 1. CAS DE GAZ RECUEILLI SOUS PRESSION.

a. — *Déshydratation.*

Les suggestions qui précèdent visent à extraire directement le gaz composé pratiquement de  $\text{CH}_4$  pur.

Si tel est bien le cas, le traitement essentiel qui pourrait s'imposer est la réduction de la teneur en eau à moins de 0,1 g par  $\text{m}^3$ . Sur la base des données relevées, le traitement au triéthylène-glycol exigerait, pour une unité de production de 20 millions de  $\text{m}^3$  par an, des investissements d'un montant de l'ordre de 3,5 millions de francs, le coût du traitement au  $\text{m}^3$ , amortissement compris, s'établirait à environ 0,015 F, montant que les frais divers portent à 0,03 F.

L'opportunité de la déshydratation devra être étudiée dans chaque cas en relation, notamment, avec la teneur en  $\text{CO}_2$  du gaz, la nature des conduites et le genre d'utilisation.

b. — *L'eau et le gaz carbonique à déverser respectivement dans le lac et dans l'atmosphère.*

L'examen préconisé plus haut peut conclure en la nécessité de prendre certaines précautions.

Débarrasser l'eau de l'essentiel de ses gaz inclus résultera d'une simple aération. Cette eau peut être remontée naturellement (au détriment du rendement du dispositif de captage) ou artificiellement à quelque hauteur pour être soumise au ruissellement d'aération. Les investissements et les frais résultant de cette opération atteindront le tiers ou le quart des montants repris dans le *Tableau XXI* : immobilisations de l'ordre de 1,5 million de francs et incidence de 0,01 F sur le prix de revient du  $\text{m}^3$ .

La destination du gaz carbonique pose un problème bien plus ardu. Ce gaz, plus dense que l'air, déversé en abondance va envahir les couches basses de l'atmosphère et risque de rendre celle-ci irrespirable.

## 2. CAS DE GAZ RECUEILLI EN SURFACE.

Si, au contraire, le gaz extrait est riche en  $\text{CO}_2$  et en  $\text{H}_2\text{S}$ , il y aura lieu, au préalable, de le débarrasser de ces accompagnateurs.

a. — *L'enlèvement de  $\text{CO}_2$ .*

Le  $\text{CO}_2$  est un accompagnateur inerte qui va grever le transport du gaz et entraver sa bonne utilisation ; en outre, en présence de traces d'eau, il risque d'être corrosif à l'égard des tuyauteries métalliques et des appareils d'utilisation. Les diverses méthodes éloignant le  $\text{CO}_2$  ont été passées en revue précédemment ; elles deviennent rapidement onéreuses.

Pour fixer les idées et dans l'éventualité d'une simple épuration à l'eau, une unité de production de 20 millions de  $\text{m}^3$  de  $\text{CH}_4$  par an exigerait un investissement de l'ordre de 5 millions de francs en groupe de pompage, bassin de barbotage, cloche de récupération, aire de ruissellement.

Le montant annuel des frais à supporter s'établit comme l'indique le *Tableau XXI*.

Tableau XXI. — Aperçu du montant annuel des frais inhérents à l'enlèvement de  $\text{CO}_2$ .

Nature de l'installation	Coût total en millions de francs	Amortissement		Entretien	
		Durée	Montant en milliers de francs	Taux	Montant en milliers de francs
Pompe	1,25	15	125	3,0 %	37,0
Moteur	1,25	10	162	2,5 %	20,0
Tuy. et div.	2,50	30	165	0,5 %	12,5
<b>TOTAUX</b>	<b>5,00</b>		<b>452</b>		<b>79,5</b>

Total frais annuels

531.500 F

Le coût du traitement au  $\text{m}^3$  net de  $\text{CH}_4$  atteint ainsi environ 0,027 F montant que les frais divers doivent porter à 0,04 F.

La dépense en carburant est citée pour mémoire, le gaz, dans la proportion de 3 %, assurant le fonctionnement des moteurs.

Ces chiffres ne sont avancés qu'à titre indicatif. On aura noté que, dans tous les cas, la perte de  $\text{CH}_4$  sera de l'ordre de 20 %.

b. — *Enlèvement de H<sub>2</sub>S.*

Le H<sub>2</sub>S est éminemment agressif et ne devrait subsister que sous des teneurs résiduelles inférieures à 5 mg au m<sup>3</sup>. Son enlèvement est ordinairement réalisé par une solution d'amine régénérable.

Peut-être, à l'accasion du traitement pour le CO<sub>2</sub>, le H<sub>2</sub>S serait-il suffisamment écarté ; peut-être aussi envisagerait-on d'autres méthodes d'épuration. En tous cas il serait sans doute intéressant de récupérer le soufre.

Ce dernier peut d'ailleurs se présenter sous diverses formes susceptibles d'influencer plus ou moins fâcheusement l'utilisation du CH<sub>4</sub> dans la chimie de synthèse.

### 3. ODORISATION DU GAZ.

En se référant à ce qui est imposé dans divers pays, il y aura lieu — peut-être — d'ajouter au gaz, l'une ou l'autre substance odoriférante.

### 4. COMPRESSION AVANT DÉPART.

Le transport du gaz exige que celui-ci soit pourvu d'une certaine pression. Celle-ci est déterminée, non seulement par l'économie du transport, mais aussi par les besoins des usagers et de la distribution.

Ce problème sera traité sous le titre suivant.

## E. —Le transport (1).

### 1. GÉNÉRALITÉS.

Le gaz naturel classique est nanti, en son gîte, d'une pression parfois tellement considérable qu'elle doit être réduite, dès la sortie du puits, un à chiffre raisonnable de l'ordre de 70 kg.

(1) La rédaction de ce chapitre a été facilitée par les renseignements aimablement communiqués par M. A. RENAULDON, adjoint à la Direction des Études de Gaz de France.

Cette pression originelle confère au gaz une valeur intrinsèque bien supérieure à celle traduisant son potentiel calorifique.

Le méthane du Kivu ne jouit pas d'une telle propriété. Tout au plus peut-on envisager de réaliser des conditions de prélèvement lui ménageant une modeste pression de quelques kg.

Le transport de ce méthane à quelque distance exigera ordinairement une compression au départ.

Le problème général du transport se présente comme suit :

On doit transporter  $Q$  m<sup>3</sup> de gaz à l'heure à une distance de  $L$  mètres ; ce gaz doit arriver à destination à la pression absolue  $P_2$ . Sous quelle pression absolue, au départ,  $P_1$  et dans une conduite de quel diamètre  $D_e$ , diamètre dit économique, faut-il envoyer ce gaz dont on dispose sous une pression originelle absolue  $P_1$  pour que le coût du transport du m<sup>3</sup> soit minimum ?

Une analyse sommaire du problème entraîne les constatations et la conclusion qui suivent.

Au fur et à mesure que l'on accroît la pression au départ  $P_1$ , la capacité de transport d'une conduite augmente. Mais la compression est une opération coûteuse et le débit ne croît pas en rapport direct avec la pression.

La solution consiste à établir le prix de revient du transport au m<sup>3</sup> pour divers diamètres et pressions au départ (exigées par ces diamètres) et à faire le choix du diamètre et de la pression correspondante qui donnent le prix de revient le plus bas au m<sup>3</sup> transporté.

## 2. APPLICATION AU KIVU.

### RECHERCHE DU DIAMÈTRE ÉCONOMIQUE $D_e$ ET DE LA PRESSION $P_1$ .

Le coût du transport ( $F_T$ ) est affecté — outre par diverses charges négligées dans le calcul, soit qu'elles restent indépendantes de la solution adoptée, soit que leur intervention soit relativement minime — par deux facteurs essentiels :

a. — *Amortissement de la conduite* ( $F_D$ ).

Cette valeur  $F_D$  est définie par la relation :

$$F_D = \frac{f_a \times L \times t}{Q \times N} \quad (a)$$

Dans laquelle :

- $f_a$  = coût au m de la canalisation posée ;  
 $t$  = taux d'amortissement annuel, lequel, sur la base d'un taux d'intérêt de 5 % et d'une durée de 30 ans, vaut 0,065 ;  
 $N$  = nombre d'heures annuelles d'utilisation à pleine capacité supposé être 6.000.

La valeur de  $f_a$  s'exprime ordinairement de façon plus ou moins complexe. Dans les conditions prévalant aux environs du lac Kivu, si  $D$  est le diamètre exprimé en mm, on peut, pour les dimensions supérieures à 80 mm, admettre que  $f_a = 4D$  en francs.

On aboutit à la formule :

$$F_D = 4,33 \times 10^{-5} \times \frac{LD}{Q} \quad (a')$$

b. — *Dépense de force motrice à la compression* ( $F_w$ ).

Si l'on admet que le kWh utilisé à la compression est facturé 1 F, la valeur de  $F_w$  est donnée par la relation :

$$F_w = 0,14 \log \frac{P_1}{P'} \quad (b)$$

Le problème de la détermination du diamètre et de la pression au départ réalisant les conditions les plus économiques revient à faire choix du groupe de ces deux inconnues donnant une valeur minimum à :

$$F_r = F_D + F_w = 4,33 \times 10^{-5} \times \frac{LD}{Q} + 0,14 \log \frac{P_1}{P'} \quad (c)$$

L'exposé de (c) a fait apparaître la possibilité d'extraire du méthane pratiquement pur et nanti d'une pression originelle  $P'$  susceptible de varier entre certaines limites.

Le problème du transport du gaz est compliqué, dans ce cas, par la nécessité de définir à partir de quel moment il conviendra d'introduire la compression.

Aussi longtemps que cette pression de départ requise reste

inférieure à celle dont le gaz est pourvu, on est tout à fait à l'aise pour choisir la solution. Ce n'est que dans le cas contraire que l'on devra aborder la discussion ; on sera peut-être amené à sacrifier le diamètre pour éviter la compression.

La pression au départ  $P_1$  est tributaire de celle à l'arrivée  $P_2$ .

Si la canalisation aboutit à une installation industrielle utilisant le gaz dans des brûleurs à la pression de 200 à 300 mm d'eau, on peut choisir cette basse valeur pour  $P_2$ . Si, au contraire, elle aboutit à une localité où il s'impose de réaliser une distribution à pression moyenne de départ de 1 à 3 kg, ce sera cette dernière valeur qui s'imposera pour  $P_2$ .

Avant d'aborder l'étude d'un problème, on doit donc préciser quelle est la valeur  $P_2$  requise. La pression d'utilisation étant toujours très faible, la détente qui la réalise risque de représenter une perte d'énergie.

Entre  $P_1$  et  $P_2$ , il existe une relation définie par la formule de l'écoulement des gaz ; simplifiée et appliquée au cas du méthane, elle s'exprime :

$$P_1^2 - P_2^2 = 24 Q^2 L D^{-5} \quad (d)$$

La détermination précise du montant minimum de  $F_r$ , d'après la formule (c), alors qu'il faut tenir compte de la relation (d), exige des calculs assez laborieux. Cette détermination revient, pour des conditions imposées de  $Q$ ,  $L$  et  $P_2$ , ainsi qu'il l'a été dit, à fixer les valeurs  $P_1'$ ,  $P_1''$ , etc. correspondant à des diamètres  $D'$ ,  $D''$ , etc., et à retenir le groupe  $P_1 - D$  donnant le  $F_r$  minimum.

Les opérations sont simplifiées lorsque l'on admet la valeur approchée ( $De$ ) du diamètre économique à la suite d'une analyse mathématique :

$$De = \frac{0,583 Q N}{L} \left(1 - \frac{P_1^2}{P_2^2}\right) \quad (e)$$

Le *Tableau XXII* donne la valeur du diamètre économique ( $De$ ) et celle de la pression de départ ( $P_1$ ) requise pour faire face à certaines pressions ( $P_2$ ) imposées à l'arrivée.

Il a été supposé, dans le calcul théorique, que le gaz ne possédait pas de pression effective originelle ; or le cas sera vraisemblablement différent. En outre, certaines pressions théoriques sont trop élevées.

Tableau XXII. — Diamètre économique théorique et diamètre pratique à adopter pour les conduites de transport de gaz du lac Kivu, pression  $P_1$  à développer au départ et coût au  $m^3$  inhérent au transport (a).

L Long. (km)	Q ( $m^3/h$ )	Pression effective à l'arrivée = 0,03 kg ( $P_2 = 0,87$ kg)						Pression effective à l'arrivée = 2,16 kg ( $P_2 = 3$ kg)					
		Valeurs théoriques			Valeurs pratiques (b)			Valeurs théoriques			Valeurs pratiques (b)		
		D diam. (mm)	$P_1$ (kg)	Coût transp. (F/ $m^3$ )	D diam. (mm)	$P_1$ (kg)	Coût transp. (F/ $m^3$ )	D diam. (mm)	$P_1$ (kg)	Coût transp. (F/ $m^3$ )	D diam. (mm)	$P_1$ (kg)	Coût transp. (F/ $m^3$ )
20	200	40	13,7	0,34	40	13,7	0,34	30	28,2	0,34	40	14,0	0,34
		100	3,7	0,26	80*	2,6	0,35	100	4,6	0,27	60*	3,9	0,26
50	500	40	54,4	0,43	125*	2,2	0,22	100	112,0	0,42	125*	3,6	0,22
		60	39,4	0,37	60	19,7	0,45	30	39,5	0,37	60	20,0	0,46
100	1.000	30	315,0	0,48	80	19,3	0,37	60	153,5	0,48	80	19,5	0,37
		60	110,0	0,42	100	15,5	0,61	40	113,0	0,42	100	15,8	0,61
200	2.000	30	890,0	0,53	150	17,7	0,46	60	239,0	0,42	125	17,9	0,46
							0,80	50		0,55	175	16,2	0,83

(a) A l'exclusion des frais d'entretien et de l'amortissement de la station de compression.

(b) Ramenées à des chiffres normaux ; notamment, les valeurs de  $P_1$  sont ramenées en dessous de 20 kg ; on aurait pu choisir une autre limite.

(\*) Chiffres choisis en vue de la récolte de gaz sous pression ; le coût ne comporte que l'amortissement de la canalisation.

Les valeurs pratiques à adopter ont été suggérées dans l'hypothèse où l'on pouvait compter sur une pression effective originelle et où la compression se limiterait à un taux de 20 kg au maximum (A noter que l'on peut toujours augmenter la pression pour accroître le débit et que l'on peut aller jusque 60 à 70 kg.)

Le terme « coût au m<sup>3</sup> » du *Tableau XXII* laisse de côté divers frais et n'a guère de valeur sinon pour la détermination des diamètres et des pressions.

### 3. INVESTISSEMENTS TOTAUX DE TRANSPORT ET COÛT TOTAL DU TRANSPORT AU M<sup>3</sup>.

a. — *Canalisations posées et accessoires.*

1<sup>o</sup> Montant des investissements.

Tableau XXIII. — Montant des investissements  
par km de canalisation en acier posée.

Diam. (mm)	Coût km (10 <sup>3</sup> F)	Diam. (mm)	Coût km (10 <sup>3</sup> F)	Diam. (mm)	Coût km (10 <sup>3</sup> F)	Diam. (mm)	Coût km (10 <sup>3</sup> F)
25	160	50	220	100	400	175	700
30	175	80	260	125	500	200	800
40	190	60	320	150	600	250	1.000

2<sup>o</sup> Frais annuels.

— Amortissement. Sur les bases de 30 ans et d'un taux de 5 %, ce poste atteint 6,5 % du montant investi ;

— Entretien. Peut être estimé à 1,5 % du montant investi ;

— Total. Peut être admis à 8 % des investissements.

b. — *Poste de compression.*

1<sup>o</sup> Montant des investissements.

Sur la base de 20.000 F par kW installé, le montant des investissements pour poste de compression, — bâtiment et accessoires compris — s'établit d'après le *Tableau XXIV* selon que le gaz est récolté à la pression atmosphérique ou sous pression effective de 2 ou 4 kg (En réalité les faibles puissances installées exigeront des investissements quelque peu supérieurs).



Tableau XXIV. — Montant estimé  
des investissements de compression au départ.

Press. orig. P' (kg)	Press. dével. P <sub>1</sub> (kg)	Puiss. par m <sup>3</sup> /h (kW)	Montant, en millions de francs, des investissements de compression au départ selon débit horaire					
			100	200	500	1.000	2.000	5.000
0,840	10	0,150	0,300	0,600	1,50	3,00	6,00	15,0
	15	0,175	0,350	0,700	1,75	3,50	7,00	14,0
	20	0,192	0,384	0,768	1,92	3,84	7,68	19,2
	40	0,235	0,470	0,940	2,35	4,70	9,40	23,5
	60	0,260	0,520	1,040	2,60	5,20	10,40	26,0
2,840	10	0,077	0,154	0,308	0,77	1,54	3,08	7,7
	15	0,101	0,202	0,404	1,01	1,02	4,04	10,1
	20	0,119	0,238	0,476	1,19	2,38	4,76	11,9
	40	0,162	0,324	0,628	1,62	3,24	6,28	16,2
	60	0,187	0,374	0,748	1,87	3,74	7,48	18,7
4,840	10	0,044	0,088	0,176	0,44	0,88	1,76	4,4
	15	0,069	0,138	0,276	0,69	1,38	2,76	6,9
	20	0,086	0,172	0,344	0,86	1,72	3,44	8,6
	40	0,128	0,256	0,512	1,28	2,56	5,12	12,8
	60	0,153	0,306	0,612	1,53	3,06	6,12	15,3

2° Coût de la compression au m<sup>3</sup>.

Le coût de la compression rapporté à l'heure et au kW installé peut s'établir comme suit :

— Énergie	1,00 F
— Entret. et expl.	0,28 F
— Amortissement	0,18 F sur base de 10 % l'an
Total	<u>1,46 F</u>

Ce total dépend essentiellement du coût de la force motrice. Peut-être pourrait-il être réduit par l'emploi de moteurs à gaz.

Le coût de la compression au m<sup>3</sup> est donné par le *Tableau XXV*.

Tableau XXV. --- Coût de la compression au m<sup>3</sup> selon que le gaz est récolté à la pression atm.  
ou sous pression effective de 2 ou 4 kg.

Press. orig. P' (kg)	Press. dév. P <sub>1</sub> (kg)	Puiss. par m <sup>3</sup> (kW)	Coût au m <sup>3</sup> (F)	Press. orig. P' (kg)	Press. dév. P <sub>1</sub> (kg)	Puiss. par m <sup>3</sup> (kW)	Coût au m <sup>3</sup> (F)	Press. orig. P' (kg)	Press. dév. P <sub>1</sub> (kg)	Puiss. par m <sup>3</sup> (kW)	Coût au m <sup>3</sup> (F)
0,840	10	0,150	0,219	2,840	10	0,077	0,112	4,840	10	0,044	0,064
	15	0,175	0,265		15	0,101	0,147		15	0,069	0,101
	20	0,192	0,280	20	0,119	0,174	20	0,086	0,125		
	40	0,235	0,343	40	0,162	0,236	40	0,128	0,187		
	60	0,260	0,380		60	0,187	0,267		60	0,153	0,224

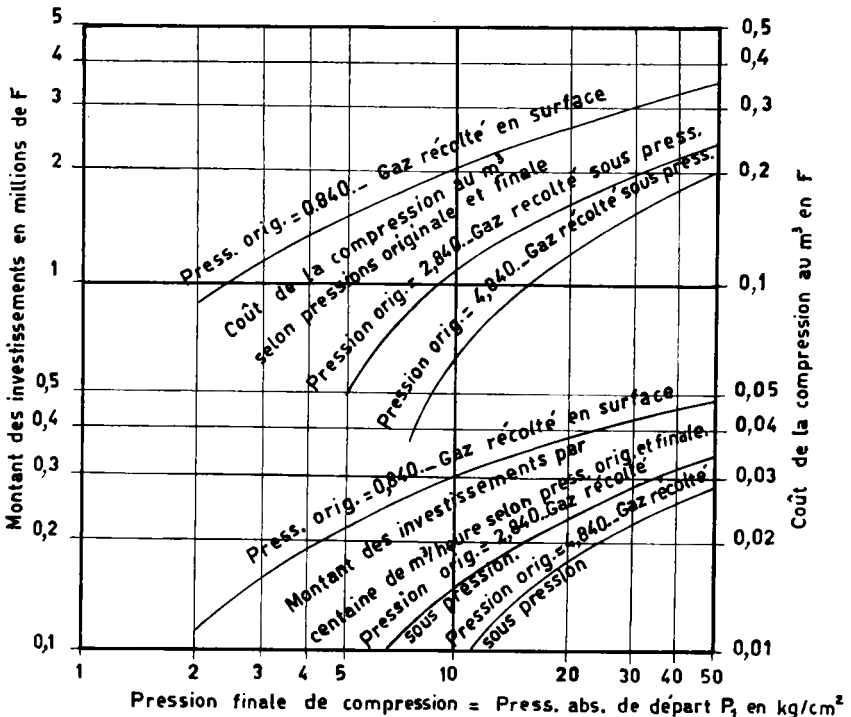


FIG. 2. — La compression avant transport : montant des investissements requis et incidence sur le prix du m<sup>3</sup> selon la pression originelle du gaz.

Les diagrammes de la *Fig. 2* résument les données des *Tableaux XXIV et XXV*.

c. — *Investissements et coût totaux du transport.*

Le *Tableau XXVI* donne la récapitulation, pour certaines valeurs de L et Q :

- Du montant total des investissements ;
- Du coût total du transport (canalisation et compression) au m<sup>3</sup>.

Dans l'élaboration de projets définitifs, on devra serrer de plus près les réalités, notamment en ce qui concerne le taux d'utilisation des canalisations.

On arrivera sans doute à la conclusion de devoir adapter le taux de compression au débit requis et envisager des pressions



assez élevées : 40 kg et plus. Cette formule permettrait de réduire le montant des investissements « canalisation » et de mieux soumettre le coût au m<sup>3</sup> à la variation de l'énergie de compression.

#### 4. HYPOTHÈSES DIVERSES.

Parmi les multiples hypothèses qui pourraient être envisagées une seule a été retenue :

Étant donné une compression au départ de 60 kg, quel serait le coût du transport selon la distance et la quantité, la pression absolue à l'arrivée étant de 4 kg.

Le diagramme de la *Fig. 3* répond servilement à cette question, en ce qui concerne l'incidence de la canalisation. Le coût total s'obtiendrait en ajoutant le montant de la compression, soit 0,22 F à 0,38 F au m<sup>3</sup>. Le *Tableau XXVII* donne quelques valeurs d'investissement et de coût total au transport de quantités diverses de gaz sur certaines distances.

#### 5. CONCLUSIONS.

Sur la base des chiffres cités, adaptés, le cas échéant, aux conditions locales, on pourra, connaissant :

- Les prix de vente possibles du m<sup>3</sup> ;
- Les prix de revient possibles, les prix de vente ayant été réduits des montants des taxes et profits ;
- Les frais grevant le m<sup>3</sup> de gaz à l'exclusion du transport :

Définir la marge permettant le transport à distance, permettant aussi de fixer, outre une politique tarifaire, l'extension géographique possible du champ d'utilisation du gaz.

On aura noté l'intérêt qui s'attache à la récolte du CH<sub>4</sub> sous pression.

#### F. — Le stockage.

##### 1. GÉNÉRALITÉS.

L'installation de réservoirs de stockage est nécessaire :

- Au départ du transport pour assurer un certain volant ; la

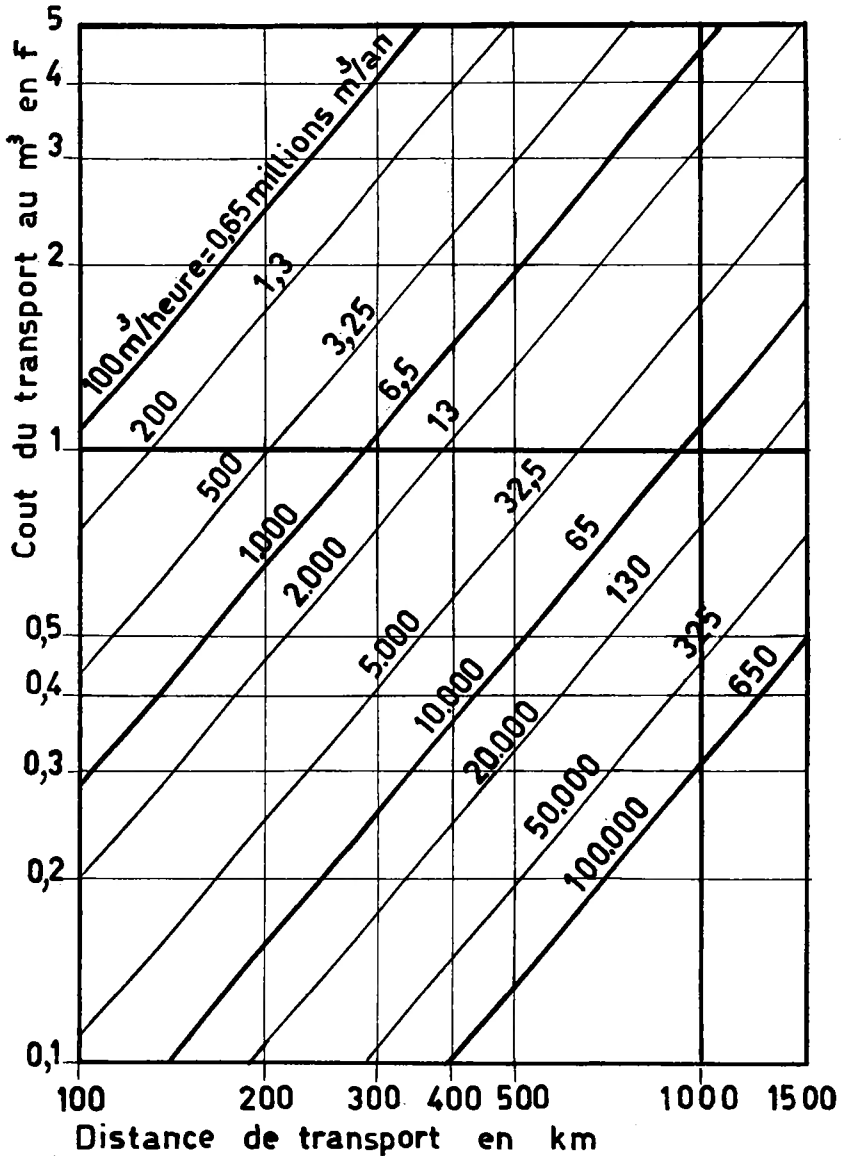


FIG. 3. — Estimation du coût, inhérent à la canalisation, du transport du m<sup>3</sup> de gaz muni, au départ, d'une pression de 60 kg, en relation avec la distance et le débit.

Notes : Le coût total du transport du m<sup>3</sup> s'obtiendrait en ajoutant la valeur de la compression, soit 0,22 F à 0,38 F selon la pression originelle.

Il n'est pas tenu compte, dans ces diagrammes, de la notion de diamètre économique qui interviendrait de façon sensible pour les faibles volumes et distances.

Il n'est pas davantage tenu compte de la possibilité d'interposer des postes de recompression.

Tableau XXVII. — Estimation du montant d'investissement et du coût total du transport, au m<sup>3</sup> de gaz muni, au départ, d'une pression (P<sub>1</sub>) de 60 kg, la pression à l'arrivée (P<sub>2</sub>) étant 4 kg, selon débit, distance et pression (P') originelle (taux d'utilis. ann. 6.500 h).

Débit horaire (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	ann. (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Dist. (km)	Diam. (théor.) canal. (mm)	Invest. canal. (10 <sup>6</sup> F)	Coût canal. au m <sup>3</sup> (F)	Investiss. compression			Coût compr. au m <sup>3</sup>			Coût tot. transp. au m <sup>3</sup>			
						P' = 0,840 kg (10 <sup>6</sup> F)	P' = 2,840 kg (10 <sup>6</sup> F)	P' = 0,840 kg (10 <sup>6</sup> F)	P' = 2,840 kg (F)	P' = 0,840 kg (F)	P' = 2,840 kg (F)	P' = 0,840 kg (F)	P' = 2,840 kg (F)	P' = 0,840 kg (F)	P' = 2,840 kg (F)
2	13,0	200	87	73	0,45	10,4	7,5	6,1	0,38	0,27	0,22	0,83	0,72	0,67	
		600	110	277	1,71								2,09	1,98	1,93
		1200	125	630	3,88								4,26	4,15	4,10
5	32,5	200	125	105	0,26	26,0	18,7	15,3				0,64	0,53	0,48	
		600	160	403	0,99								1,37	1,26	1,21
		1200	180	907	2,23								2,61	2,50	2,45
10	65,0	200	165	139	0,17	52,0	37,4	30,6				0,55	0,44	0,39	
		600	210	529	0,65								1,03	0,92	0,87
		1200	240	1.210	1,48								1,86	1,75	1,70
20	130,0	200	220	185	0,11	104,0	74,8	61,2				0,49	0,38	0,33	
		600	275	690	0,43								0,81	0,70	0,65
		1200	316	1.590	0,98								1,36	1,25	1,20
50	325,0	200	316	265	0,07	260,0	187,0	153,0				0,45	0,34	0,29	
		600	398	1.008	0,25								0,63	0,52	0,47
		1200	457	2.300	0,57								0,95	0,84	0,79
100	650,0	200	417	350	0,04	520,0	374,0	306,0				0,42	0,31	0,26	
		600	525	1.323	0,16								0,54	0,43	0,38
		1200	605	3.040	0,37								0,75	0,64	0,59

capacité peut être estimée à 1/10 de la production journalière maximum ;

— Dans chacun des centres de distribution ; la capacité peut être estimée à 1/3 de la consommation journalière maximum.

Le stockage aura lieu à la pression requise, soit au départ du transport, soit au départ de la distribution ; on peut envisager, dans les centres de distribution, un stockage sous pression relevée.

Les consommateurs industriels ou artisanaux moyens, branchés sur le réseau de distribution, tireront profit des réservoirs de distribution. Quant aux gros consommateurs, ils devront être alimentés directement à partir du réseau de transport.

Le coût d'installation des réservoirs est basé sur les données recueillies qui le fixent, rapporté aux conditions du Kivu, à 450 F le m<sup>3</sup> de contenance (en m<sup>3</sup> à la vente).

Chaque réservoir peut devoir être pourvu d'un poste de régulation et de mesurage dont le coût est de l'ordre de 2 % de celui du réservoir, ce qui en porterait le taux unitaire à 460 F.

## 2. COÛT D'INSTALLATION.

Pour une unité de production annuelle de 20 millions de m<sup>3</sup>, à répartir à raison de 40 % pour la distribution publique et 60 % pour la grosse consommation industrielle, on peut admettre que la production maximum journalière totale puisse atteindre 75.000 m<sup>3</sup> et que la consommation journalière maximum *via* les distributions publiques puisse atteindre 32.000 m<sup>3</sup>.

Le montant des investissements pour installation des réservoirs s'élèverait à :

— Réservoir et annexes au départ :	3.375.000 F ;
— Réservoir de distribution :	4.500.000 F.

Soit, au total, 7.875.000 F arrondi à 8 millions.

## 3. COÛT DU STOCKAGE AU M<sup>3</sup>.

Sur les bases d'un amortissement en 30 ans, entraînant une charge annuelle de 6,5 %, et de frais d'entretien et d'exploitation



de 1,5 %, les charges annuelles inhérentes au stockage prévu plus haut atteignent 640.000 F, soit, rapportées au m<sup>3</sup> :

— Un coût du stockage au m<sup>3</sup> de 0,03 F ; la rigueur exige que l'on distingue le coût par type de consommateur ce qui donne :

- Coût du stockage au m<sup>3</sup>, distribution publique : 0,06 F ;
- Coût du stockage au m<sup>3</sup>, gros consommateurs : 0,02 F.

#### 4. LES DÉPENSES DIVERSES INHÉRENTES AU TRANSPORT ET AU STOCKAGE ; LEUR INCIDENCE.

Au coût du transport et du stockage au m<sup>3</sup>, déterminé sur la base des investissements, fonctionnement et entretien, s'ajoute l'incidence de certains débours particuliers qui ne peuvent être inclus dans les frais généraux.

Il s'agit des débours pour études variées, acquisition de terrains, frais spéciaux : on peut les chiffrer à 5 % des investissements ; leur incidence sur le coût du m<sup>3</sup> sera de même taux.

### G. — La distribution.

#### G.1. — LA DISTRIBUTION PUBLIQUE.

##### 1. GÉNÉRALITÉS.

L'objectif de ce chapitre est de permettre de fixer, en première approximation mais de façon suffisamment précise, le montant des immobilisations à prévoir et le coût de la distribution au m<sup>3</sup> dans diverses circonstances. Il suffira de fixer, pour une localité déterminée, les particularités essentielles (nombre d'abonnés, débit annuel prévu, longueur du réseau) pour pouvoir déterminer, à l'aide de diagrammes, les caractéristiques financières de la distribution à prévoir. On tirera des conclusions préliminaires — notamment sur la rentabilité de l'opération — et, le cas échéant, on passera au projet définitif.

L'application, à la région du lac Kivu, de bases relevées sous nos latitudes exige l'intervention d'un coefficient d'adaptation ; il a été fixé avec prudence à 1,4, là où il n'existait aucun terme

de comparaison directe. Ce coefficient résulte de divers facteurs à incidences variées : matériel, main-d'œuvre, difficultés diverses.

Des circonstances défavorables vont se liquer contre l'économie de la distribution de gaz : localités à population peu nombreuse et dispersée, pouvoir réduit de consommation d'une partie de cette population.

Les chiffres cités plus loin traduisent des besoins assez minimes, ceux auxquels on pourrait devoir faire face dans des petits postes. De tels chiffres ont été retenus, car ils rentrent dans une politique générale d'évolution ; ils ne pourraient cependant passer sur le plan pratique que si les activités qu'ils impliquent peuvent être menées de front avec d'autres tâches : celles de la distribution d'eau et d'électricité, par exemple.

## 2. BASES DIVERSES D'ESTIMATION.

### a. — *Canalisations.*

#### 1° Investissements.

Coût estimé du m de canalisation métallique posée au Kivu (tous frais et accessoires compris) : se reporter au *Tableau XXIII*.

Les chiffres cités seraient susceptibles de réduction :

— Par l'emploi de moyens mécaniques pour la pose de grandes longueurs de canalisations ;

— Par l'adoption de tuyaux en P. V. C. pour les pressions peu élevées et les diamètres réduits.

#### 2° Frais annuels.

Le montant annuel de l'amortissement et de l'entretien peuvent être estimés à 8 % du total investi.

### b. *Raccordements avec détendeurs.*

Sur la base des montants relevés en Europe, l'application du coefficient 1,4 donne une valeur moyenne de 3.600 F. Il n'est pas exclu que la dimension de certaines parcelles rende ce montant insuffisant. D'autre part, on pourrait, dans bien des cas, envisager l'emploi d'un détendeur par quartier.

Le raccordement est à la charge préalable de l'abonné (éventuellement aussi une quote-part de la canalisation) ; son coût n'est pas envisagé dans les supputations qui suivent.

## c. — Compteurs.

Le coût d'un compteur a été estimé à 1.500 F. Ordinairement, l'organisme distributeur assume la charge du placement et procède à une récupération des frais par voie de taxe annuelle.

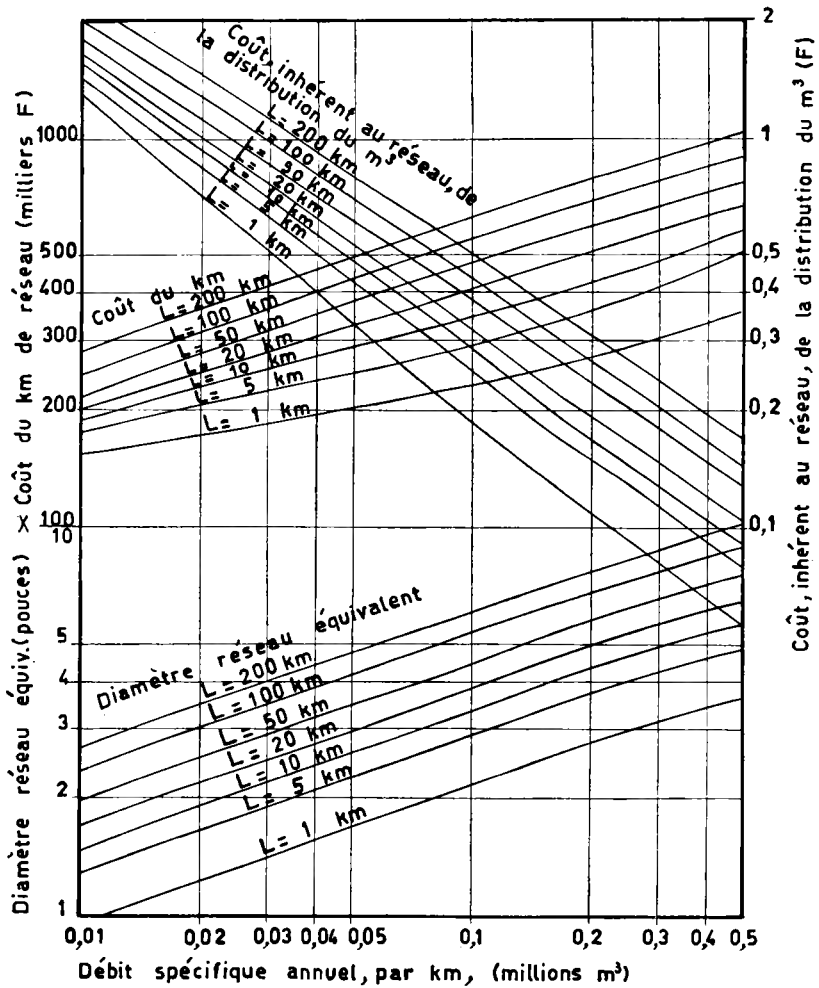


FIG. 4. — Application de la notion du réseau équivalent dans la région du lac Kivu : diamètre équivalent, coût du km posé et coût — inhérent au réseau — de la distribution au m<sup>3</sup>, d'après le débit spécifique et la longueur du réseau.

d. — *Frais divers inhérents à l'exploitation.*

Divers frais d'exploitation : relevés, encaissements, etc., verront leur importance relative s'établir en rapport avec le volume de gaz distribué et la densité des usagers.

Ces opérations peuvent exiger certains investissements sous forme d'habitations, bureaux et magasins.

Leur incidence sur le m<sup>3</sup> de gaz distribué a été considérée comme variant de 0,25 F dans le cas de consommation et de débit spécifique élevés, à 0,50 F dans l'hypothèse contraire. De tels taux ne sont possibles que si l'exploitation du réseau se fait conjointement à celle de distributions d'eau et d'électricité.

L'établissement de tarifs devra introduire un seul taux moyen.

3. APPLICATION DE LA NOTION DE RÉSEAU  
ÉQUIVALENT A DIVERS CAS DE DISTRIBUTION  
AU KIVU OU AU RUANDA-URUNDI.

Pour être absolument rigoureux, il y aurait lieu de dresser des diagrammes strictement basés sur les conditions du Kivu. A défaut de pouvoir le faire, et le résultat paraît bien suffisant pour fixer les idées, ces diagrammes, dressés d'après des données recueillies en Europe, ont été transposés à la région du lac Kivu (*Fig. 4*). Ils mettent en cause, pour chaque localité desservie, la longueur du réseau développé et le débit spécifique annuel, sous pression moyenne, par km de canalisation.

Le *Tableau XXVIII* donne quelques exemples. La consommation annuelle de 600 m<sup>3</sup> vise essentiellement les Européens dont la dispersion est parfois considérable. Les consommations annuelles de 300 à 100 m<sup>3</sup> visent plutôt les autochtones dont les habitations sont plus rapprochées.

On remarque l'incidence accusée du débit spécifique ; ce dernier est déterminé par la densité de la population et par le pouvoir d'achat de celle-ci.

Tableau XXVIII. — Application de la notion du réseau équivalent : montant d'investissement et coût de la distribution du m<sup>3</sup> de gaz selon l'importance du réseau et de son débit spécifique.

Consomm, annuelle (m <sup>3</sup> par abonné)	Débit spécifique (milliers m <sup>3</sup> /km)	Cas de 100 abonnés										Cas de 1.000 abonnés									
		Réseau					Raccord.		Coût distribut. au m <sup>3</sup>			Réseau			Raccord.		Coût distribut. au m <sup>3</sup>				
		Débit annuel (milliers m <sup>3</sup> )	Longueur réseau (km)	Diam. équiv. (pouces)	Coût au km (milliers de francs)	Coût tot. réseau (million de francs)	Coût tot. racc. (million de francs)	Coût tot. compt. (million de francs)	Réseau (F au m <sup>3</sup> )	Exploitation (F au m <sup>3</sup> )	Coût total (F au m <sup>3</sup> )	Débit annuel (milliers m <sup>3</sup> )	Longueur rés. (km)	Diam. équiv. (pouces)	Coût au km (milliers de francs)	Coût tot. réseau (millions de francs)	Coût tot. racc. (millions de francs)	Coût tot. compt. (million de francs)	Réseau (F au m <sup>3</sup> )	Exploitation (F au m <sup>3</sup> )	Coût total (F au m <sup>3</sup> )
600	12	60	5,00	1,40	184	0,93	0,36	0,15	1,25	0,35	1,60	600	50,0	2,21	236	11,8	3,6	1,5	1,58	0,35	1,93
	24		2,50	1,55	193	0,49			0,65	0,35	1,00		25,0	2,50	260	6,5			0,87	0,35	1,22
	48		1,25	1,75	210	0,26			0,35	0,30	0,65		12,5	2,80	290	3,6			0,48	0,30	0,78
	96		0,62	1,90	214	0,13			0,17	0,25	0,42		6,2	3,10	330	2,1			0,28	0,25	0,53
300	24	30	1,25	1,35	181	0,23			0,62	0,45	1,07	300	12,5	2,15	232	2,9			0,84	0,45	1,29
	48		0,62	1,50	190	0,12			0,32	0,35	0,67		6,2	2,35	248	1,6			0,43	0,35	0,78
	96		0,31	1,70	202	0,07			0,19	0,30	0,49		3,1	2,75	290	0,9			0,24	0,30	0,54
200	16	20	1,25	1,15	169	0,21			0,84	0,40	1,24	200	12,5	1,85	221	2,8			1,12	0,40	1,52
	32		0,62	1,30	178	0,11			0,44	0,40	0,84		6,2	2,05	224	1,4			0,56	0,40	0,96
	64		0,31	1,50	190	0,06			0,24	0,35	0,59		3,1	2,35	248	0,8			0,32	0,35	0,67
150	12	15	1,25	1,05	163	0,20			1,10	0,45	1,55	150	12,5	1,65	199	2,5			1,34	0,45	1,79
	24		0,62	1,18	170	0,11			0,56	0,40	0,96		6,2	1,85	221	1,4			0,76	0,40	1,16
	48		0,31	1,30	178	0,06			0,30	0,35	0,65		3,1	2,15	232	0,7			0,38	0,35	0,73
100	8	10	1,25	0,90	155	0,20			1,55	0,50	2,05	100	12,5	1,45	187	2,4			1,92	0,50	2,42
	16		0,62	1,00	160	0,10			0,80	0,45	1,25		6,2	1,60	196	1,3			1,04	0,45	1,59
	24		0,31	1,10	166	0,05			0,41	0,45	0,86		3,1	1,65	199	0,6			0,48	0,45	0,93

## G.2. — LES RACCORDEMENTS INDUSTRIELS.

Tantôt, dans le cas de petites utilisations, les raccordements industriels seront branchés sur le réseau de distribution publique ; tantôt ils seront autonomes.

Les tarifs à appliquer tiendront compte de l'importance et de la régularité de la consommation comme des frais relativement réduits exigés par l'exploitation.

Les raccordements étant à charge des usagers, le coût de la distribution au m<sup>3</sup> peut être estimé entre 0,02 et 0,25 F.

### H. — Aperçu des immobilisations requises et du prix de revient du M<sup>3</sup>N de gaz selon la distance du captage et la pression exigée.

Les paragraphes qui précèdent permettent de traiter, en première approximation, des cas d'application bien déterminés.

On pourrait, par exemple, se fixer des réseaux théoriques de transport partant de divers points de captage répartis à la périphérie du lac et acheminant le gaz :

- De la rive nord :
  - Vers l'agglomération Goma-Kisenyi et jusqu'à Ruhengeri ;
  - Vers les lacs Mokoto ;
  - Vers l'Ituri et Stanleyville ;
- De la rive est :
  - Vers Gitarama avec bifurcations en direction de Kigali et de Nyanza-Astrida ;
- De la rive ouest :
  - Vers Bukavu et Usumbura.

On aura noté que plus la quantité de gaz en cause est élevée, plus le prix de revient chez le consommateur sera réduit. D'après les volumes requis, on déduira l'extension géographique du champ possible du placement du gaz.

L'aperçu qui suit vise à fixer les idées sur les montants des investissements requis et du prix de revient dans certaines conditions de transport et d'utilisation, au taux annuel de 6.000

heures, de gaz en provenance d'unités d'exploitation, chacune de l'ordre de 20 millions de m<sup>3</sup> par an.

1. — INVESTISSEMENTS GÉNÉRAUX (constructions diverses) :

Investissements (estimés par million de m <sup>3</sup> /an) :	0,125 million de francs.
Incidence sur le prix du m <sup>3</sup> N :	0,01 F.

2. — EXTRACTION ET TRAITEMENT DU GAZ AVANT DÉPART :

Études générales (sur la totalité du gisement) :	
Investissements estimés :	50 millions de francs.
Incidence sur le prix du m <sup>3</sup> N :	0,01 F.
Extraction, traitement, stockage avant départ (20 millions m <sup>3</sup> /an) :	
Investissements :	35 millions de francs.
Incidence sur le prix du m <sup>3</sup> N :	0,175 F.

3. — TRANSPORT (*Tableau XXVI*) A DISTANCE MODÉRÉE :

Selon débit (1,2 à 12 millions m <sup>3</sup> /an) et distance (20 à 200 km) ainsi que pression à la récolte et à l'arrivée :	
Investissements :	4 à 147 millions de francs.
Incidence sur le prix du m <sup>3</sup> N :	0,25 à 1,19 F.

4. — TRANSPORT (*Tableau XXVII*) A GRANDE DISTANCE :  
(6.500 h/an).

Selon débit (325 ou 650 millions m <sup>3</sup> N) et distance (600 ou 1.200 km = Ituri ou Stanleyville) et pressions à la récolte (celle à l'arrivée étant fixée à 4 kg) :	
Investissements :	1,2 à 3,6 milliards de francs.
Incidence sur le prix du m <sup>3</sup> :	0,38 à 0,95 F.

5. — STOCKAGE AVANT DISTRIBUTION :

Investissements par million m <sup>3</sup> /an :	0,225 million de francs.
Incidence moyenne sur le prix du m <sup>3</sup> :	0,02 F.

6. — DISTRIBUTION PUBLIQUE (*Tableau XXVIII*):

Investissements (compteurs compris mais raccordements exclus) par million m <sup>3</sup> /an :	5 à 40 millions de francs.
Incidence distribution et exploitation sur le prix du m <sup>3</sup> :	0,54 à 2,42 F.

## 7. — REMISE A L'INDUSTRIE.

Raccordements, à charge des utilisateurs :

Incidence moyenne de l'exploitation sur le prix du m <sup>3</sup> (estimation) :	0,02 à 0,25 F.
--	----------------

8. — RÉCAPITULATION : PRIX DE REVIENT DU M<sup>3</sup> N DE GAZ :

Le *Tableau XXIX* fournit quelques renseignements sur ce sujet.

Tableau XXIX. — Aperçu récapitulatif du détail du prix de revient du m<sup>3</sup> de gaz livré au consommateur dans les conditions admises.

Opérations	Utilisation sur place		Util. à 100 km 6 à 12 millions m <sup>3</sup> /an		Util. à 200 km 12 millions m <sup>3</sup> /an	
	domest. (F)	industr. (F)	domest. (F)	industr. (F)	domest. (F)	industr. (F)
Invest. gén.			0,010			
Extract.-trait.			0,175			
Transport	0		0,45 à 0,79		0,91 à 1,19	
Stockage			0,02			
Distribution	0,540 à 2,420	0,020 à 0,250	0,540 à 2,420	0,020 à 0,250	0,540 à 2,420	0,020 à 0,250
Total prix de revient brut	0,745 à 2,625	0,225 à 0,455	1,195 à 3,415	0,675 à 1,245	1,655 à 3,815	1,135 à 1,645

Montants totaux à accroître des frais généraux, taxes et profits soit de 20 à 30%



## I. — La compression ou la liquéfaction du méthane.

### 1. VUE D'ENSEMBLE.

Les gaz parfaits jouissent de la propriété d'occuper, la température restant constante, un volume inversement proportionnel à la pression qu'ils supportent. Le méthane a un comportement plus complexe. Sans erreur appréciable, on peut pourtant estimer que, sous une pression de 250 kg, 1 m<sup>3</sup> de méthane comprimé représente plus de 2.000 thermies ; 1 m<sup>3</sup> de méthane liquide résulte de près de 600 m<sup>3</sup> de gaz et concentre près de 5.000 thermies. On notera que la liquéfaction doit s'adresser à un gaz assez pur.

L'intérêt de la compression ou de la liquéfaction du méthane réside dans la possibilité de son transport par voie d'eau, de fer ou de terre. Quant aux emplois subséquents, on a vu plus haut que, dans l'état actuel des choses, ils se limitaient à la propulsion de moteurs et à l'alimentation — soit permanente, soit momentanée — de réseaux de distribution : le champ d'utilisations ainsi esquissé est déjà vaste en Afrique centrale.

### 2. LA COMPRESSION.

L'énergie exigée par la compression ( $E_c$ ) de 1 m<sup>3</sup> de gaz répond approximativement à la formule.

$$E_c = 0,14 \log \frac{P_1}{P'} \text{ kWh (voir plus haut formule } b)$$

En adoptant pour  $P_1$  et  $P'$  respectivement 250 et 0,840 kg l'énergie requise par m<sup>3</sup>, mesuré aux conditions du lac Kivu, est d'environ 0,35 kWh.

Une usine traitant journallement 10.000 m<sup>3</sup> N de méthane exigerait une puissance installée de l'ordre de 200 ch.

Les investissements requis s'établiraient approximativement comme suit :

- Usine de compression : 4 millions de francs.
- Réservoirs de stockage (20.000 m<sup>3</sup> gaz) : 10 millions de francs.

A ces montants devraient s'ajouter ceux inhérents aux réceptacles de transport et, le cas échéant, aux stations de distribution.

Les investissements pour acquisition de réceptacles de transport atteindraient 10 millions de francs.

L'incidence de la compression et du stockage sur le prix du  $\text{m}^3$  N de gaz peut être estimée à 0,80 F. Ce montant suppose l'utilisation de courant électrique livré à 1 F le kWh ; il pourrait être réduit sensiblement par l'usage de moteurs à gaz.

### 3. LA LIQUÉFACTION.

La liquéfaction est réalisée généralement par refroidissement. Les progrès de la technique imposent cette méthode.

On aura le choix entre divers types de cycles de refroidissement ; chacun d'eux se caractérise par le montant des investissements requis, par celui des frais de fonctionnement et par la plus ou moins grande simplicité de ce dernier.

L'énergie requise pour la liquéfaction d'un  $\text{m}^3$  N de gaz est d'environ 0,5 kWh. Ce seul facteur pèse lourdement sur le coût de l'opération ; avec du courant électrique facturé à 1 F le kWh, il atteint 0,5 F : on devra s'attacher à réduire ce poste de dépense.

Les tableaux 12 à 14 ont mis en évidence la réduction rapide des montants relatifs à investir ainsi que de l'incidence de tous frais avec l'accroissement de l'unité de production.

Pour une usine de liquéfaction capable de traiter journallement 10.000  $\text{m}^3$ , on peut supputer une immobilisation de l'ordre de 15 millions de francs, alors que le stockage au départ exigerait 2 millions de francs et celui à l'arrivée avec dispositif de regazéification coûterait 2,5 millions de francs. Ces deux derniers postes d'investissements varieront assez proportionnellement au rythme du traitement, tandis que, pour une capacité de traitement 10 fois supérieure, le coût de l'usine ne serait guère que de 75 millions de francs.

A ces montants viendraient s'ajouter ceux qui s'attachent aux moyens de transport.

Dans les conditions de capacités de traitement modestes sus-indiquées, l'incidence des opérations essentielles (liquéfaction, stockages et regazéification), à l'exclusion du transport, sur le prix du  $\text{m}^3$  de gaz varierait de 0,60 à 1,2 F.

4. PRIX DE REVIENT DU M<sup>3</sup> N DE GAZ COMPRIMÉ OU LIQUÉFIÉ (1).

Des indications qui précèdent, il résulte, en première approximation, que le prix de revient brut du m<sup>3</sup> N de gaz pourrait s'établir, pour une capacité journalière de traitement de 10.000 à 100.000 m<sup>3</sup> de gaz :

— A Goma (ou, en général, à proximité d'un captage) :

— Gaz comprimé : 1,03 à 1,25 F ;

— Gaz liquéfié : 1,25 à 1,50 F.

— A Stanleyville, selon le volume total acheminé journallement (240.000 à 2.400.000 m<sup>3</sup>) :

— Gaz comprimé : 1,62 à 3,00 F ;

— Gaz liquéfié : 1,62 à 3,36 F.

## J. — L'utilisation du méthane du lac Kivu.

## 1. SELON LES PERSPECTIVES ACTUELLES.

a. — *Pour les besoins ménagers du voisinage.*

Les besoins ménagers dérivent d'une clientèle d'intérêt restreint mais qu'une distribution publique ne peut négliger. On peut estimer les besoins actuels et ceux qui pourraient se manifester dans une dizaine d'années — comme suite à l'accroissement et à l'évolution des populations — pour l'ensemble des localités principales de Goma-Kisenyi et de Bukavu-Shangugu, respectivement à 2 et 5,5 millions de m<sup>3</sup> par an.

A ces chiffres doivent s'ajouter ceux, d'importances diverses mais relativement réduites, inhérents à la population occupant les rives du lac.

b. — *Pour les besoins ménagers de localités situées à quelque distance.*

On peut se proposer, comme il l'a été suggéré plus haut, d'établir des bilans pour le transport à quelque distance en se basant sur des possibilités d'alimentation d'industries diverses.

(1) Il y aurait lieu d'ajouter à ces prix le coût du transport.

A un premier stade, les ambitions se limiteraient pratiquement au Ruanda-Urundi et au Kivu oriental ; il serait malaisé d'atteindre des totaux dépassant 5 et 10 millions de m<sup>3</sup> annuels, respectivement dans l'immédiat et après une décennie, ce qui reste insignifiant.

Mais l'intérêt général commande de porter les regards bien plus loin : un axe de transport Goma-Ituri-Stanleyville retiendra l'attention.

c. — *Pour les besoins artisanaux ou industriels de chauffage selon le dispositif actuel.*

Si l'on se base sur la consommation actuelle de mazout dans la région de Goma-Kisenyi — de l'ordre de 3,2 millions de litres par an — l'équivalent en gaz, susceptible de le remplacer immédiatement serait d'environ 3,5 millions de m<sup>3</sup> N. Avec suffisamment d'optimisme on pourrait espérer voir ce chiffre doubler dans les dix années à venir. Encore faut-il noter qu'une partie de ce mazout est utilisée comme carburant.

Si l'on étend les investigations, d'abord à la périphérie du lac, puis dans une zone s'en écartant d'une centaine de km, en tenant compte des divers types de combustibles utilisés, on ne décèlera guère que des éventualités de placement immédiat pour une trentaine de millions de m<sup>3</sup> N annuels, quantité qui pourrait doubler endéans les dix ans.

d. — *Comme générateur d'énergie.*

On n'abordera cette possibilité qu'avec prudence, en tenant compte des disponibilités en énergie électrique.

e. — *Conclusions.*

Sur la base des perspectives actuelles de consommation, on n'arrive guère à chiffrer des besoins annuels que de l'ordre de quelques dizaines de millions de m<sup>3</sup>. Encore, en étendant la zone à desservir, on devra s'assurer de ce que le transport ne devienne pas prohibitif.

Mais on va se trouver en présence de quatre types de clients :

— Les Européens et les évolués avec leurs besoins ménagers : aucune difficulté apparente ;

— Les industries utilisant le mazout comme combustible : c'est le prix du mazout qui va fixer la consommation de gaz ;

— Les industries diverses utilisant des combustibles locaux de coût réduit : la concurrence sera âpre, mais la tendance à la hausse continue de ces produits plaidera en faveur du gaz ;

— La masse de la population autochtone : elle consentira difficilement une dépense « gaz ».

Les régions avoisinant le lac Kivu sont occupées par 6 millions d'habitants au revenu bien moins que modeste. C'est l'accroissement de ce revenu qu'il faut favoriser : le gaz du lac Kivu peut contribuer à l'extension des activités existantes et à l'implantation de nouvelles industries. A bonne distance du lac, il n'est pas exclu que ce même gaz puisse jouer un rôle de puissant catalyseur sur l'épanouissement de certaines régions. La mise en place d'une exploitation rationnelle devra tenir compte de toutes ces possibilités.

Le *Tableau XXIX* a mis en évidence la constatation que le prix de revient brut du gaz à destination industrielle était infime en bordure du lac. Ce prix est susceptible d'être rapidement grevé de lourds frais de transport. On ne perdra pas de vue les enseignements du *Tableau XXVII* : moyennant un débit annuel de 325 à 650 millions de m<sup>3</sup>, le coût du transport du m<sup>3</sup> sur 1.200 km se situerait entre 0,59 et 0,95 F, ce qui, sur la base de la densité relative, fixe à moins de 1,5 F le taux de la t /km.

Les utilisateurs ne peuvent se laisser tenter par le privilège que la proximité du lac offrirait au point de vue coût du gaz. Ils risqueraient de se trouver dans l'obligation soit d'y amener des matières premières, soit d'évacuer des produits finis, au prix de frais de transport élevés.

## 2. POSSIBILITÉS DIVERSES A ÉTUDIER.

### a. — *L'utilité d'engrais, en général.*

Parmi les matières nécessaires au développement de la végétation, quatre éléments principaux doivent, en moyenne, être restitués à la terre, par hectare et par an, dans les proportions suivantes :

— Azote :	100 kg
— Acide phosphorique :	60 à 80 kg
— Potasse :	120 à 150 kg
— Chaux :	80 à 100 kg

A ces éléments, on devrait ajouter l'eau. Il faut, en effet, 350 à 800 g d'eau pour assurer la synthèse de 1 g de matière végétale sèche. La proportion d'eau dans cette synthèse est d'autant plus grande que le sol est plus pauvre.

Pour être rigoureux, il y aurait lieu d'envisager la composition du sol et la nature de la végétation.

Dans un voisinage assez immédiat du lac Kivu, un million de familles autochtones vivent pauvrement sur des terres peu fertiles ou épuisées. L'apport d'engrais divers constituerait une des mesures susceptibles d'accroître leur revenu. On ne peut omettre de signaler qu'il en existe d'autres : sélection du bétail, désherbation, irrigation, drainage, etc.

b. — *Engrais azotés ou ammoniacaux.*

La création d'une usine d'engrais azotés montrerait à quel point le gaz du lac Kivu permet de favoriser l'évolution économique du pays.

Parmi les engrais azotés ou ammoniacaux, on fera choix de celui ou de ceux qui s'accommodent le mieux des conditions locales ; de leur nomenclature on peut retenir :

— L'urée, titrant 45 % d'azote, pouvant aussi être ajoutée à la nourriture du bétail ;

— La cyanamide de chaux, à 20 % d'azote ;

— L'azorgan, à 39 % d'azote ; il convient spécialement en région tropicale ; il résiste au lessivage par les pluies, son emploi est recommandé pour les cultures arbustives : café, thé, etc. ;

— Le sulfate d'ammoniaque, à 20 % d'azote ; de bonne conservation ;

— Le nitrate d'ammoniaque, à 34 % d'azote ; très hygroscopique, il se conserve mal sous les climats humides et ne se prête qu'aux usages immédiats ;

— L'ammonitre, à 20 % d'azote ;

— Le nitrate de chaux, à 15 % d'azote.

La valeur commerciale de ces engrais, en Belgique, prix de gros, est de l'ordre — selon nature, emballage et teneur — de 3.000 à 4.500 F la tonne.

Que chacune des familles d'agriculteurs puisse acquérir annuellement 50 kg d'engrais, quantité modique, entraînant un débours de 150 à 225 F, et il résulterait :

— La justification de la création d'une fabrique d'engrais d'une capacité de production annuelle de 50.000 t ; cette fabrique exigerait des investissements de l'ordre de 250 millions de francs ; elle consommerait 20 à 30 millions de m<sup>3</sup> de méthane ; une bonne partie des rentrées annuelles de fonds correspondant à sa production — 150 à 200 millions de francs — seraient d'un appoint considérable pour l'évolution du Kivu et du Ruanda-Urundi ;

— La constatation, par la population, d'un accroissement sensible des productions de ses champs, sans effort complémentaire notable ; en restant modeste, on peut tabler sur un bénéfice net de l'ordre de la dépense consentie, soit environ 150 millions de francs par an, montant qui rentrera dans le circuit de l'économie générale.

Quelles extensions cette politique ne pourrait-elle avoir, que ce soit sur le plan géographique ou sur celui des quantités utilisées ?

c. — *Engrais ou amendements divers.*

1<sup>o</sup> Potassiques.

Dans le rapport qu'il déposa en 1923, à l'issue de la mission dont le Gouvernement l'avait chargé à travers le Ruanda-Urundi, feu F. DELHAYE signalait l'intérêt de certaines laves leucitiques comme source de potasse pour les cultures.

Certaines de ces laves (1) ont des teneurs de 5,6 à 8,1 % de K<sub>2</sub>O. Une prospection détaillée s'en imposerait.

En Italie, on a d'abord employé des laves leucitiques, assez abondantes, contenant 8 à 10 % de K<sub>2</sub>O, en se bornant à les enrichir après broyage et à pulvériser la fraction retenue.

Au cours des deux guerres mondiales, on a, en Italie et aux

(1) Renseignements dus à l'obligeance de M. J. THOREAU, professeur à l'Université de Louvain et de M. C. MARCELLO, docteur-ingénieur à Milan.

États-Unis, intensifié les recherches en vue d'obtenir, par voie chimique, des sels de potasse plus aisément assimilables par la végétation.

En Italie, les procédés POMILIO-GIORDANI et BLANC permettent d'extraire du chlorure de potasse. La fraction leucitique des laves obtenue après concassage et séparation magnétique est traitée à l'acide chlorhydrique à chaud. Les chlorures sont lavés et donnent, après refroidissement, du chlorure de potasse.

Aux U. S. A., les laves du Wyoming, traitées avec un carbonate de soude de la région, donnent du carbonate de potasse pur et du carbonate de soude pur.

Source de chaleur et d'énergie, le gaz du lac contribuera à tirer parti des laves les plus intéressantes.

## 2° Divers.

Les calcaires, assez abondants dans le voisinage du lac Kivu, peuvent être convertis en chaux utilisée en son état comme amendement ou servant de base à des produits divers.

Certaines roches, bien que pauvres en phosphate, pourraient peut-être fournir une matière première bien utile.

Enfin, il n'est pas exclu de pouvoir recueillir, en vue de leur traitement et de leur emploi comme engrais, des matières organiques remontées avec les eaux de profondeur.

## d. — *Sidérurgie et métallurgie* (1).

Les gisements de minerais de fer ne sont pas rares ; dans l'Ituri, on en trouve de très riches, à distance malheureusement assez grande. Les difficultés inhérentes à l'emploi du méthane comme réducteur, en sidérurgie, ont été évoquées plus haut. Une solution paraît résider dans la transformation du  $\text{CH}_4$  en un mélange  $\text{H}_2 + \text{CO}$  capable d'opérer la réduction sans provoquer de carburation.

Le but de la réduction gazeuse des minerais de fer est de fournir une éponge de fer servant de matière première à l'aciérie Martin ou à l'aciérie électrique. On cherche, en somme, à élaborer l'acier à partir d'une « mitraille synthétique » plutôt qu'à partir

(1) Renseignements dus à l'obligeance de M. P. HOUZEAU DE LEHAIE, recteur de la Faculté polytechnique de Mons et de MM. L. MEUNIER et A. BEUGNIES, professeurs à cette Faculté.



d'une fonte, ce qui permet de supprimer le stade intermédiaire classique du haut-fourneau.

Cependant, la réduction se faisant à basse température en présence de produits solides, la séparation de la gangue ne peut s'effectuer qu'à l'aciérie. On conçoit donc que le procédé n'est applicable que là où l'on peut disposer de quantités importantes de minerais très purs, c'est-à-dire contenant le moins possible de gangue, de S et de P.

Parmi les nombreux brevets protégeant un tel procédé, il n'en est guère, cependant, qui paraissent avoir reçu la sanction industrielle.

Les recherches sont pourtant poursuivies avec vigueur dans de nombreux pays et plusieurs réalisations récentes ont donné satisfaction au stade de l'usine pilote.

On peut citer, à titre d'exemple, le procédé WIBERG-SÖDERFORS, appliqué dans cinq usines suédoises, dont la capacité de production totale est de 100.000 t/an. La réduction se fait dans un four à cuve. Une analyse typique de minerai traité est la suivante :

Fe	SiO <sub>2</sub>	S	P	H <sub>2</sub> O
59,3 %	6,0 %	0,028 %	0,020 %	6,2 %

Le gaz réducteur contient :

CO	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O
67 %	28 %	3 %	1,5 %

On en utilise environ 1600 m<sup>3</sup> N par tonne de fer.

On obtient une éponge à 85-87 % de réduction et une teneur en fer de 77 à 91 % suivant le minerai employé. Les teneurs en S (0,008 %) et en P (0,020 %) sont basses de sorte que l'éponge peut alimenter les fours électriques et les fours MARTIN.

La réduction n'est pas seulement réalisable au four à cuve. On peut aussi utiliser des réacteurs à lit fluide ; tel est le cas des procédés H-IRON, STELLING, ONIA NOVALFER, SHIPLEY, ESSO-LITTLE, etc.

Quelles perspectives si, au cœur de l'Afrique, grâce au gaz du lac Kivu, un complexe métallurgique venait graviter autour d'une modeste unité produisant de l'acier !

Bien des gisements minéraux divers ont été délaissés dans

le passé à défaut d'avoir pu disposer d'énergie thermique ou mécanique à bon prix : blende et galène de Nyamakubi, pyrochlore de la Lueshe, ilménite de l'Ituri, etc. Tous les problèmes en relation avec l'industrie minière devraient être revus.

e. — *La chimie de synthèse en général.*

Certains secteurs du vaste domaine de la chimie de synthèse pourraient se ménager une large place dans le voisinage du lac Kivu.

Après ceux du Congo, d'importants gîtes de tourbe ont été récemment reconnus au Ruanda-Urundi. Pour autant que les qualités de cette substance soient suffisantes, le méthane pourrait jouer un rôle prépondérant dans la mise en valeur de ces gisements <sup>(1)</sup>, ne fût-ce que pour la préparation de benzine, d'alcool ou d'essences diverses.

f. — *Le gaz fortement comprimé ou liquéfié.*

Qu'il s'agisse de l'utilisation du gaz comme carburant pour véhicules ou pour l'alimentation des localités éloignées, il semble possible de trouver des débouchés pour des quantités notables de méthane fortement comprimé ou liquéfié. Il n'est pas exclu que, sous l'une ou l'autre de ces formes, le gaz puisse être utilisé par des industries situées à l'écart.

Mais on aura compris que, dans ces états, l'emploi du méthane n'est pas à la portée de chacun.

g. — *Cas du gaz carbonique.*

Ce gaz verra son champ d'utilisation s'étendre.

**K. — Le pouvoir compétitif du méthane du lac Kivu.**

1. GÉNÉRALITÉS.

Le pouvoir compétitif du gaz, d'une façon générale, est déterminé par :

<sup>(1)</sup> Renseignements dus, notamment, à l'obligeance de M. P. SPORCO, membre de l'Académie royale des Sciences d'Outre-Mer.

- Son prix ;
- Son pouvoir calorifique ;
- Son rendement énergétique ;
- Les avantages indirects qu'il présente à l'utilisation, à l'égard d'autres produits liquides ou solides, et parmi lesquels avantages il faut retenir :
  - Facilité d'utilisation ;
  - Réduction des immobilisations aux points de vue stockage, manutention et préparation avant usage ;
  - Réduction des frais d'exploitation (main-d'œuvre, entretien, etc.) ;
  - Amélioration de la qualité des produits industriels résultant de la facilité de réglage de la température et de la constance des caractères ;
  - Amélioration de la productivité des installations.

Les deux premiers facteurs cités sont ordinairement combinés sous le vocable de prix de la thermie ; c'est ce prix qui doit être concurrentiel à l'égard des autres sources d'énergie, indigènes ou importées.

Ce prix concurrentiel n'est pas seulement fixé par une valeur brute ; il est déterminé par le rendement énergétique escomptable et par les avantages indirects.

Le problème du rendement énergétique est traité plus loin.

Celui des avantages indirects échappe, en bonne partie, à toute analyse objective. Il tombe sous les sens que le fait de ne pas devoir immobiliser des capitaux pour stocker des produits ou pour les acheminer vers le brûleur, ou pour les gazéifier au préalable, etc., représente une économie sérieuse que l'on peut chiffrer. Mais les autres avantages, variables selon le type d'utilisation et bien que parfois très sérieux, sont d'estimation malaisée. A en juger à la préférence qui est souvent accordée au gaz, on peut dire que l'ensemble des avantages qu'il présente peut être équivalent jusqu'à 30 % de sa valeur intrinsèque. Dans les cas d'utilisation ménagère, ces avantages sont accrus par des considérations de facilité et de propreté et sont donc susceptibles de se traduire par des taux plus élevés encore.

L'inconvénient principal de l'utilisation du gaz dans les installations existantes réside dans la nécessité de modifier les brûleurs.

Tableau XXX. — Rendement énergétique pratique moyen de divers types de combustibles ou carburants ainsi que de l'électricité ; équivalent pratique de la thermie méthane en unités de produits divers.

Produits	Unités	Pouv. calor. en thermies	Rendement énergétique pratique moyen						Équivalent pratique de la thermie gaz en unités de produits divers														
			Utilis. dom.		Transports		Industr. div.		Utilis. domest.		Transports,		Industr. div.										
			Chauff. p. pce	Cuisine	Rail	Route	Chauff.	Fce mot (1)	Chauff. p. pce	Cuisine	Rail	Route	Chauff.	Force mot. (1)									
Méthane gazeux	m <sup>3</sup> N	8,55	0,75	0,70	0,30	0,35	0,70	0,25	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,084	0,090	0,090	0,090	0,164	0,122	0,115	0,100	
» liquide	kg	11,90																					
Propane liquide	kg	11,10	0,75	0,70		0,35	0,70	0,25															
Butane liquide	kg	10,90																					
Essence	l	7,60																					
»	kg	10,30				0,25		0,20															
Gasoil	l	8,75				0,30		0,30															
»	kg	10,10	0,65	0,45	0,25		0,45	0,30															
Fuel-oil lourd	l	9,26																					
»	kg	9,80																					
Charbon qual. norm.	kg	7,00	0,45	0,25	0,06		0,50	0,25															
» qual. inf.	kg	3,00	0,40	0,20	0,05		0,45	0,22															
Courbe	kg	4,00	0,30	0,12	0,05		0,40	0,10															
Bois à brûler	mst	2,00	0,30	0,12	0,05		0,40	0,10															
Électricité	kWh	0,85	1,00	0,90	0,80		0,95	0,85															

(1) Les rendements énergétiques à la transformation en force motrice varient dans une très large marge selon les puissances installées et les types d'appareils. Les chiffres moyens cités permettent des comparaisons portant sur des utilisations analogues.

(2) Le rendement varie largement selon la nature des ustensiles utilisés ; les chiffres cités correspondent à un équipement excellent.

Tableau XXXI. — Valeur compétitive brute (1) sur la base du rendement énergétique, de la thermie méthane (2), à l'égard d'autres produits, selon le genre d'utilisation et la valeur locale.  
(Chiffres servant de base aux diagrammes (3) de la Fig. 5).

Produits	Unités	Prix par unité (F)	Valeur compétitive, en F, de la thermie méthane														
			Utilis. domest.						Transport			Ind. diverses					
			Chauff.		Cuisine		Rail		Route		Chauff.		F. mot. (4)				
			n°	prix	n°	prix	n°	prix	n°	prix	n°	prix	n°	prix			
Propane ou butane	kg	20		6	1,80												
»	kg	35		6	3,15												
Essence	l	4															
»	l	6															
Mazout (5)	l	1,5	1	0,33	7	0,44	12	0,34	17	0,74						24	0,65
»	l	4	1	0,53	7	0,71	12	0,55	17	1,10						24	1,00
Charbon q. inf.	t	500	2	0,31	8	0,58	13	1,00	18	0,33	19	0,44				25	0,29
»	t	1.000	2	0,62	8	1,16	13	2,00	18	0,54	19	0,71				25	0,46
Tourbe	t	500	3	0,31	9	0,73	14	0,75	20	0,52	26	0,26				26	0,19
»	t	1.000	3	0,62	9	1,46	14	1,50	21	0,22	27	0,31				26	0,38
Bois à brûler	st	100	4	0,13	10	0,29	15	0,30	21	0,44	27	0,63				27	0,31
»	st	200	4	0,25	10	0,58	15	0,60	22	0,09	28	0,13				28	0,13
Électricité	kWh	1	5	0,88	11	0,92	16	0,44	22	0,18	28	0,25				28	0,25
»	kWh	2	5	1,76	11	1,84	16	0,88	23	0,97	29	0,34				29	0,34
									23-	1,94	29	0,68				29	0,68

(1) Compte non tenu des avantages indirects pouvant résulter de l'emploi du méthane.

(2) Pour obtenir la valeur correspondante du m<sup>3</sup> de gaz, il suffit de multiplier la valeur de la thermie par le pouvoir calorifique du gaz en cause.

(3) Les numéros désignent les diagrammes.

(4) Le rendement énergétique très variable influence les chiffres de cette colonne.

(5) Gas- ou fuel-oil.

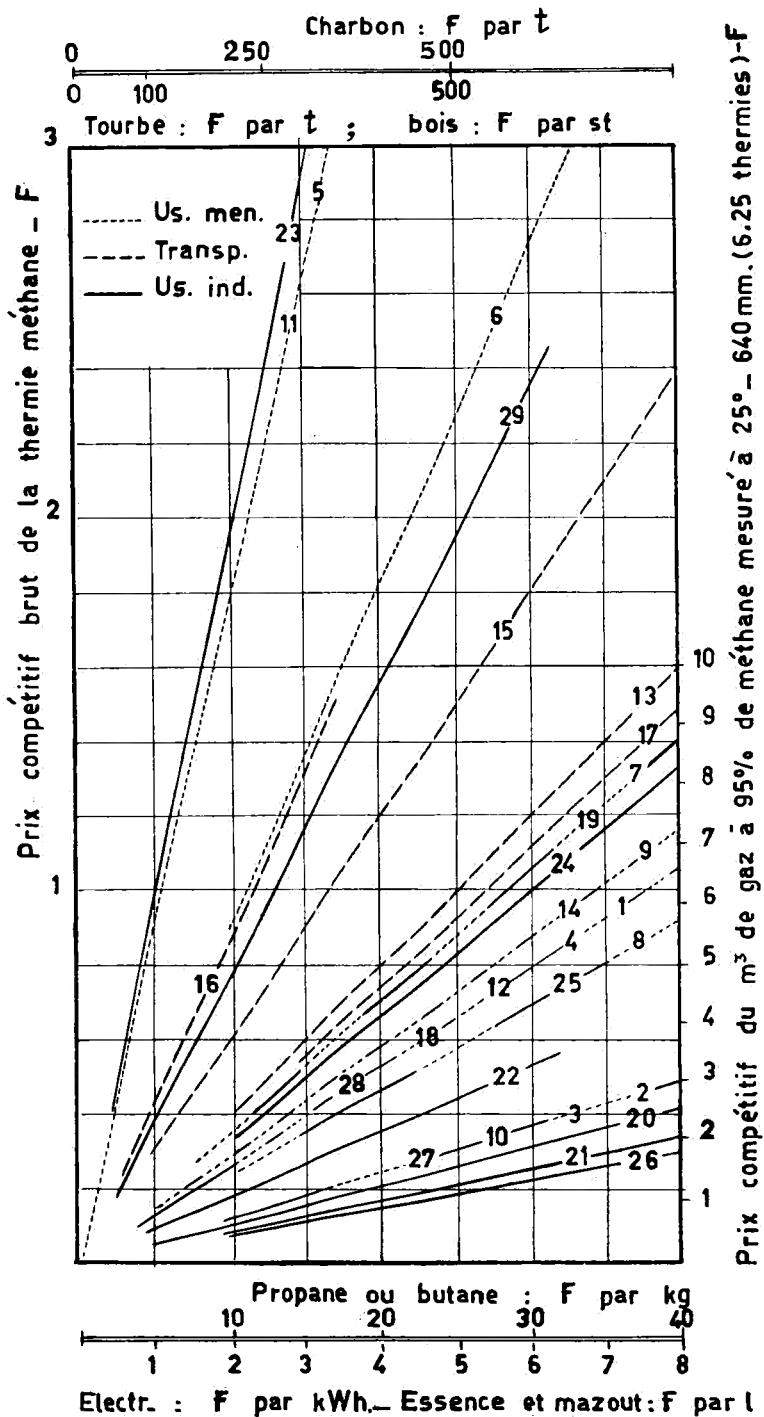


Fig. 5. — Le prix compétitif brut de la thermie méthane et du m<sup>3</sup> de gaz à 95 % de méthane (mesuré sous les conditions locales : 25° C et 640 mm Hg) par rapport aux autres produits et à l'électricité.

Enfin, au passif du méthane liquéfié ou utilisé sous forte pression, figurent la tare élevée des récipients et la nécessité d'un détendeur ou d'un dispositif de regazéification.

## 2. RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE.

Le rendement énergétique des divers combustibles ou carburants est extrêmement variable selon la nature et l'importance de l'utilisation.

Le *Tableau XXX* s'attache à présenter, pour un certain nombre de cas, des chiffres pratiques moyens déduits de données assez divergentes.

## 3. VALEUR COMPÉTITIVE DU GAZ.

Sur la base de prix unitaires de certains produits ou services et des rendements énergétiques consignés dans le *Tableau XXX*, le *Tableau XXXI* et les diagrammes de la *Fig. 5* donnent la valeur compétitive brute de la thermie gaz dans divers cas d'utilisation.

## 4. PRIX DE VENTE CONCURRENTIEL DU M<sup>3</sup> DE GAZ.

Le prix de vente concurrentiel du m<sup>3</sup> N de gaz supposé contenir 95 % de méthane, doté d'un pouvoir calorifique inférieur de 8,13 thermies, sera, en fin de compte, fixé par la valeur locale des autres substances ou du kWh.

Cette valeur peut varier dans de très larges proportions selon que ces substances doivent supporter des frais de transport plus ou moins élevés ou passer par des intermédiaires plus ou moins nombreux.

Les *Tableaux XXXII* et *XXXIII* donnent quelques prix de vente possibles d'abord d'après la valeur brute de compétition, ensuite en tenant compte des avantages indirects.

Il n'est pas question, en avançant de tels chiffres, de tenter de fixer des tarifs ; le but poursuivi consiste à déterminer des limites de prix au delà desquelles la vente du gaz deviendrait illusoire. La politique tarifaire à adopter sera envisagée plus loin.

## a. — Usages ménagers du gaz.

La valeur des combustibles concurrents varie selon les usagers (Européens ou autochtones divers) et l'éloignement des sources d'approvisionnement. De nombreux autochtones peuvent encore se contenter de quelques brindilles de bois glanées çà et là ou acquises à prix modique ; ils ne seront guère enclins, comme les Européens et les évolués dont l'approvisionnement en combustible est onéreux, à avoir recours au gaz.

Tableau XXXII. — Prix de vente maximum du m<sup>3</sup> N de gaz à 95 % de méthane (a) pour usages ménagers.

Produit en compétition	Unité	Coût unitaire (F)	Sur la base du rendement énergétique		Compte tenu des avantages divers (b)	
			Chauff. (F)	Cuisine (F)	Chauff. (F)	Cuisine (F)
Gaz liquide (butane, propane)	kg	20,00	14,60	14,60	14,60	14,60
»	kg	35,00	26,50	26,50	26,50	26,50
Gasoil (Stanleyv.)	l	3,34	3,60	4,82	3,78	5,06
» (Goma)	l	3,80	4,07	5,47	4,27	5,74
» (Irumu)	l	3,90	4,19	5,62	4,40	5,90
Charbon qualité médiocre	t	375,00	1,89	3,54	2,36	4,42
»	t	500,00	2,52	4,71	3,13	5,89
»	t	750,00	3,78	7,08	4,72	8,84
Tourbe (producteur)	t	300,00	1,51	3,59	1,88	4,47
» (Bukavu)	t	650,00	3,30	7,80	4,12	9,75
» (Goma)	t	800,00	4,05	9,08	5,06	11,98
Bois à brûler	st	50,00	0,58	1,18	0,72	1,47
»	st	100,00	1,15	2,36	1,44	2,94
»	st	200,00	2,30	4,72	2,87	5,88
Électricité	kWh	2,00	14,30	14,95	14,30	14,95
»	kWh	3,00	21,40	22,40	21,40	22,40

(a) Les prix maxima pour du gaz d'une autre composition ou mesuré dans d'autres conditions, peuvent se déduire de ces chiffres.

(b) Estimés à 5 % à l'égard du gasoil et à 25 % à l'égard des combustibles solides.

A titre comparatif, il faut noter qu'en Belgique le coût de la thermie gaz pour usages domestiques est de l'ordre de 0,80



à 1,00 F (taxes et bénéfice inclus) ce qui donnerait au m<sup>3</sup> de méthane envisagé une valeur de 6,50 à 8,10 F alors que le charbon pour foyer domestique coûte environ 2.000 F la t, le fuel-oil 1,4 à 1,95 F le litre, le gasoil 2,4 F le litre, le kWh ménager 2 F, le gaz liquéfié 8 à 13,5 F le kg.

Le *Tableau XXXII* fixe quelques prix de vente maxima du m<sup>3</sup> N, prix concurrençant les produits courants pour quelques valeurs de ces derniers.

b. — *Usages industriels, comme combustible ou comme générateur de force motrice.*

1<sup>o</sup> Comme combustible.

De nombreuses industries ou plantations locales utilisent le bois, la tourbe ou le fuel oil importé comme sources de chaleur. C'est le cas de : industries de la construction, brasseries, sucrerie, séchage du thé, etc.

Il est normal que ces industries envisagent l'utilisation du gaz livré à un prix raisonnable, pour tirer parti des avantages divers qui s'y attachent.

2<sup>o</sup> Comme source de force motrice.

Il a été fait allusion à la situation actuelle créée par l'abondance d'électricité disponible et qu'il y a lieu d'utiliser par priorité comme source de force motrice.

Il n'empêche que cette situation se modifiera et que des industries alimentées en gaz pourraient avoir intérêt à utiliser ce dernier à des fins mécaniques.

Le *Tableau XXXIII* fournit des indications sur le prix de vente maximum du m<sup>3</sup> de gaz pour usages industriels courants.

D'une façon générale, il y a lieu de tenir compte de la valeur réelle, non seulement actuelle mais aussi probable dans un avenir rapproché, des substances en compétition. Ainsi le prix du bois à brûler comme celui de la tourbe iront inévitablement en croissant ; le coût du fuel oil est susceptible d'augmentation ; l'essence doit supporter des droits d'entrée importants.

Tableau XXXIII. — Prix de vente maxima du m<sup>3</sup> N de gaz à 95 % de méthane (a) pour usages industriels courants.

Produits en compétition	Unité	Coût unitaire (F)	Sur base du rend. énergétique		Compte tenu des avant. div. (b)	
			Chauff. (F)	F. Motrice (F)	Chauff. (F)	F. Motrice (F)
Essence	l	5,00	—	6,76	—	7,10
»	l	6,00	—	8,13	—	8,54
»	l	7,00	—	9,50	—	9,98
Gasoil (Stanleyville)	l	3,34	4,82	3,12	5,06	3,28
» (Goma)	l	3,80	5,47	3,54	5,70	3,72
» (Irumu)	l	3,90	5,62	3,64	5,90	3,82
Fuel oil (Stanleyville)	l	2,85	4,12	—	4,33	—
» (Goma)	l	3,30	4,76	—	5,00	—
» (Irumu)	l	3,40	4,90	—	5,14	—
Charbon médiocre	t	375,00	1,53	1,15	1,75	1,32
»	t	500,00	2,11	1,54	2,42	1,77
»	t	750,00	3,06	3,21	3,51	2,65
Tourbe (producteur)	t	300,00	1,07	1,52	1,23	1,74
» (Bukavu)	t	650,00	2,30	3,31	2,66	3,80
» (Bukavu)	t	650,00	2,30	3,31	2,66	3,80
» (Goma)	t	800,00	2,85	4,07	3,28	4,78
Bois à brûler	st	50,00	0,36	0,51	0,41	0,58
»	st	100,00	0,72	1,02	0,83	1,17
»	st	200,00	1,43	2,04	1,64	2,34
Électricité	kWh	1,00	7,85	2,76	7,85	2,76
»	kWh	2,00	15,70	5,52	15,70	5,52

(a) Les prix maxima pour du gaz d'une autre composition ou mesuré dans d'autres conditions peuvent se déduire de ces chiffres.

(b) Estimés à 5 % à l'égard des produits liquides et à 15 % à l'égard des substances solides.

### c. — Matière première de la chimie de synthèse.

En se référant aux nécessités de ces industries et aux dispositions adoptées dans divers pays, on s'attachera à fournir le gaz au plus bas prix possible.

## 5. LE GAZ LIVRÉ SOUS PRESSION OU A L'ÉTAT LIQUIDE.

Ce titre intéresse spécialement :

— Les usages ménagers par voie de distribution publique ;

— Le transport.

Dès que l'on se réfère aux prix du m<sup>3</sup> N gaz, le *Tableau XXXII* permet de fixer les maxima compétitifs pour besoins ménagers. Le *Tableau XXXIV* concerne les transports ; contrairement à ce qui se passe pour le gaz normal, les récipients requis par l'état fortement comprimé ou liquéfié du méthane, pénalisent ce dernier d'un taux estimé à 10 % de sa valeur par rapport aux carburants liquides et 15 % par rapport à l'électricité.

Tableau XXXIV. — Prix de vente maxima du m<sup>3</sup> N de gaz <sup>(a)</sup> à l'état fortement comprimé ou liquéfié comme carburant de transport.

Produits en compétition	Unités	Coût unitaire (F)	Sur base du rendement énergétique		Compte tenu ré- cipients <sup>(c)</sup>	
			Rail (eau) <sup>(b)</sup> (F)	Route (F)	Rail (eau) <sup>(b)</sup> (F)	Route (F)
Essence	l	5,00	—	7,50	—	6,75
»	l	6,00	—	9,00	—	8,10
»	l	7,00	—	10,50	—	9,45
Gasoil (Léopoldv.)	l	2,40	2,67	2,62	2,40	2,36
» (Stanleyv.)	l	3,34	3,71	3,64	3,34	3,38
» (Irumu)	l	3,90	4,33	4,25	3,90	3,82
» (Goma)	l	3,80	4,22	4,15	3,80	3,73
Charbon qual. méd.	t	375,00	6,09	—	6,09	—
»	t	500,00	8,12	—	8,12	—
»	t	750,00	12,18	—	12,18	—
Bois à brûler	st	50,00	1,22	—	1,22	—
»	st	100,00	2,43	—	2,43	—
»	st	200,00	4,86	—	4,86	—
Électricité	kWh	1,00	3,58	—	3,04	—
»	kWh	2,00	7,16	—	6,08	—

<sup>(a)</sup> Il est supposé du gaz à 95 % de méthane, bien que la liquéfaction exige un gaz plus pur ; les prix pour m<sup>3</sup> mesurés dans d'autres conditions peuvent être déduits.

<sup>(b)</sup> Sauf l'usage d'électricité.

<sup>(c)</sup> Pénalisation de 10 % à l'égard des carburants liquides et de 15 % par rapport à l'électricité.

## 6. CONCLUSIONS.

A en juger à la faveur dont jouissent actuellement l'électricité et le gaz liquéfié pour assurer le chauffage à la cuisine, chez les Européens, le gaz du lac Kivu peut se tailler une large place dans l'économie ménagère partout où son transport est possible. Une bonne partie de la population autochtone se montrera réticente du fait de l'importance des débours à consentir.

Dans le domaine du chauffage industriel, le méthane concurrencera aisément le mazout et l'électricité, même à bonne distance des lieux de production ; il détrônera plus malaisément la houille, la tourbe et le bois.

Compte étant tenu des remarques formulées à l'égard de l'électricité et de la valeur réelle des carburants liquides, le gaz est susceptible d'intéresser une gamme étendue d'utilisations. Mais il reste évident que la suppression de rentrées dues aux taxes grevant les hydrocarbures importés devrait trouver des compensations.

Enfin, le méthane fortement comprimé ou liquéfié peut avoir son domaine extrêmement vaste, du moment où, la perspective de placement portant sur des quantités suffisantes, on pourrait amener le gaz à bon compte jusqu'à Stanleyville ; il n'est pas utopique d'envisager la distribution à Léopoldville et dans les centres principaux avoisinant le fleuve tandis que les moyens de transport pourraient, peut-être, être propulsés au méthane.

## L. -- Une politique tarifaire.

Le gaz du lac Kivu ne doit pas être considéré comme un produit que l'on s'efforcera de vendre au plus haut prix ; il n'empêche que l'on doit s'attacher à l'obtenir au meilleur compte.

L'intérêt général guidera la politique à suivre, notamment dans l'élaboration des tarifs. Cet intérêt général exige que l'on envisage de placer les quantités maxima de gaz et cela aussi loin que possible.

Le cas très simple de la préparation d'engrais azotés, traité plus haut, a abordé cet aspect de l'exploitation en soulignant les fins à poursuivre : le bénéfice à tirer par l'ensemble de la population.

Les tarifs à fixer viseront à alléger le poids des importations, à procurer plus de bien-être aux habitants, à favoriser le développement des industries existantes et à promouvoir la création de nouveaux établissements. Ils devraient tenir compte de la nature de l'utilisation, du mode de remise aux clients, de l'importance et de la régularité de la consommation ainsi que de l'éloignement. Mais à ce dernier égard, s'il est logique d'accorder un certain privilège aux occupants du voisinage du lac Kivu, il serait sage de ménager un allègement des charges de transport à distance.

#### **M. — Les essais préliminaires à compléter.**

Divers chapitres de cet exposé se réfèrent à des données qui devraient résulter d'essais. Le stade expérimental ne devrait donc être clôturé qu'après avoir réuni tous les résultats souhaitables.

#### **N. — L'enquête économique préalable.**

L'enquête économique préalable préconisée, à l'instar de celle qui fut menée à travers la France, est une nécessité absolue pour asseoir une exploitation rationnelle ; elle doit être vaste, dynamique et embrasser l'avenir tout autant que le présent.

Vaste par son extension géographique d'abord, elle devrait couvrir d'importantes régions du Ruanda-Urundi, de la province du Kivu et de celle de Stanleyville et étendre ses investigations le long du fleuve jusqu'à Léopoldville ainsi que, peut-être, dans d'autres directions.

Vaste aussi par la variété des secteurs d'activité auxquels elle s'adresserait, elle rechercherait les besoins et possibilités dans le domaine des cultures et des industries dérivées aussi bien que dans le domaine minéral — celui des matériaux de construction compris — et dans ceux des besoins individuels, des transports, de la force motrice en général, etc. Dès qu'il s'agit de consommations, deux notions s'imposent : importance et régularité ou modulation.

Vaste également par la nature des renseignements à recueillir, elle s'attacherait à déterminer les coûts locaux, actuels ou prévisibles, des produits ou services à concurrencer ; elle s'informerait sur tous projets en cours de gestation.

Dynamique, elle ne se bornerait pas à enregistrer. Elle étudierait toutes opportunités d'extension ou de regroupement des installations existantes, tout ce qui pourrait contribuer à accroître la consommation de gaz et sa régularisation. Elle envisagerait toutes les nouvelles utilisations susceptibles de présenter de l'intérêt, tout en s'assurant que des débouchés soient ouverts aux productions. Une attention spéciale serait apportée aux utilisations marginales : le méthane à bas prix pourrait les rendre viables, alors que l'activité qu'elles requièrent ou les produits qu'elles procurent seraient une source de prospérité.

Embrassant l'avenir, elle définirait les axes de transport les plus favorables, elle s'attacherait à percevoir les exigences, non seulement d'une évolution normale et générale, mais aussi celles dérivant de la création de nouveaux complexes. Il n'est pas douteux que l'accroissement du revenu national favorisera la production de nouveaux biens de consommation.

## V. Conclusions générales.

En France, aux environs de Lacq, au pied des Pyrénées, dans une région assez pauvre et hier encore bien déserte, grâce à la découverte de gaz naturel, on poursuit aujourd'hui, à un rythme inaccoutumé, la création de vastes complexes d'industries et d'habitations. La prospérité locale se répercute à la ronde. Tout au long des 1.500 km de feeders sillonnant la France, la même image se reproduit, à une échelle évidemment bien plus réduite.

On peut espérer que le gisement de méthane du lac Kivu sera, toutes proportions gardées, à l'origine d'un essor analogue et contribuera largement à l'évolution économique et sociale des populations du Congo et du Ruanda-Urundi. Bien des conditions favorables se prêtent à la réalisation d'un tel espoir.

A la suite de la remise de l'étude originale, le Ministre du Congo belge et du Ruanda-Urundi a manifesté l'intention de charger la RÉGIDESO de l'exploitation du gisement de méthane du lac Kivu. Une telle décision serait heureuse. Cet organisme est déjà installé dans de nombreuses localités du Congo belge et du Ruanda-Urundi où il dispose d'un personnel qualifié. Il serait en état d'ajouter ces nouvelles activités à celles qu'il assume déjà. Ainsi pourrait-on, de façon économique, traiter tous les problèmes qui se rattachent à la mise en valeur du gaz.

## Bibliographie.

### ABRÉVIATIONS UTILISÉES.

- B. A. F. T.P.* : *Bulletin de l'Association française des Techniciens du Pétrole*  
(14, Avenue de la Grande Armée, Paris, 17<sup>e</sup>).  
*G. W. F.* : *Gaz- und Wasserfach* (Éd. R. OLDENBOURG, Munich).  
*R. F. E.* : *Revue française de l'Energie* (3, rue Foufflot, Paris 5<sup>e</sup>).

\* \* \*

- [1] Agenda Gaz de France (Éd. *Journal des Usines à Gaz*, 62 rue de Courcelles, Paris 8<sup>e</sup>).
- [2] Aide-mémoire de l'Industrie du gaz (Ed. *Journal des Usines à gaz*, 62, rue de Courcelles, Paris VIII<sup>e</sup>).
- [3] American gas handbook (*American Gas Journal*, New-York, 1951, n<sup>o</sup> 3, 217 p.).
- [4] ANDRIOT, J. : Le calcul économique des réseaux de transport de gaz par canalisations (*Ann. des Mines de France*, Paris, juin 1957, pp. 353 à 367 et mai 1957, pp. 273 à 286).
- [5] Banque centrale du Congo belge et du Ruanda-Urundi (*Bulletin mensuel*, Bruxelles, juin-juillet 1956).
- [6] BEAU, C. : Utilisation de l'énergie thermique des mers. Observations sur le matériel utilisé. Conclusions générales (4<sup>es</sup> journées de l'hydraulique, Paris, 1956).
- [7] BELL E.-A. : Un système de *pipe-line* pour le méthane en Italie (Analyse : *Ann. Mines et Carburants*, Paris, 1943, 14<sup>e</sup> série, t. III, livr. 4, p. 124).
- [8] BELTRAMA, F. : Point de vue économique sur le transport du charbon et du gaz (*Gas*, Italie, t. 2, n<sup>o</sup> 10, oct. 1952, pp. 5 à 10).
- [9] BIARD, E. : Technique de l'utilisation des gaz (GAUTHIER-VILLARS, Paris).
- [10] BLAY, L. : Le régime des prix du gaz de LACQ (*R. F. E.*, n<sup>o</sup> 94, févr. 1958, pp. 261 à 270).
- [11] BOITEUX, M. : Le gaz de Lacq : problèmes tarifaires (*R. F. E.*, n<sup>o</sup> 94, févr. 1958, pp. 251 à 260).
- [12] BOSKERMAN, U.-T. : Développement et transport de gaz par canalisations en U. R. S. S. (*Gazovaya Promychnennost*, n<sup>o</sup> 11, nov. 1957, pp. 15 à 18).
- [13] BOURON, A. : Formulaire des gaz (BERANGER, Paris, 1957).
- [14] BRAY, A. : Gases and Solutions of igneous origin (*The Mining Magazine*, Londres, 1944, n<sup>o</sup> 70, p. 144-147).
- [15] BRUDERER, W. : Les océans souterrains fossiles et le pétrole (*B. A. F. T. P.*, n<sup>o</sup> 120, 30.11.56, pp. 535 à 556).

- [16] BURGBACHER, F. : Die Energiewirtschaft im Gemeinsamen Markt (*G. W. F.*, n° 41, 16 oct. 1959, pp. 1041 à 1049).
- [17] BUZON, J. et FAVRE, J. : Étude de la composition des gaz du gisement de Lacq (*Revue Inst. franç. Pétrole*, Paris, 1955, vol. X, n° 5, pp. 387-390).
- [18] CABET, R. : L'économie des pipe-lines (*B. A. F. T. P.*, n° 128, 31.3.58).
- [19] Cahier des charges pour la concession d'une distribution de gaz (Décret n° 50, 1371 du 13.10.50. Impr. de l'Administration centrale de France).
- [20] CAUCHOIS, L. : Les problèmes posés par le gisement de gaz de Lacq et leurs solutions (*B. A. F. T. P.*, n° 119, pp. 445 à 496).
- [21] CAUCHOIS, L. : L'exploitation du gaz naturel de St-Marcet (*B. A. F. T. P.*, Conférence du 17.5.44).
- [22] CAZZANIGA, V. : Les cent ans de l'industrie pétrolifère mondiale et ses perspectives futures (Communicat. au Congrès international des hydrocarbures, Plaisance, sept. 1959).
- [23] CHAMPETIER, G. : La grande industrie chimique organique (Collection *Que sais-je ?*, Presses universitaires de France, Paris, 1950).
- [24] CHAMPETIER, G. : La grande industrie chimique minérale (Collection *Que sais-je ?*, Presses universitaires de France, Paris, 1950).
- [25] CHIZALLET. : Tuyaux en matière plastique (*Génie chimique*, Paris, déc. 1955).
- [26] CLARKE, F.-W. : The data of geochemistry (Government Printing Office, Washington, 1924).
- [27] CLAUDE, G. : Mes travaux sur l'énergie thermique des mers (*La Revue maritime*, Paris, n° 197, mai 1936).
- [28] CLERFAYT, A. : L'état de développement énergétique des territoires belges d'Outre-Mer (Conférence mondiale de l'Énergie, Rapport 42, Belgrade, 1957, 75 pages).
- [29] COLOMBIER, J. et HOCHMANN, J. : Les problèmes posés aux aciéristes par le gisement de Lacq (*Revue Inst. franç. du Pétrole*, Paris, 1958, vol. 13 ; n° 2, pp. 165 à 171).
- [30] CONNOLE, W.-R. : Role of regulation in developing use and transportation of liquified methane (*Gas Age*, New York, Vol. 123, n° 7, 2 avr. 59, pp. 32 à 35).
- [31] Conseil économique de la République française : Le problème de la distribution du gaz de Lacq (*Journal officiel de la R. F.*, 18.6.58).
- [32] COOMBER, S.-E. (1936) : Geology of Natural Gas (Analyse dans *The Mining Magazine*, Londres, 1936, p. 219).
- [33] COURTET, P. : Le développement des transports de gaz en France (*R. F. E.*, n° 86, mai 1957, pp. 346 à 359).
- [34] COURTET, P. : Aspects généraux du transport du gaz (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 199 à 205).
- [35] DAVIS, J. : Canada's awakening Giant (*Gas Age*, New York, vol. 124, n° 2, 23 juillet 1959, pp. 19 à 23).



- [36] DEBYSER, J. : Observations sur le milieu anaérobie de la lagune Ebrié (Côte d'Ivoire) (*C. R. Ac. Sc.*, Paris, 1952, t. 235, n° 20, pp. 1238-1240).
- [36a] DEBYSER, J. : Étude sédimentologique du système lagunaire d'Abidjan (Côte d'Ivoire) (*Revue Inst. franç. du pétrole*, Paris, 1955, vol. X, n° 5, pp. 319-334).
- [36b] DELARUELLE, J. : Le transport du gaz par canalisations immergées. La traversée sous marine de la Méditerranée est-elle une utopie? (*Notre Sahara*, juillet-août 1958, pp. 52 à 60).
- [37] DELHEY, R. : La signification technique et industrielle de l'alimentation à pression moyenne (*G. W. F.*, oct. 1953, pp. 551 à 561).
- [38] DELHEY, R. : Réseau de distribution de gaz liquide (*G. W. F.*, sept. 54, p. 529).
- [39] DELSOL, R. : Le stockage souterrain du gaz en France (*R. F. E.*, n° 86, mai 1957, pp. 367 à 379).
- [40] DECELLE, A. : Production d'électricité et démarrage de l'exploitation du gisement de Lacq (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 282 et 283).
- [41] DE SMAELE, A. : L'énergie : goulot d'étranglement de notre économie (*Journal des Ingénieurs*, Bruxelles, 1958, n° 1, pp. 9 à 15).
- [42] DEUTSCH, C. : Les *pipe-lines* sahariens (*B. A. F. T. P.*, n° 127, 31.1.58).
- [43] DEVAUX-CHARBONNEL, J. : L'économie du transport du gaz naturel aux États-Unis (*B. A. F. T. P.*, n° 120, 30.11.56, pp. 519 à 535).
- [44] DEVAUX, P. : Nouvelle richesse française : Lacq (*Plaisir de France*, Paris, sept. 1958).
- [45] DHUIN, J. : Le traitement du gaz de Lacq et les sous-produits (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 194 à 198).
- [46] DICKINSON, J. : On carbonic acid gas or black damp (*Trans. of the Manch. Geol. Soc.*, 1889-1890).
- [47] DI MARCELLO DI FALCO. : Qualità e prezzi in una previsione decennale (*Rivoluzione industriale*, n° 81, sept. 1959, pp. 27 à 39).
- [48] DOMAIN, L. et CAIMOUARD, B. : Le transport maritime du méthane liquide (*Ann. des Mines*, Paris, juin 1959, pp. 331 à 347).
- [49] DORZÉE, P. : Notes sur l'utilisation du grisou (*Bull. A. I. Ms.*, Mons, 1952).
- [50] DORZÉE, P. : L'industrie du gaz (*Revue de la Soc. Roy. B. des Ing. et des Ind.*, Bruxelles, n° 9-10, sept.-oct. 1959, pp. 425 à 433).
- [51] DUTRIEU, T. : Le méthane en Italie (*Ann. des Mines*, Bruxelles 1954, t. 53, n° 1, pp. 44-46).
- [52] ECHARD, J. : La pétrochimie dans l'économie française de demain (*B. A. F. T. P.*, n° 123, 31.5.57).
- [53] EDWARDS et HIRD. : Distribution du gaz à grande distance (V<sup>e</sup> Conf. mond. de l'Énergie, Rapp. général, Section II, sous-section F, Vienne 1956, 25 p.).
- [54] EGLOFF, G. : Le rôle du pétrole et du gaz naturel dans l'agriculture (*B. A. F. T. P.*, n° 98, 31.3.53).

- [55] EMMONY, R.-O. : Distribution principale sous forte pression (*G. W. F.*, 1955, p. 216).
- [56] ENOUS, R. : Production du gaz de Lacq (*Chimie et Industrie*, Paris, vol. 79, n° 6, juin 1958, pp. 725 à 742).
- [57] FEGER, J. ENOUS, R. et VACHER, J.-P. : Aspect actuel des problèmes de production du gaz de Lacq (*R. F. E.*, n° 94, février 1958, pp. 183 à 193).
- [58] FINTER, H. : Établissement de tarifs (*G. W. F.*, oct. 54, p. 662).
- [59] FIRLET, M. : Le gaz et le problème général de l'énergie aux U. S. A. et en U. R. S. S. (*R. F. E.*, mai 57, pp. 327 à 346).
- [60] FOSTER, R.-A. : Principes de distribution de gaz (*G. W. F.*, mars 1953, p. 133).
- [61] FOUCHIER, J. : L'avenir du gaz naturel en France (*Flamme et technique*, Paris, avril 1957, pp. 11 à 30).
- [62] FOUCHIER, M. : Quelques aspects économiques de l'exploitation du gisement de Lacq (*B. A. F. T. P.*, n° 124, 31.3.57, pp. 279 à 290).
- [63] GALLAGHER, C.-A. : Pipe : Lifeline of the gas industry (*Gas Age*, New York, Vol. 123, n° 7, 2 avril 59, pp. 38 à 40).
- [64] *G. E. G. I.* : Conversion des gaz hydrocarbonés (Brochures diverses).
- [65] GEILENKEUSER, H. : Pose d'une conduite à gaz (*G. W. F.*, 1953, p. 323).
- [66] GIORDANO, I. : L'usage du gaz naturel... (Communication au Congrès international des hydrocarbures, Plaisance, sept. 1959).
- [67] GORZEJROSKI, J. : Les problèmes de l'exploitation du transport et de la transformation du gaz naturel selon la littérature technique soviétique (*Gaz Woda Technika Sanitarna*, t. 25, n° 11, nov. 1952, pp. 206 à 309).
- [68] GOUDAL, M. : La distribution à moyenne pression (500 mm E). — Réalisation à Mitry-Mory (Assoc. techn. de l'ind. du gaz en France, Congrès 1957).
- [69] GOUNI, L. : L'industrie parisienne du gaz manufacturé en présence du gaz naturel de Lacq (*Ann. des Mines de France*, Paris, n° 5, 1957, pp. 287 à 305).
- [70] GOUNI, L. : La place du gaz naturel de Lacq dans l'économie énergétique française (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 271 à 281).
- [71] GRANT, W.-C. : La production annuelle de *United Gas System* atteint 28,3 milliards de m<sup>3</sup> en 1952 (*G. W. F.*, 1954, p. 215).
- [72] GRANT, W.-C. : Pose d'une canalisation en aluminium de 219 mm, épaisseur de 6,35 mm (*G. W. F.*, 1955, p. 88).
- [73] GROWE, B. : Annexe à la détermination de la sensibilité du personnel du gaz à l'odeur (*G. W. F.*, mars 1953, p. 127).
- [74] HECKER, E. : Points particuliers de l'industrie du gaz aux États-Unis (*G. W. F.*, nov. 1953, p. 639).
- [75] HEDRICK, J.-J. : Conditions économiques relatives à la pose et à l'exploitation des réseaux de transport de gaz à distance (V<sup>e</sup>

- Conf. mond. de l'Énergie, Rapp. gén. Section II, sous-sect., F, Vienne, 1956, 13 p.).
- [76] HELIE, G. : Problèmes du gaz de Lacq (*Ind. du Pétrole*, Paris, févr. 1957).
- [77] HENRY, J. : Étude d'une distribution de gaz naturel en moyenne pression. Application à l'alimentation des blocs d'H. L. M. et des lotissements verticaux (Assoc. techn. de l'Industrie du Gaz en France, Congrès 1957).
- [78] HENRY, J. : Une distribution de gaz naturel en moyenne pression. Alimentation d'un lotissement de 350 pavillons (Assoc. techn. de l'Ind. du Gaz en France, Congrès 1957).
- [79] HERENSTEIN, L. et MATHIEU, E. : Contribution à la nationalisation de la technique de distribution de propane (Assoc. techn. de l'Ind. du gaz en France, Congrès 1957).
- [80] HERKHAUSEN, K. et KNÖFEL, H. : Planification et mesure dans la distribution éloignée (*G. W. F.*, 1953, p. 449).
- [81] HIRSCH, M. : Aperçu de la production du méthane en Autriche (Communication au Congrès intern. des Hydrocarbures, Plaisance, sept. 1959).
- [82] HOFMAN, C.-A. : Le gaz naturel aux Pays-Bas (Communication au Congrès intern. des Hydrocarbures, Plaisance, sept. 1959).
- [83] INICHAR. : Captage et utilisation du grisou en Belgique (*Bull. techn. des Mines*, Bruxelles, n° 47, juill. 1955).
- [84] IZAURE, M. : Dans le cadre de la réglementation des transports de gaz combustible, le transport du gaz de Lacq par canalisations (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 218 à 223).
- [85] JÖHNK, H. : Calcul du prix du gaz (*G. W. F.*, 1953, p. 575).
- [86] JUST, H. : Emmagasinement souterrain du gaz (*G. W. F.*, 1953, p. 2).
- [87] KEE, M.-J. : Les premières conduites de distribution de propane pur (*Journal des Usines à gaz*, 1955, n° 1, p. 2-7 et résumé dans *G. W. F.* oct. 1955, p. 650).
- [88] KELLY, C.-I. : Liquefied natural gas (*The Petroleum Times*, Londres, vol. LXII, nos 1578 à 1586, 1958).
- [89] KELLY, C.-I. : Transporting liquefied methane. (*The Institute of Petroleum Reviews*, Londres, avril 1959, pp. 106-112).
- [90] KENNETH, P. : Flotte pour transport du gaz naturel sur le Mississipi (*G. W. F.*, 1955, p. 27. D'après *Gas-Age* 1954, n° 9, p. 23-24 et 74-75).
- [91] LAMY, M. : Le transport du méthane sous forme liquide (Communication au Congrès intern. des Hydrocarbures, Plaisance, sept. 1959).
- [92] LASCAUD, A. : L'utilisation du gaz de Lacq. Possibilités d'écoulement dans le Sud-Ouest (*Ind. Pétrole*, Paris, mars 1955, pp. 20 à 24).

- [93] LAMBILLIOTTE, A. : Notes sur l'utilisation du grisou (*Bull. A. I. Ms.*, Mons, 1952, fasc. 1).
- [94] LANGE, E. : Erdgas, ein neuer Rohstoff (*Zeitsch. ang. Geol.*, Berlin, 1955, pp. 116-119).
- [95] LASSALLE, M. : Progrès dans la production, le transport et l'utilisation du gaz (Conférence A. I. LG., Bruxelles, 15.10.43).
- [96] LAUREIN, H. et SEGELKEN, L. : Le gaz en Allemagne fédérale en 1953 (*G. W. F.*, 1955, p. 741).
- [97] LEBESCHU et DE CHAPPEDELAINE : Emploi du gaz naturel dans l'industrie (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 244 à 250).
- [98] LEBESCHU, M. : Méthane, richesse nouvelle (Présentation d'un film au Congrès international des hydrocarbures, Plaisance, sept. 1959).
- [99] LE CLEZIO, J. : L'industrie du gaz (Collection *Que sais-je ?*, Presses universitaires de France, Paris, 1947).
- [100] LECOEUR, M., BERNARD, J. et BIJARD, J. : Les procédés d'ajustement de la fourniture de gaz naturel aux fluctuations de la demande (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 206 à 217).
- [101] LEDERMAN, P.-B. et WILLIAMS, B. : Economics of Gas liquefaction (*Gas Age*, New York, 14 nov. 1957, pp. 41 à 46).
- [102] LEES, R.-M. : Recherche de gaz naturel en Grande-Bretagne (*G. W. F.*, avril 1955, p. 216).
- [103] LIBERT, I. : De la présence des gaz hydrocarbonés dans les exploitations souterraines des minières et carrières (*Ann. Mines de Belgique*, Bruxelles, 1899, t. IV, pp. 48-54).
- [104] *L'industrie charbonnière* (Publication de la Fédération charbonnière de Belgique, Bruxelles, n°s divers).
- [105] *Manuel pour le transport et la distribution du gaz* (Éd. *Journal des usines à gaz*, 62, rue de Courcelles, Paris VIII<sup>e</sup>).
- [106] MASOIN : Charbon, pétrole et énergie nucléaire (Conférence au Cercle Mars et Mercure, Bruxelles, 14.10.59).
- [107] MAINGUY : Perspectives de marchés intercontinentaux du gaz naturel (*A. Mines Fr.*, 1956, n° 1, p. 39-51).
- [108] MALQUORI, G. : Transport du gaz naturel à grandes distances (Communication au Congrès international des Hydrocarbures, Plaisance, sept. 1959).
- [109] MAUREL, E. : Le gaz de Lacq et les distributions publiques (*R. F. E.*, n° 94, fév. 1958, pp. 231 à 235).
- [110] MEISNER. : Erdgas (*Zeitsch. für prakt. Geologie*, Halle, 1942, fasc. 1, pp. 15-16 et f. 5, 71-72 — 1939, f. 6, p. 83-84).
- [111] MERLE, J. : Nouvelles techniques de la distribution du gaz (*R. F. E.* n° 86, mai 1957, pp. 379 à 389).
- [112] Ministère du Congo belge et du Ruanda-Urundi : La situation économique du Congo Belge et du Ruanda-Urundi (Publicat. annuelle).
- [113] MORGENTHALER, K. : Grundsatzfragen des Rechnungswesens und

- der Betriebsorganisation in Versorgungsunternehmen (*G. W. F.*, 1953, p. 572).
- [114] MOUGIN, P. : Le gaz dans l'économie européenne (*R. F. E.*, n° 86, mai 1957, pp. 389 à 396).
- [115] MOULIN, M. : Nécessité fait loi ou l'histoire de la pétrochimie (*B. A. F. T. P.*, n° 124, 31.7.57, pp. 291 à 316).
- [116] MOYRAND, P. : Aspects économiques et pratiques de la distribution du gaz en moyenne pression (Assoc. techn. de l'Ind. du Gaz en France, Congrès 1957).
- [117] NEROT, G. : Les tendances actuelles de la distribution du gaz de ville en France (V<sup>e</sup> Conf. mond. de l'Énergie, Rapp. gén., Section II, sous-section F, Vienne 1956, 16 p.).
- [118] NIEDERSCHUH, E. : Recherche pour l'alimentation à distance (*G. W. F.*, mars 1954, p. 146).
- [119] NIEDERSCHUH, E. et SCHEMMANN, C. : Coût de l'emmagasinement du gaz d'après le type de réservoir (*G. W. F.*, mai 1954, p. 282).
- [120] NIZERY, A. et NISOLLE, L. : Études sur l'énergie thermique des mers (Sté des Ing. civils de France, Paris, 1947).
- [121] O. E. C. E. : Captage et utilisation du méthane des charbonnages (Paris, janv. 1956).
- [122] O. E. C. E. : Transport du gaz à longue distance aux États-Unis (Paris, juillet 1956).
- [123] O. E. C. E. : Le gaz en Europe (Paris, août 1958, 152 pages).
- [124] O. E. C. E. : Statistiques de bases de l'énergie pour les pays de l'O.E.C.E. (Paris, déc. 1958, 76 pages).
- [125] O. N. I. A. : Brochures diverses sur l'industrie des engrais azotés.
- [126] O. N. U. : Rapport sur la situation économique du gaz naturel en Europe (Genève, mai 1957).
- [128] O. N. U. : Méthodes de prévision de la demande de gaz (Genève, nov. 1957, 17 pages et annexes).
- [129] ORLICEK, A.-F. et SCHWIMANN, J. : Conditions économiques et techniques de l'établissement et de l'exploitation des réseaux de distribution de gaz à distance (V<sup>e</sup> Confér. mond. de l'Énergie, Rapp. gén., Section II, Sous-section F, Vienne 1956, 13 p.).
- [130] O'ROURKE, P. B. : Résultats obtenus lors de la distribution à haute pression avec conduites de 25 mm (*Gas Age*, t. 121, n° 12, juin 1958, pp. 17 à 21).
- [131] PADOVANI, C. : I gas naturali e l'Italia (Analyse dans *Revue géol. et Sciences conn.*, Liège, 1928, p. 536).
- [132] PASCHKE, K. : Enquête sur l'économie des canalisations de gaz pour grandes distances (*G. W. F.*, 11 oct. 57, pp. 1025 à 1035 et 25.10.57, pp. 1073 à 1080).
- [133] PEETERS, W.-C. : Une méthode pratique d'utilisation des données relatives aux communications de gaz dans un schéma de distribution (*A. G. A. Proceedings*, 1955, pp. 567 à 580, 12 fig.).
- [134] PERRET et BERTRAND : Essais de pose de tubes en chlorure de poly-

- vinyle pour la distribution de gaz en basse pression (Assoc. techn. de l'Industrie du gaz en France, Congrès 1957).
- [135] PILLOY, M. et JOUGNEAU, P. : Emploi des matières plastiques pour l'établissement des réseaux de distribution de gaz (Assoc. techn. de l'industrie du Gaz en France, Congrès 1957).
- [136] PONTALIER, S. : Les engrais et la fumure (Collection *Que sais-je ?*, Presses universitaires de France, Paris, 1956).
- [137] PRÉVOT, J.-M. : Essais de laboratoire sur les matières plastiques susceptibles d'être utilisées dans les distributions de gaz (Comm. au Congrès A. T. G., 1954).
- [138] RAEYMACKERS, D. : Présence d'un corps gazeux fétide dans les sables et les ossements des couches tertiaires d'Anvers (*Ann. Soc. Géol. de Belgique*, Liège, 1896-97, t. XXIV, pp. 96-97).
- [139] RATH, O. et ZIMMER, K. : Distribution de gaz à Stuttgart (*G. W. F.*, 1953, p. 286).
- [140] RAULINE, B. : Le plan de répartition géographique du gaz de Lacq (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 224 à 230).
- [141] RENAULDON, A. : Transport du gaz (Cours professé à la Promotion ouvrière technique de Gaz de France).
- [142] RENAULDON, A. : La distribution du gaz aux U.S.A. (*La semaine gazière*, 1957).
- [143] RENOARD, P. : Le calcul des réseaux de transport de gaz (Cours professé à la promotion ouvrière technique de Gaz de France).
- [144] RENOARD, P. : Abaques pour le calcul des pertes de charges dans les conduites de transport de gaz (*Publication Gaz de France*, Paris, février 1959).
- [145] REROLLE, M. : La place de l'industrie gazière dans les plans de modernisation et d'équipement (*R. F. E.*, n° 86, mai 1957, pp. 318 à 326).
- [146] RICHARD, R. : Le problème de la distribution du gaz de Lacq dans le cadre des économies régionales (*Journal officiel de la République française*, Avis et rapports du Conseil économique, Paris, 18 juin 1958).
- [147] RICHARD et MAZET. : Communication au 75<sup>e</sup> Congrès de l'Industrie du Gaz (Paris 1958). Présente des exemples de distribution à moyenne pression.
- [148] RIES, H. : Economic Geology (John WILEY and Sons, New York).
- [149] ROBERT, G. : Le gaz dans l'économie française au XX<sup>e</sup> siècle (*R. F. E.*, n° 86, mai 1957, pp. 360 à 366).
- [150] ROBERT, G. : La politique de vente du gaz naturel dans les distributions publiques (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 236 à 243).
- [151] ROBSON, F. : Projet de réseau (Résumé dans *G. W. F.*, janv. 54, p. 25).
- [152] ROSIER, J. : Réduction des minerais par les gaz (*Revue de l'Institut du Pétrole*, 1955, p. 1115).
- [152a] ROUSH, G. A. : The Mineral Industry (Mac GRAW HILL, New York, public. annuelle).

- [153] SALLE, M. et CAPESTAN, A. : Travaux anciens et récents sur l'énergie thermique des mers (4<sup>e</sup> journées de l'hydraulique, Paris, 1956).
- [154] SALVADORI (M<sup>me</sup>) : Utilisation des matières plastiques dans l'Industrie du gaz (*Journal des Usines à gaz*, avril 1957).
- [155] SCHAACK, E.-A. : Pression dans le réseau (*G. W. F.*, juillet 1955, p. 419 et août 1955, p. 498).
- [156] SCHENK, P. et ZANKI, W. : L'emploi de gaz liquide pour les consommations de pointe (*G. W. F.*, janvier 54, pp. 11 et 70).
- [157] SCHMIDT, F. et EGGERSGLUSZ, W. : Gaz riche extrait de déchets d'exploitation agricole et d'autres substances organiques (*G. W. F.*, 1955, p. 650. Original dans *B. W. K.*, V. 6, 1954, nr 7, pp. 249-251).
- [158] SCHMITZ, D.-M. et KUFFERATH, J. : Problèmes posés par la présence de gaz dissous dans les eaux profondes du lac Kivu (Académie royale des Sciences coloniales, *Bulletin des Séances*. Nouvelle Série, I, 1955, 2, pp. 326 à 356). Ce travail comporte, une bibliographie complète des notes publiées ou en préparation sur ce sujet.
- [159] SCHOEFFLER, M. : État actuel des connaissances géologiques sur la structure de Lacq (*B. A. F. T. P.*, n<sup>o</sup> 124, 31.7.57, pp. 267 à 274).
- [160] SCHOELLER, H. : Géochimie des eaux souterraines (Société des Éditions TECHNIP, Paris, 1956). Cet ouvrage important mentionne une bibliographie étendue sur les problèmes des eaux souterraines.
- [161] SCHROEDER. : Le captage et la valorisation du grisou en Sarre (*G. W. F.*, avril 1955, p. 193).
- [162] SCHUSTER, F. : Réflexions sur la distribution du gaz à grande distance (*Gas, Wasser, Wärme*, n<sup>o</sup> 5, mai 1951, pp. 119 à 121).
- [162a] SCHUSTER, F. : Possibilités d'inclure des gaz à pouvoir calorifique extraordinaire dans les distributions publiques (*G. W. F.*, 1953, pp. 445-448).
- [163] SCHUSTER, F. : Le chiffre de WOBBE et sa signification pour divers gaz (*G. W. F.*, juin 1954, p. 355).
- [164] SELLIEZ, A. : L'exploitation des gisements de gaz naturels au Pakistan (*Bulletin de l'Office belge du Commerce extérieur*, août 1956, pp. 55 à 58).
- [165] SEYER, W.-F. : Conversion of fatty and waxy substances into Petroleum Hydrocarbons (*Bull. Americ. Assoc. Petrol. Geol.*, 1933, vol. 17, pp. 1251-67).
- [166] S. N. P. A. : Lacq (Brochures diverses de la Société nationale des Pétroles d'Aquitaine).
- [167] STURM, L.-D. et ORLOVA, S.-I. : On the transformation of fat, paraffin and palmitic Acid under the influence of Microorganisms from Ala Kule Lake (*Microbiology*, Vol. 6, pp. 754-72, 1937).
- [168] THAYER, L.-A. : Bacterial genesis of hydrocarbons from fatty acids (*Bull. Americ. Assoc. Petrol. Geol.*, Vol. 15, p. 444-453, 1931).
- [169] THAYER, L.-A. : Present Status of the hypothesis of Biogenesis of

- Petroleum (*A. I. M. E.*, Drilling and Production Practice, New York, Vol. 36, pp. 384-404, 1936).
- [170] TOUWAIDE, R.-H., DE CROCS, J. et DE CROMBRUGGHE, O. : L'industrie du gaz et la gazéification souterraine en U.R.S.S. (*Revue Gaz*, mars-avril 1959 et *Ann. des Mines de Belgique*, mai 1959).
- [171] VACHER, J.-P. : Réserves du champ de gaz de Lacq (*B. A. F. T. P.*, n° 124, 31.7.57, pp. 275 à 278).
- [172] VAN DER LINDEN, A. : La signification de la pression du gaz et particulièrement des gaz naturels pour l'utilisation de brûleurs (*G. W. F.*, 1955, p. 648. D'après *Het Gas*, 1955, n° 3, pp. 39-42).
- [172a] VERRET, P. : La liquéfaction du méthane et le transport intercontinental du gaz naturel (*R. F. E.*, n° 106 et 107, mars et avril 1959, 24 pages).
- [173] VOGÉ : Humus et gaz biologiques (*Wasser und Boden*, 1954, n° 7, pp. 238-240 et Résumé par *G. W. F.*, 1955, p. 366).
- [174] VOLLENWEIDER, M. : Fabrication et applications industrielles du CO<sub>2</sub> (DUNOD, Paris, 1958).
- [175] VONDY, D. : Étude économique de la construction d'un *pipe-line* (*Pipe-line Industry*, t. 8, n° 4, avril 1958, pp. 66-71).
- [176] WEIS HAUPT, L. et KRAHMER, E. : Installation d'un réservoir à haute pression avec compresseurs et régulateurs à Hanau (*G. W. F.*, 1955, p. 781).
- [177] X. : Révolution par le méthane (*Le monde souterrain*, Paris, 1954, p. 1215).
- [178] X. : Odorisation du gaz naturel (*G. W. F.*, 1954, p. 704).
- [179] X. : Production de gaz naturel et de gaz de pétrole en 1954 (*G. W. F.*, 1955, p. 741).
- [180] X. : Réservoirs aériens de gaz à haute pression : D. I. N 3396 (*G. W. F.*, janv. 55, p. 15).
- [181] X. : La liquéfaction du méthane et le transport de gaz naturel (*R. F. E.*, oct. 1955).
- [182] X. : Production de gaz naturel américain en 1954 (*G. W. F.*, 1955, p. 518).
- [182a] X. : Production de gaz naturel en Italie (*Italian Petroleum News*, Rome, Vol. 1, n° 5, 15 sept. 59, pp. 1 à 3).
- [183] X. : Ammoniaque extrait du gaz naturel aux U.S.A. en 1954 (*G. W. F.*, 1955, p. 518).
- [184] X. : Les zones possibles d'utilisation du gaz de Lacq (*R. F. E.* janv. 1955).
- [185] X. : Construction du pipe-line à gaz transcanadien (*G. W. F.*, 1955, p. 95. — D'après *Erdöl Nachrichten*, n° 69, juillet 1954).
- [186] X. : Gaz liquide transporté en mer (*G. W. F.*, 1955, p. 364, d'après *Petroleum Service*, 1954, n° 12, p. 444-446).
- [187] X. : Les gaz de Lacq (*L'Industrie chimique*, Paris, n° 457, août 1955, p. 243).



- [188] X. : La politique de l'énergie en U.R.S.S. (*R. F. E.*, mai 1956, pp. 313 à 322).
- [189] X. : Le prix du gaz de Lacq (*R. F. E.*, n° 75, mai 1956, p. 289).
- [190] X. : Méthane et pétrole en Italie (*La Documentation française*, Paris, n° 2149, 8.3.1956).
- [191] X. : L'apport du gaz de Lacq au bilan énergétique français (*R. F. E.*, n° 74, avril 1956, pp. 255 à 268).
- [192] X. : Les conclusions de la Commission pour l'utilisation du gaz du Sud-Ouest (*R. F. E.*, n° 75, mai 1956, pp. 290-291).
- [193] X. : Bases techniques et économiques de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'énergie (*Journal des Usines à gaz*, 1956, p. 440).
- [194] X. : Liquefied methane transport in first test (*Gas Age*, Vol. 123, n° 4, 19 février 1959, pp. 24 à 26).
- [195] X. : Les projets d'installation, de transport et de distribution du gaz (Commission de Transp. et Distrib., A. T. G. ; C. R. du 74<sup>e</sup> Congrès de l'Industrie du Gaz, 10-15.6.57, pp. 61 à 117).
- [196] X. : Methane Pioneer voyage marks milestone in gas transportation (*Gas Age*, Vol. 123, n° 4, pp. 21 à 24).
- [197] X. : Le gaz naturel en France et dans les pays d'Outre-Mer (*Bulletin d'information économique*, n° 78, mai 1957).
- [198] X. : Natural gas supply and price trend (*Gas Age*, Vol. 123, n° 1, janv. 1959, pp. 32 à 34).
- [199] X. : Réflexions sur la répartition et l'utilisation industrielle du gaz de Lacq (*R. F. E.*, n° 94, févr. 1958, pp. 284 à 290).
- [200] X. : Natural gas in Venezuela (*Gas Age*, Vol. 123, n° 7, 2 avril 59, pp. 26 à 28).
- [201] X. : Technologie du transport de gaz naturel par pipe-line (*Oil and Gas journal*, t. 56, n° 10, 10-3.58, pp. 115 à 126).
- [201a] X. : Production de gaz naturel aux U.S.A. en 1958 (*Gas Age*, Vol. 124, 15 oct. 1959).
- [202] X. : Situation de l'énergie électrique en Europe en 1957 (Documents 148 et 149, Comm. écon. pour l'Europe, janvier 1959).
- [203] X. : Transcanada Completion to bring major Benefits to Canadian National Economy (*Gas Age*, Vol. 123, n° 3, 5 fév. 59, pp. 29 à 32).
- [204] YOUNG. : The economics of natural gas liquefaction and storage (*Gas age*, Vol. 123, mars 1959).
- [205] ZANKL, W. : Possibilité d'enlever H<sub>2</sub>S par liqueur ammoniacale (*G. W. F.*, 1953, p. 178).
- [206] ZINCKEN : Das Vorkommen der Natürlichen Kohlenwasserstoff und der anderen Erdgase (1890).
- [207] ZOBELL, C. E., GRANT, C. W. et HAAS, H. F. : Marine microorganisms which oxidize petroleum hydrocarbons (*Bull. of the Amer. Assoc. of petroleum geologists*, sept. 1943).
- [208] ZVILOFF, H. : Remplacement d'une distribution de gaz de houille par une distribution de propane pur à Amboise (Ass. techn. de l'Industrie du Gaz en France, Congrès 1957).

## TABLE DES MATIÈRES

I. Introduction .....	3
II. La situation du Congo belge et du Ruanda-Urundi comme consommateur d'énergie .....	6
III. Révolution industrielle à travers le monde par l'emploi des hydrocarbures et, notamment, du gaz naturel .....	9
A. — Considérations générales .....	9
B. — Aspects particuliers de la production, du transport, de l'emmagasinement, de la distribution et de l'u- tilisation du gaz naturel .....	13
C. — Cas du gaz de Lacq (France) .....	31
IV. — Données pour la mise en valeur du gisement de méthane du lac Kivu .....	34
A. — Connaissance du gisement .....	34
B. — Aspect général de l'exploitation .....	37
C. — Captage et extraction du gaz .....	39
D. — Le traitement du gaz avant transport .....	54
E. — Le transport .....	56
F. — Le stockage .....	66
G. — La distribution .....	70
H. — Aperçu des immobilisations requises et du prix de revient du m <sup>3</sup> N de gaz .....	75
I. — La compression ou la liquéfaction du méthane ..	78
J. — L'utilisation du méthane du lac Kivu .....	80
K. — Le pouvoir compétitif du méthane du lac Kivu ..	87
L. — Une politique tarifaire .....	97
M. — Les essais préliminaires à compléter .....	98
N — L'enquête économique préalable .....	98
V. — Conclusions générales .....	99
BIBLIOGRAPHIE .....	100





