622(21)
C212S.

CANADA

MINISTERE DE L'ENERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

DIRECTION DES MINES

Dept. Energy, Mines & Resources
MINES BRANCH
FEB 8 1975
LIBRARY
OTTAWA, CANADA

OTTAWA

SOURCES NOUVELLES DES COMBUSTIBLES

A. C. S. HAYDEN

LABORATOIRE CANADIEN DE RECHERCHE SUR LA COMBUSTION

CENTRE DE RECHERCHE SUR LES COMBUSTIBLES

Réimprimé des comptes rendus du Symposium: Gestion des ressources pour l'assainissement de l'air L'Association pour l'assainissement de l'air.

Château Montebello 20 - 22 mai 1974

Série réimprimée RS 133F Prix .25

© Droits de la Couronne réservés

En vente chez Information Canada à Ottawa, K1A 0S9
et dans les librairies d'Information Canada:

HALIFAX
1683, rue Barrington

MONTRÉAL
640 ouest, rue Ste-Catherine

OTTAWA
171, rue Slater

TORONTO
221, rue Yonge

WINNIPEG
393, avenue Portage

VANCOUVER
800, rue Granville

ou chez votre libraire.

Prix: .25 N° de catalogue M38-8/133F

Prix sujet à changement sans avis préalable

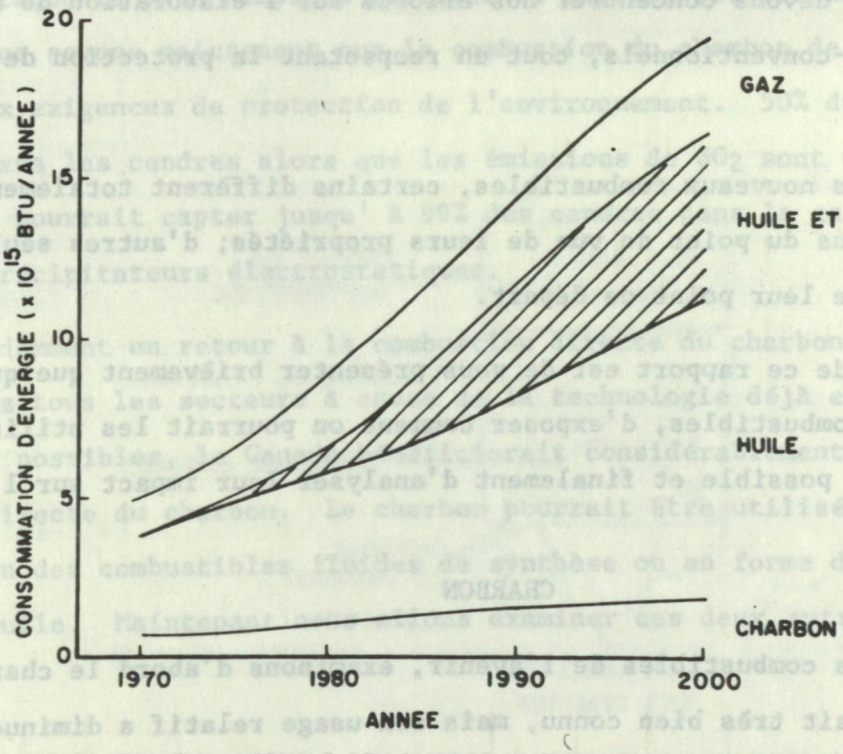
Information Canada
Ottawa, 1974

SOURCES NOUVELLES DES COMBUSTIBLES

A.C.S. Hayden
Laboratoire Canadien de Recherche sur la Combustion
Ottawa, Ontario

INTRODUCTION

Au cours des dernières années, la demande mondiale en énergie s'est accrue rapidement. En l'absence de contrôles efficaces et de changements catégoriques dans notre façon de vivre, cette demande continuera à augmenter, du moins aussi longtemps qu'il y aura de l'énergie. Comme le montre le Tableau 1, le Canada, doté d'hivers rigoureux,consomme une importante quantité d'énergie: il se place au deuxième rang comme consommateur mondial après les États-Unis.



EXTRAPOLATION NORMALE DE LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES FOSSILES AU CANADA

FIGURE 1

L'accroissement de notre utilisation de combustible fossile jusqu'à l'an 2000 est illustré à la Figure 1. Il s'agit d'une extrapolation définie par la politique canadienne de l'Energie[1]. Nous avons calculé que la consommation de combustible fossile pour 1980 sera double de celle de 1970 et pour l'an 2000 quatre fois cette consommation. Si ces prédictions se réalisent que se produira-t-il alors quand déjà on parlait de crise de l'énergie au Canada l'hiver dernier? La Tableau 2 illustre en détail l'augmentation.

Récemment sensibilisés à la question de l'environnement, nous avons substitué l'huile et le gaz naturel au charbon; ces combustibles présentent maints avantages dont leur faibles émissions de pollution et leur facilité de transport, d'entreposage et d'utilisation. Cependant nos réserves conventionnelles des ces deux combustibles majeurs s'épuisent. Le Tableau 3 indique que nous disposons d'huile que pour 13 années et de gaz naturel que pour 17 années, sans exportation. Si nous voulons éviter le drainage de ces combustibles nous devons concentrer nos efforts sur l'élaboration de nouveaux combustibles, non-conventionnels, tout en respectant la protection de notre environnement.

Parmi les nouveaux combustibles, certains diffèrent totalement des combustibles connus du point de vue de leurs propriétés; d'autres seulement en ce qui concerne leur point de départ.

L'objet de ce rapport est de vous présenter brièvement quelques-uns de ces nouveaux combustibles, d'exposer comment on pourrait les utiliser le plus efficacement possible et finalement d'analyser leur impact sur l'environnement.

CHARBON

Parmi les combustibles de l'avenir, examinons d'abord le charbon. Ce combustible était très bien connu, mais son usage relatif a diminué rapidement au cours des vingt dernières années. Tel qu'indiqué au Tableau 4, l'Ouest du Canada possède d'abondantes réserves de charbon, suffisantes pour plusieurs années au taux de consommation de 1970 et même au taux d'accroissement prédit par EMR. Il nous serait avantageux d'étudier cette immense ressource en détail, par province et par type.

Les provinces Maritimes n'offrent que 1.1% des réserves de charbon, ce dernier étant riche en soufre. La plupart des réserves sont dans l'Ouest du Canada. La Saskatchewan donne un charbon ligniteux, très humide et généralement adapté aux techniques minières de surface[2]. On retrouve deux catégories de charbon en Alberta et en Colombie britannique: le charbon sous-bitumineux et le charbon bitumineux. Le charbon sous-bitumineux provient des régions planes et s'adapte aussi aux techniques minières de surface. Les collines et les montagnes fournissent du charbon bitumineux; facilement récupérable dans les collines, le charbon est plus difficilement exploitable en montagnes à cause des nombreux recoupements du sol et d'une topographie complexe. Au Tableau 5, nous voyons que le contenu en soufre est assez bas, soit entre 0.4 et 1.0%[3].

Après l'extraction du charbon se posent les problèmes de transport et des modes de consommation, en tenant compte de l'environnement.

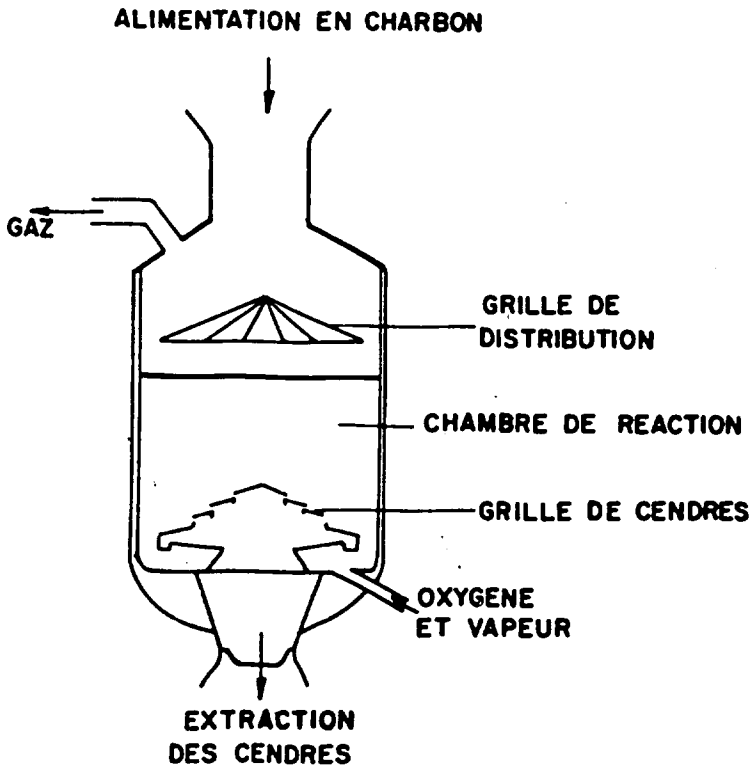
La façon la plus simple d'utiliser le charbon est par combustion directe. Nous savons maintenant que la combustion du charbon de l'Ouest satisfait aux exigences de protection de l'environnement. 50% du soufre se neutralise dans les cendres alors que les émissions de SO_2 sont déjà très faibles. On pourrait capter jusqu' à 99% des cendres dans le gaz de fumée à l'aide des précipitateurs électrostatiques.

Evidemment un retour à la combustion directe du charbon ne peut se réaliser dans tous les secteurs à cause de la technologie déjà en place. Mais dans les cas possibles, le Canada bénéficierait considérablement de la combustion directe du charbon. Le charbon pourrait être utilisé aussi dans le production des combustibles fluides de synthèse ou en forme d'un schlamm charbon-en-huile. Maintenant nous allons examiner ces deux autres alternatives.

GAZEIFICATION DU CHARBON

Aux États-Unis, en raison des pénuries d'huile et de gaz, on tente présentement de produire des combustibles de synthèse liquides et gazeux à partir du charbon. Cette recherche s'explique en partie par le système actuel de distribution et de combustion. Plusieurs centres populeux dépendent du gas naturel comme source d'énergie majeure. La charbon est disparu rapidement des secteurs de génération thermique et industrielle, étant donné le taux élevé en soufre (3%) du charbon de l'Est des États-Unis.

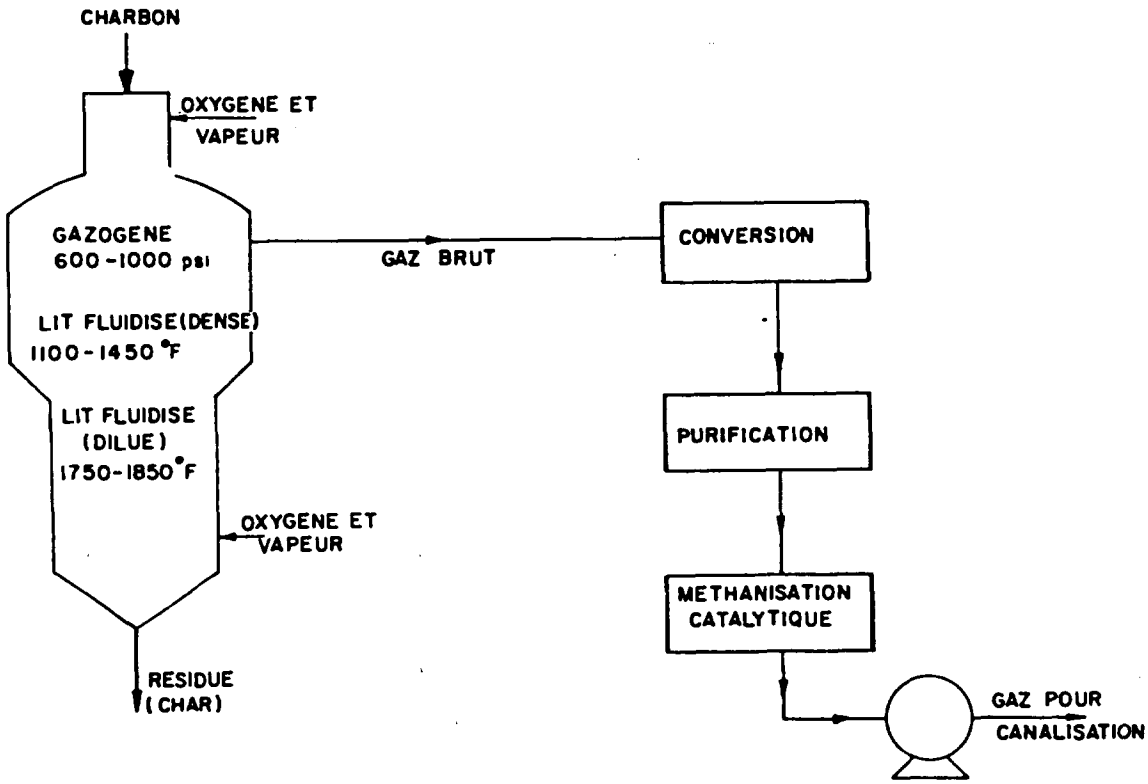
En fait, la gazéification du charbon en gaz naturel s'avèrerait d'un grand intérêt, assurant l'utilisation maximum du réseau considérable de pipelines à gaz naturel déjà en place. Les clients pourraient utiliser ce nouveau combustible sans nuire à l'environnement.



GAZOGENE LURGI POUR LA GAZEIFICATION DES CHARBONS

FIGURE 2

Présentement il n'y a qu'un seul type commercial de gazéification en gas naturel synthétique, le type Lurgi[4], illustré à la Figure 2. Ce type présente plusieurs inconvénients. Le rendement de conversion est plutôt faible et pour répondre aux exigences de dimensions requises aux États-Unis, 250 x 10^6 pieds cubes par jour, trente-deux unités seraient nécessaires[5]. Quelques autres procédés aux États-Unis, dont au moins quatre font objets d'étude au stade expérimental exigeraient seulement une ou deux unités. La Figure 3[6] montre les étapes fondamentales de cette gazéification, en suivant le procédé Synthane[7] du Bureau des mines des États-Unis: l'hydrogazéification, la conversion catalytique, la purification et la méthanisation catalytique.



LE PROCEDE SYNTHANE POUR GAZEIFICATION DU CHARBON

FIGURE 3

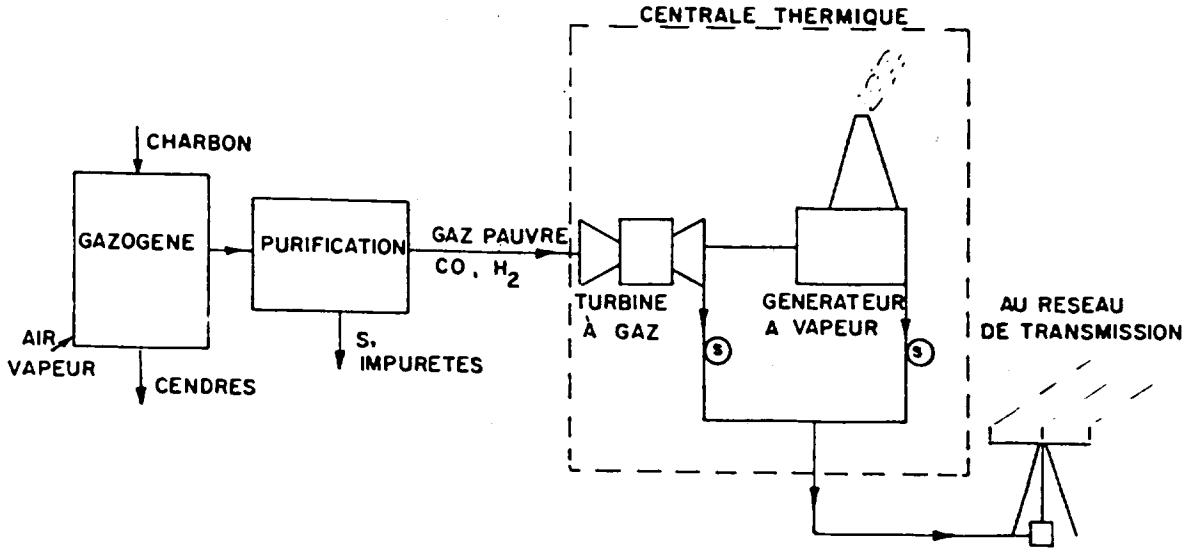
Les nombreux apports en charbon et en eau nécessaires pour alimenter une installation pareille exigeraient une forte intensification du secteur minier, endommageant peut-être l'environnement. De plus il faudrait disposer de plusieurs résidus. Enfin, ajoutons que la conversion ne récupère pas toute l'énergie du charbon mais en sacrifie 30%.

Au Canada, il y a peu de sites fournissant à la fois autant d'eau et de charbon, des conditions importantes de la gazéification.

GAZ DE POUVOIR

Un autre procédé de gazéification du charbon serait sa conversion en un gaz à faible pouvoir calorifique, environ 150 Btu par pied cube. La méthode ressemblerait à celle décrite précédemment, en substituant l'air à l'oxygène et en omettant la méthanisation. Il suffirait ensuite de purifier le gas en éliminiant le H_2S et le CO_2. Le gaz produit appelé "gaz pauvre", devrait être utilisé sur place ou à courte distance, dans les centrales thermiques.

Notamment on propose l'utilisation de ce gaz dans une usine à cycle combiné, le brûlant dans une turbine à gaz et ensuite recyclant les gaz chauds dans un générateur à vapeur[8], tel qu'indiqué à la Figure 4. On ne pourrait convertir que 75% de l'énergie du charbon en ce gas pauvre, et avec le rendement de 39% du cycle combiné, l'efficacité finale se chiffrerait à 29%, un rendement bien inférieur à celui obtenu dans les usines thermiques actuelles de charbon (39%). Si les progrès métallurgiques prédits se réalisent le rendement du cycle augmentera de 39%.jusqu' à 50%, pour un rendement total de 37.5%. Quelques améliorations sont susceptibles d'augmenter encore ce taux[9].



GAZ PAUVRE POUR LA GENERATION DE L'ELECTRICITE

FIGURE 4

Cependant l'utilisation de la chaleur gaspillée par les centrales thermiques et même nucléaires pour le chauffage de secteur accroîtrait le rendement thermique de façon beaucoup plus évidente[10].

Nous devons nous rappeler les objectifs principaux de la gazéification. Nous voulons obtenir un combustible à faibles émissions de pollution, le soufre surtout. Le charbon de l'Ouest canadien répond à ce but et ce, sans passer par la gazéification. En effet, nous pouvons le brûler directement et bénéficier ainsi de 100% de sa valeur calorifique.

SCHLAMM CHARBON-EN-HUILE

Abordons maintenant le schlamm charbon-en-huile, procédé le plus efficace permettant un retour de charbon par la combustion. Un schlamm, contenant jusqu' à 35% de charbon en suspension dans l'huile brute s'acheminerait d'Alberta vers l'Est via un pipeline. Arrivé dans l'Est, le schlamm subirait d'autres séparations et on raffinerait l'huile; ensuite le produit final

serait un schlamm charbon-en-huile résiduelle pour fins de combustion. Selon des essais préliminaires de combustion au Laboratoire Canadien de recherche sur la combustion (LCRC), la flamme obtenue produit de façon identique une flamme d'huile[11].

Ce combustible pourrait se substituer à l'huile dans les larges installations de génération à vapeur en apportant de petites modifications au techniques actuelles. Maintenant, une compagnie américaine procède avec des essais de charbon-en-huile dans une grande chaudière industrielle, pour généraliser l'usage du schlamm dans l' avenir. Comparativement il serait fort coûteux de convertir ces usines pour brûler seulement le charbon.

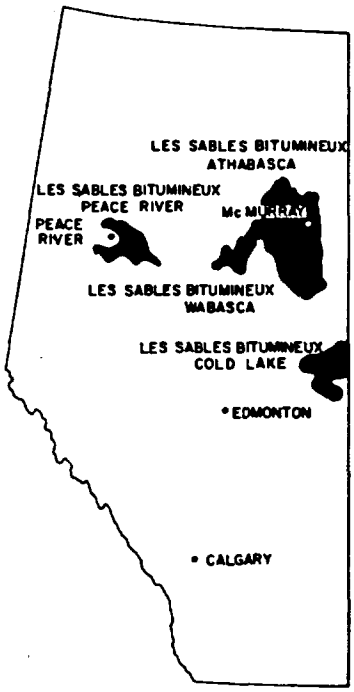
En satisfaisant les nécessités de conserver l'énergie, le schlamm prolongerait nos ressources d'huile de sept ans sur la base des réserves d'huile éprouvées et de trente ans sur la base des réserves de charbon de haute qualité de l'Ouest, en utilisant l'huile des sables bitumineux, comme illustré au Tableau 6.

Considérons enfin un autre aspect positif, à savoir la faible teneur en émissions de pollution, surtout de soufre et de cendres volantes, tel qu'illustré au Tableau 7. Notons aussi qu'étant sous forme liquide le schlamm possède les qualités idéales de transport par pipeline. Le pipeline pour ce transport du combustible jusqu' à l'Est du Canada constitue donc le seul obstacle majeur. I'interprovincial Pipeline Limited projetait avec optimisme l'année dernière la construction du pipeline pour 1976[12].

Le schlamm charbon-en-huile est la méthode la plus efficace pour opérer un retour du charbon aux marchés de combustion. Il assure une meilleure utilisation de nos ressources, ne souffre point les lourdes pertes en énergie des procédés de synthèse et finalement, ne cause que très peu de pollution.

SABLES BITUMINEUX

Les sables bitumineux de l'Alberta forment la plus importante réserve d'hydrocarbure au Canada. Ils s'étendent sur plus de 19,000 milles carrés et comptent quatre dépôts principaux: Athabasca, Cold Lake, Wabasca et Peace River, représentés à la Figure 5.



LES GISEMENTS DE SABLES BITUMINEUX D'ALBERTA

FIGURE 5

Le Tableau 8 donne les évaluations des réserves. La quantité récuparable par des méthodes minières est de 38 billion de barils. Il s'agit seulement de 0 à 150 pieds de couverture et des sables contenant 5 ou un pourcentage plus élevé par poids de bitume brut. D'après l'"Alberta Energy Resources Conservation Board" (3) le total éprouvé se définit actuellement à 894 x 10^9 barils.

Présentement, il existe un centre de développement en opération, la "Great Canadian Oil Sands." Les méthodes de GCOS consistent à se débarasser d'environ soixante-dix pieds de couverture, de miner au moyen d'excavateurs à godets, de séparer sable et bitume, de nettoyer le bitume et de le transformer en sythétique purifié de 34° API. Cette usine produit 45,000 barils par jour, et il n'y pas longtemps ils ont fait une demande pour produire jusqu'à 65,000 barils par jour.

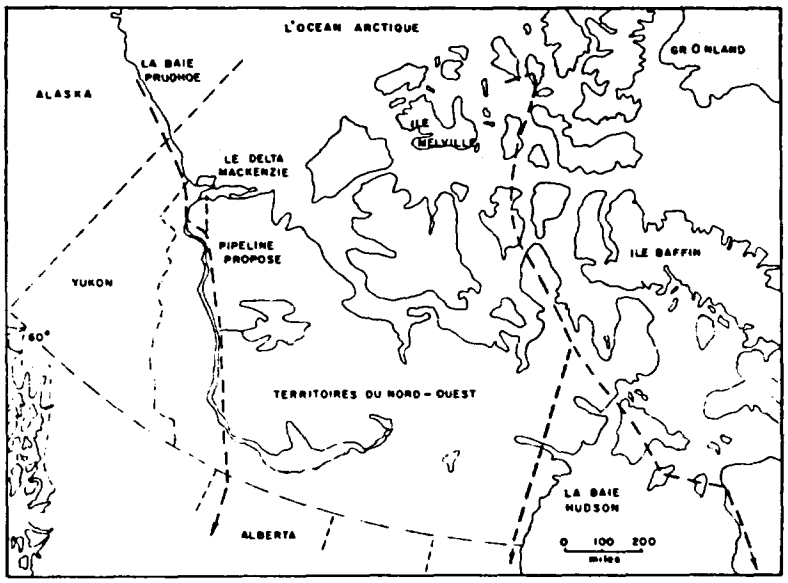
Syncrude propose une seconde usine dans la même région d'Athabasca, utilisant de grandes pelles à benne traînantes pour enlever la couverture et pour l'exploitation minière. Ces autres méthodes ressemblent à celles utilisées par GCOS, la seule différence portant sur une cokéfaction fluide plutôt que délayée dans le processus de transformation finale. Cette usine aura une capacité de 125,000 barils par jour.

Ensemble, ces deux usines pourront dans l'avenir produire une quantité d'huile équivalent à 12% de la consommation d'huile de 1970. Donc il faudrait 9 usines de l'envergure de Syncrude pour satisfaire la moitié de la demande en huile de 1980.

Les deux méthodes soulèvent le même problème au stade de la cokéfaction, à savoir la présence d'une forte concentration de soufre dans le coke de pétrole, tel qu'on le voit au Tableau 9. La production de combustible liquide, utilisable sur place, est faible; la GCOS y a remédié en brûlant du coke pour la génération de pouvoir. Il est fort improbable qu'on se permette le luxe de brûler un combustible si concentré en soufre dans les usines à l'avenir. Comme alternative au stade de la cokéfaction, la Centre de Recherche sur les Combustibles a expérimenté de façon approfondie l'hydrocracking thermique ou catalytique[14]. Chacun aboutirait à une conversion plus grande en combustible distillé et propre, améliorant le rendement total de l'usine.

En vue de profiter d'autres vastes réserves de bitume, soit 856 x 10^9 barils, dans les dépôts profonds, des méthodes sur place devraient être appliquées; plusieurs sociétés développent maintenant des techniques appropriées utilisant le feu-inondation ou l'injection de vapeur. Une récupération de seulement 20% des dépôts et une conversion de 70% amèneraient presque 135 billions de barils d'huile, résultat très appréciable, qui donne 245 ans au taux de consommation de 1970, ou 63 ans au taux d'accroissement de 4.5%.

GAZ ET HUILE DE L'ARCTIQUE



LE NORD DU CANADA
FIGURE 6

La région arctique canadienne pourrait devenir un fournisseur éventuel et principal des combustibles d'hydrocarbure, tel qu'illustré au Tableau 10. C'est dans le Delta du Mackenzie qu'on a découvert la plus grande concentration de gaz naturel de la région jusqu'à maintenant. Nous savons, an effet, que la société "Canadian Arctic Gas" s'est récemment adressée à l'Office National de l'Energie afin de construire un pipeline de 2500 milles réunissant le Delta à l'Alberta, tel qu'indiqué à la Figure 6[1]. Ce pipeline transporterait le combustible, de même que la gaz de "Prudhoe Bay," Alaska, jusqu'aux marchés canadiens et américains. On procède présentement à des audiences sur cette question pour en déterminer les impacts sociaux et environnementaux.

Il est fort probable que les Iles de l'arctique détiennent des réserves de gaz et d'huile encore plus volumineuses. Reste à déterminer la façon la plus propice d'acheminer ce combustible au sud, soit par pipeline, soit par bateaux-citernes, soit encore par d'autres méthodes sophistiquées.

METHANOL

Le processus appelé "option méthanol" fait maintenant l'objet d'études aux quatre coins du globe. Fondamentalement, il s'agit de substituer du méthanol, CH_3OH, à différents combustibles conventionnels. La facilité d'obtention du méthanol pose un avantage réel. On l'extrait des résidus de bois, des déchets, du charbon, de l'huile, du gaz naturel ou de presque tous les composés d'hydrocarbure. Le méthanol se transporte aisément et se consomme proprement avec une flamme quasi-transparente. Le Tableau 11 illustre les propriétés physiques de cet hydrocarbure.

Le méthanol peut être facilement substitué dans tous les cas d'utilisation de combustible liquide. Par exemple, on pourrait le brûler dans les moteurs diesels; le méthanol remplacerait l'essence dans les automobiles. Autre bénéfice: des tests démontrent que l'utilisation du méthanol pour les moteurs conventionnels entraîne une réduction de CO et des émissions d'hydrocarbures gazeux[15].

Le méthanol, facile à transporter par bateux-citernes conventionnels, offre une excellente alternative au transport par pipeline du gaz naturel des Iles de l'Arctique ou encore aux bateau "thermos" qui exigent ce dernier en forme liquide.

LES DÉCHETS

Parlons maintenant d'une source d'énergie à production inaltérable, les déchets. À St. Louis, 10 à 20% de l'énergie utilisée par une chaudière d'utilité est fournie par les ordures, avec du charbon pulvérisé comme combustible majeur. Autre étape à souligner, l'avènement d'incinérateurs récupérant la chaleur, avec rendement total de l'usine chiffré autour de 66%, tels ceux d'Hamilton, de Montréal et de la ville de Québec.

Les ordures urbaines forment une partie seulement des déchets de notre société, comme le montre le Tableau 12[16], représentant les déchets secs et sans cendres aux États-Unis pour l'année 1971. En divisant les chiffres par dix, on obtient une bonne approximation pour les déchets du Canada. Evidemment, le fumier et les vidanges des récoltes s'avèrent difficiles à ramasser. En fait, on pourrait récupérer environ 15% de l'ensemble des déchets soumis à des traitements d'hydrogénation, de pyrolise ou de bioconversion. Ces déchets seraient recyclés pour fournir un combustible synthétique équivalent à 3% de notre consommation d'huile de 1970.

Ainsi, un recyclage des déchets organiques, soit directement dans les incinérateurs, soit par leur conversion en combustibles synthétiques, constitue un moyen idéal de s'en débarasser; mais l'apport à notre problème d'énergie demeure minime.

CONCLUSION

Comme nous le voyons, les combustibles fluides conventionnels du Canada se tarissent. Les substituts les plus favorables sont d'abord le charbon, brûlé directement ou dans le schlamm charbon-en-huile, et aussi l'huile brute synthétique des sables bitumineux de l'Alberta.

Riche en possibilités pour la création de combustibles non-conventionnels, le Canada doit se mettre en garde contre sa tendance à considérer l'énergie comme une denrée acquise et inépuisable. Nous devons développer une mentalité propice à la conservation de l'énergie, sous toutes ses formes, afin de ne pas nous démunir de nos réserves avant l'apparition de sources renouvalables d'énergie.

REFERENCES

1. Staff, "An Energy Policy for Canada", Volumes 1 and 2, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, Canada, 1973.

2. Coates, G. D., "Relationship Between Coal Price Levels and Quantity of Economically Recoverable Coal in Canada", Sixth Symposium - Energy Resources, The Royal Society of Canada, Ottawa, Canada, October 1973.

3. Friedrich, F. D. and Hayden, A.C.S., "A Combustion Handbook for Canadian Fuels, Volume 3, Coal", Mines Branch Monograph 878, to be published 1974.

4. Meunier, J., "Gazéification et Oxydation des Combustibles", Massonet Cie, Paris, France, 1958.

5. Goodholm, P.R., "Coal Gasification, An Alternative in Clean Energy Production", Combustion, March 1974.

6. Staff, NSF, "Energy Research Needs", National Science Foundation, Washington, 1971.

7. Forney, A. J., et al, "Analyses of Tars, Chars, Gases and Water Found in Effluents from the Synthane Process", U.S. Bureau of Mines Technical Report, TPR 76, January 1974.

8. Hammond, A. L., et al, "Energy and the Future", American Association for the Advancement of Science, Washington 1973.

9. Haydock, J. L., "Some Technological Developments and Their Influence on Fuel Supply and Demand", Fuels Planning Conference, Toronto, Canada, October 1972.

10. Hayden, A.C.S., "Energy Conversion and Conservation/Transformation et conservation de l'énergie", Eastern Canada Energy Conference, ICFTC-CSME, Montreal, Canada, FRC DR 73/32-CCRL, April 1973.

11. Proceedings, Coal-in-Oil Seminar, Canadian Combustion Research Laboratory, Fuels Research Centre, Mines Branch, FRC DR 72/95-CCRL, December 1972

12. Article, Toronto Globe and Mail, April 13, 1973

13. Govier, G. W., "Alberta's Oil Sands in the Energy Supply Picture", Energy Resources Symposium, Royal Society of Canada, Ottawa, Canada, October 1973.

14. McColgan, E.C., Soutar, P.S. and Parsons, B.I., "The Hydrocracking of Residual Oils and Tars", Mines Branch Research Reports R246, R253, R256, R261, R263, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, Canada, 1971-1973.

15. Reed, T. B. and Lerner, R.M., "Methanol, a Versitile Fuel for Immediate Use", Science, Volume 182, December 28, 1973.

16. Maugh, T. H.,"Energy from Wastes, A Minor Energy Source", Science, Volume 178, November 10, 1972.

TABLEAU 1

Consommation de combustibles et d'énergie en 1970[1/]

Consommation	Monde Total	Etats-Unis		Canada[2/]		
		Total	% monde	Total	% monde	% E.U
Combustibles, Btu x 10^{15}	217	65.9	30.4	4.9	2.3	7.4
Combustibles per capita, Btu x 10^6	60.3	319.0	529.0	226	375	70.8
Population x 10^6	3700	203.2	5.6	21.7	0.5	10.7

1/ Source: ASME Energy Crisis Forum, New York, Novembre 1972.

2/ Source: Energy Policy for Canada, EMR, 1973.

TABLEAU 2

Extrapolation normale de la consommation d'énergie au Canada

Source	1970			1980			2000		
	10^{15}Btu		%	10^{15}Btu		%	10^{15}Btu		%
Huile (10^8 barils)[1/]	3.1	(5.5)	48	4.8-5.4	(8.4-9.1)	41-46	9.4-14.6	(16.1-25.2)	34-52
Gaz naturel (10^{12}p.c.)	1.2	(1.2)	18	3.1-2.5	(3.1-2.5)	26-21	8.2-3.0	(8.2-3.0)	29-11
Charbon (10^6 ton)	0.7	(26)	11	1.1	(49)	9	1.9	(100)	7
Hydro (10^9 kwh)	1.5	(157)	23	2.3	(235)	20	3.4	(344)	12
Nucléaire etc(10^9 kwh)	-	(1)	-	0.5	(45)	4	5.1	(502)	18
Total	6.5		100.0	11.8		100.0	28.0		100.0

1/ Les parenthèses indiquent la consommation en unités naturelles, exemple: 5.5 x 10^8 baril d'huile

TABLEAU 3

Approvisionnements en combustibles fossiles canadiens

Combustible	Réserves éprouvées conventionnelles, Btu x 10^{15}	Approvisionnements en Années[2/]	
		Au taux de consommation de 1970	Au taux d'accroissement
Huile	69.7[1/]	22	13
Gaz naturel	51.4[1/]	43	17
Charbon	244[1/]	348	63

[1/] Référence: An Energy Policy for Canada, EMR, 1973.

[2/] Sans exportation.

TABLEAU 4

Réserves du charbon au Canada par province

Province	Mésurées		Indiquées		Inférées		Total	
	10^3tonnes	%	10^3tonnes	%	10^3tonnes	%	10^3tonnes	%
Nouvelle-Ecosse	126	1.2	466	0.9	684	1.2	1276	1.1
Nouveau-Brunswick	10	0.1	-	-	-	-	10	0.01
Ontario	240	2.4	-	-	-	-	240	0.2
Saskatchewan	291.5	2.9	7024	13.9	4698	7.9	12014	10.0
Alberta	2203.9	21.6	32096	63.2	12940	21.8	47240	39.3
Colombie britannique	7328.6	71.8	11175	22.2	40953	69.1	59457	49.4
Total	10,200	100.0	50761	100.0	59275	100.0	120237	100.0

TABLEAU 5

Analyses[1/] des charbons de l'Ouest du Canada par type

Type	Lignite	Sous-bitumineux	Bitumineux
Humidité	36.67	27.06	3.85
Cendres	8.46	6.97	8.83
Matière volatile	24.20	27.94	19.52
Carbone fixé	30.67	38.03	67.80
Carbone	41.47	49.41	78.86
Hydrogène	2.29	3.25	4.13
Nitrogène	0.72	1.01	1.10
Oxygène	10.01	11.82	2.82
Soufre	0.38	0.48	0.41
Valeur calorifique	6840	8460	13600

Source: Friedrich, F. D. and Hayden, A.C.S., A Combustion Handbook for Canadian Fuels, Volume 3, sera publié en 1974.

TABLEAU 6

L'extension possible des réserves d'huile
par l'utilisation du combustible charbon-en-huile

	Potentiel de charbon-en-huile		Extension équivalente aux réserves d'huile[2/]		
Réserves	Tonnes x 10^9	Tonnes x 10^9	Barils x 10^9	% des réserves d'huile éprouvée	Années additionnelles d'approvisionnement au taux de consommation de 1971
Eprouvées	3.7[1/]	0.8	5.7	34.7	7
Potentiel maximum	13.5[2/]	3.0	20.5	124.5	30

1/ En utilisant toutes les réserves d'huile brute de l'Ouest du Canada.

2/ En utilisant toutes les réserves de charbon de l'Ouest et l'huile des sables bitumineux.

TABLEAU 7

Pollution du charbon-en-huile
(livre/livre combustible)

	CO_2	CO	Partie	NO	SO_2	SO_3		Total	Nocif
1.00 livre charbon[1/]	2.855	.00120	.00500	.005792	.0070	.000175	=	2.874	.01917
1.00 livre huile brute[2/]	3.151	.0015	.00100	.00297	.00980	.00025	=	3.1666	.01561
1.00 livre charbon-en-huile[3/]	3.047	.00145	.00240	.00396	.00887	.000221	=	3.0639	.01690

Comparaison des émissions de pollution

	Valeur calorifique Btu/livre	Polluants nocifs livre/livre combustible	livre/10^6Btu	% Différence
Charbon-en-huile	16,900	.01690	1.000	Base
Huile brute	19,000	.01560	.821	-17.9
Charbon	13,000	.01917	1.474	+47.4

1/le Charbon a 0.7% de soufre et 50% de SO_2 produit est neutralisé dans les cendres; le charbon donne 10% cendres mais seulement 5% des cendres échappent des précipitateurs électrostatiques et se répandent dans l'atmosphère.
2/Bien qu' on ait choisi l'huile brute pour cette étude, un produit de raffinerie plus lourd sera utilisé comme combustible industriel. LCRC évaluera les propriétés de combustion d' une grande variété de mélanges.
3/le Charbon-en-huile se compose de 35% de charbon, 65% d'huile, par poids; on assume une séparation de 95% des cendres volantes.

TABLEAU 8

Réserves éprouvées de bitume brut en Alberta

Dépôt	Couverture, pieds	Bitume brut en place, 10^9 barils	Bitume brut récupérable 10^9 barils
Athabasca	0-150	74.0	38.0
	150-2000	551.9	
Cold Lake	1000-2000	164.1	
Peace River	1000-2500	50.4	
Wabasca	250-2500	53.8	
Total		894.2	38.0

TABLEAU 9

Coke de pétrole de la GCOS

Analyse immédiate	% par poids
humidité	2.32
cendres	4.32
matière volatile	12.65
carbone fixé	80.71
Analyse ultime	
carbone	81.22
hydrogène	3.46
nitrogène	1.39
oxygène	1.77
soufre	5.52
Valeur calorifique, Btu/livre	14070

1/ Source: Friedrich, F. D., and Hayden, A.C.S., A Combustion Handbook for Canadian Fuels, Volume 3 - Coal, sera publié en 1974.

TABLEAU 10

Réserves potentielles des régions frontières

	A[1/]	B[2/]
L'huile potentielle, barils x 10^9		
Arctique et TNO	70	28
Littoral de l'Est	42	50
Le gaz potentiel, p.c. x 10^{12}		
Arctique et TNO	481	342
Littoral de l'Est	253	326

1/ Commission géologique du Canada, évaluation des réserves en février 1972.

2/ CGC, évaluation des réserves en mars 1973.

TABLEAU 11

Analyse de méthanol (CH_3OH)

Analyse ultime:	% par poids
carbon	0.375
hydrogène	0.126
oxygène	0.499
Densité	7.98 livre/gallon
Valeur calorifique	78012 Btu/gallon

TABLEAU 12

Déchets organiques solides[1/] produits aux Etats-Unis en 1971[4/]

Source	Déchets produits 10^6 tonnes	Déchets immédiatement récupérables 10^6 tonnes
Fumier	200	26.0
Ordures urbaines	129	71.0
Ordures de bois	55	5.0
Déchets des récoltes et de nourriture	390	22.6
Déchets industriels	44	5.2
Solides des égoûts municipaux	12	1.5
Divers	50	5.0
Total	880	136.3
Potentiel en huile nette, 10^6barils	1098	170[3/]

[1/] Déchets solides pris sur une base sèche, sans cendres.

[2/] Usage canadien: environ 1/10 de ses figures.

[3/] Potentiel en huile nette au Canada = 17 x 10^6 barils par année

= 3% de la consommation de l'huile en 1970

[4/] Source - Anderson, L.L., U.S. Bureau of Mines Information Circular 8549, 1972.