

# 沖縄の家庭燃料事情と天然ガス

③

福田 理

## 7. 水溶性ガス鉱床

沖縄の天然ガス資源については 昭和35年以来 5次にわたる調査がおこなわれた。この間 昭和41年度に行なわれた第3次調査によって 沖縄本島南部地区の島尻層群中に メタンを主とする天然ガスでほぼ飽和した地層水があることが明らかにされた。これは 昭和34年 琉球大学の兼島 清教授によって 沖縄本島の島尻層群中に水溶性ガスがあることが明らかにされたことともに 沖縄の天然ガス資源調査史上 画期的なことであった。しかし それを企業化できる見とおしははっきりしたのは 本誌181号(昭和44年9月)にその一部を紹介した昭和43年度の第5次調査の結果によるものであり 奇しくも 第1次調査以来 10年目であった。

私が沖縄の天然ガス資源調査に加わったのは 第3次調査からであった。それから現在に至るまで 沖縄の天然ガス資源問題について 多くの専門家と討議する機会にも恵まれたが それをとおして何より強く感じたことは 水溶性ガス鉱床の本質的なことが 案外忘れられているのではないかということであった。そのため 沖縄本島の島尻層群に賦存すると考えられる水溶性ガス鉱床についても 悲観的な見方をされる方が多く 現地の方々 とくに琉球政府の関係者のなかにも 天然ガス調査は 本土政府の押し付けで 止むなくこれまで継続

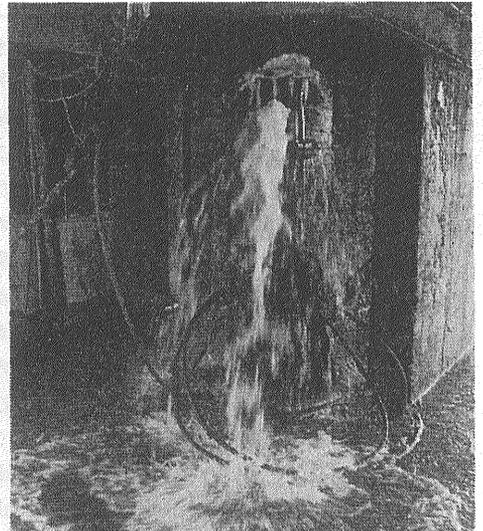
してきたという感触の方があったことも否定できない。米民政府そのものが 第4次調査以後 この調査には反対であるという意見を表明していたのだから 当時の琉球政府の関係者の一部の動きには 内容が理解しにくかったこと以外にも 無理からぬところがあったのではなからうか。ともあれ 沖縄における天然ガスの開発・利用を考えるに当っては 水溶性ガス鉱床に関する正しい知識が不可欠なので ここに改めてその本質について説明しておこう。

気体が1つの溶媒に溶解し得る重量は 一般に温度および圧力によって異なる。このうち 温度の影響については その上昇にしたがって 溶媒に溶解し得る重量は減少するが その間にはっきりした数量的な関係は見られない。一方 圧力については 恒温において溶媒の一定量に溶解し得る気体の重量は その気体の圧力すなわち外圧に比例する。これが有名なヘンリーの法則(Henry's law)である。

気体は体積で計量するのが便利のため 1気圧の気体が溶解する量を表わすのに 任意の温度における飽和溶液の単位体積中に溶解している気体の体積を 0℃における体積の換算したのもをもってすることがある。これがその温度におけるその気体の吸収係数(Absorption coefficient)と呼ばれるものである。t℃において溶媒



写真① 那覇2号井成功の喜びを語る屋良主席(中央)(沖縄タイムス社提供)



写真② 自噴する那覇2号井(坑口装置とりつけ中)

表1 メタンの純水に対する吸収係数

温度 (°C)	吸収係数 (cm <sup>3</sup> )
10	0.04177
14	3779
18	3448
22	3180
26	2952
30	2762
35	2545
40	2369
45	2238
50	2134
60	1954
70	1825

(金原均ほか2名 1958)

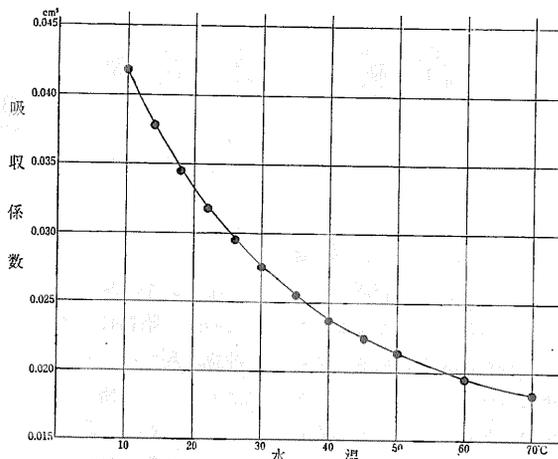


図1 メタンの純水に対する溶解度の温度による変化 (ベンゼンの吸収係数表1を図化したもの)

1cm<sup>3</sup>中に溶解し得る気体の体積を  $v$ cm<sup>3</sup> とすれば  $t$ °C におけるこの気体のこの溶媒に対する吸収係数は

$$v \times \frac{273}{273+t} = \frac{v}{1+at} \text{ cm}^3$$

となる。ここに  $a = 1/273 = 0.003663$  である。よく知られているようにこの  $a$  は気体の膨張率 (Expansion coefficient) と呼ばれるものですべての気体に共通なものである。吸収係数を上のようにして求められることが恒圧の下においては気体の体積は温度が1°C昇る(降る)ごとに0°Cにおける体積の1/273づつ増す(減る)というシャルルの法則 (Law of Charles) から直ちに導かれることについては改めて説明するまでもないであろう。

上は述べたことから明らかなように地下に水があるその内部あるいは外部あるいは両者からのメタンの供給が十分に行なわれればその場所の圧力および地温に応じた吸収係数をもってメタンは水に溶解されるはずである。これが水溶性ガス鉱床が成立する原理である。開放系つまり地表と連絡がある状態で地下に水が存在しかつメタンの供給が十分に行なわれる場合にはメタンの圧力は静水圧にほぼ等しい。また温度の上昇による溶解し得る気体の量の減少は圧力の上昇による増加に比べて小さい。一般の水溶性ガス田において少なくとも開発の初期においてはガス井から生産するガス量とこれに随伴する水量との間にガス層の深度にほぼ相関する比例関係がある場合が多いのはこのためである。ちなみにメタンの30°Cにおける吸収係数は0.02762であるから深度400m (静水圧: およそ40気圧) 地温およそ30°Cのところにある純水1klに溶解し得るメタンはおよそ  $1.106 (= 0.02762 \times 40) \text{ Nm}^3$ \*

でありこの水を大気圧下で分離すればおよそ  $1.078 (= 1.106 - 0.02762) \text{ Nm}^3$  のメタンが得られることになる (表1および図1参照)。\*Nは0°C 1気圧つまり標準状態における体積であることを示す。

上に述べたことから直ちに導かれることは閉鎖系つまり地下に隔離された状態で水が存在しかつメタンの供給が十分に行なわれる場合には静水圧を上まわる圧力でメタンが水に溶解していることもあり得ることである。坑口から産出するガスの単位体積とこれに伴って産出した水の体積との比をガス水比 (Gas-water ratio, G. W. R.) というがメタンで飽和した水の場合にはこれが地下のある静水圧下で溶解している割合にほぼ等しい (厳密に言えばわずかに小さい) ことは表1および図1から明らかである。これまでガス水比が地下の状態を考慮して算出された溶解度すなわち計算ガス水比より大きい場合には一般に地下のガス層内に遊離ガス (Free gas) が存在していることを意味すると考えられていたようであるが閉鎖系の場合には必ずしも遊離ガスの存在のみを意味するものではなく静水圧を上まわる圧力でメタンが水に溶けていることもあり得るのである。

水の中に他の物質が溶解している場合にはその量もメタンの溶解度に影響する。稼行に耐える水溶性ガス鉱床は若い海成層中に胚胎している場合が多いのでここでは海水に近い組成の塩分をもった地層水について考えてみよう。

Park Jones によれば地層水に対するメタンの溶解度は次の式で示される。

$$S = S_1(1 - XY/10,000)$$

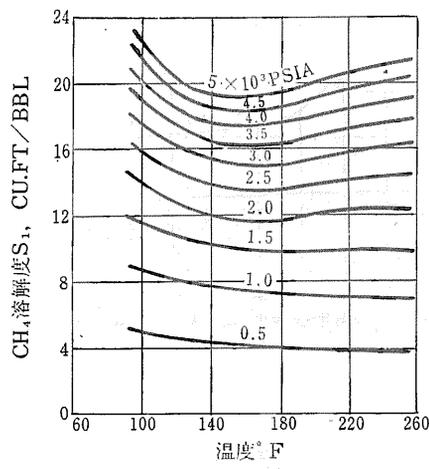


図2  
メタンの純水  
に対する溶解  
度 (Dodson  
& Standing  
原図; 金原ほ  
か3名 1958)

ここに  $S_1$ : 純水に対するメタンの溶解度(cu.ft./bbl)  
 $X$ : 塩分に対する補正係数  
 $Y$ : 地層水の塩分(ppm)  
 $S$ : 地層水に対するメタンの溶解度(cu.ft./bbl)

また  $X$ は次の表によって求められる

ガス層の温度	$X$
100°F (37.8°C)	0.074
150 " (65.6 ")	0.055
200 " (93.3 ")	0.044
250 " (121.1 ")	0.033

上記の単位そのまま計算する場合には  $S_1$ については Dodson & Standing によって与えられた図2を使うのがよいが ガス層深度が浅い場合には  $X$ だけを上の表から求め 表1および図1を使って ヘンリーの法則から計算してもよい。この場合には 溶解度を任意の単位 たとえば  $m^3/kl$  とすることもできる。

$Y$ については 地層水の分析値に全固形物(または蒸発残渣)が記されていれば それを用いるが  $Cl^-$ の値のみが記されている場合には 次の式によって近似値を求めればよい。

$$S = 0.030 + 1.8050Cl$$

ここに  $S$ : 塩分(g/l)  
 $Cl$ : 塩素量(g/l)

この式は 海水の塩分を塩素量から求めるKnudsenの式であるから 厳密に言えば 化石海水の場合には適用できないのであるが メタンの溶解度を求める計算においては これを準用して差しつかえない。

〔計算例1〕

計算深度(ガス層中心深度)	887m
静止水位	+16.5m
水温	46°C(およそ115°F)

$Cl$

12,000 ppm

これは那覇2号井におけるガス層Ⅷ(R層)の場合である。上には厳密な説明を与えておいたが 実際問題としては 静水圧は水深10mについて  $1kg/cm^2(ksc)$  とし てよいから 計算深度における静水圧は

$$1kg/cm^2 \times \frac{887m + 16.5m}{10m}$$

すなわち  $90.35kg/cm^2(1,284 psia)$ である。図2において 115°F 1,284 psia の点を外挿して溶解度を求めると およそ10.0 cu.ft./bblとなる( $S_1$ )。

$X$ は前出の表で外挿するとおよそ0.068になる。

また  $Y$ はKnudsenの式によると 21,690 ppm になる。よって  $S = 10.0(1 - 0.068 \times 21,690/10,000) = 8.52$ となる。

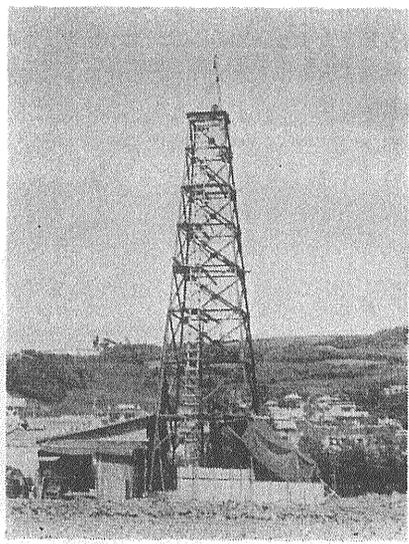
これは cu.ft./bbl の単位であるから 0.178を乗ずると 1.52となる。厳密に言えば これから標準状態における吸収係数0.02762を引かなければならないが 実際問題としては この数値が小さいので このままで考えてよい。一方  $S_1$ として吸収係数0.0222(表1および図1参照)に90.35を乗じた値2.006を使うと

$$S = 2.006(1 - 0.068 \times 21,600/10,000) = 1.71$$

となる。このように 計算ガス水比は 吸収係数を使った場合の方が Park Jonesの式を使った場合より 少し大きく出る。

〔計算例2〕

計算深度 338m



写真③  
那覇1号井  
(掘さくやくら)  
この井戸の深部産出試験によって 沖縄本島の島尻層群中にメタンで飽和したガス層があることが 確認された。



$$R \doteq S + \frac{\mu_w}{\mu_g} \frac{k_g}{k_w} \frac{P_s}{P\alpha} \quad (8.2)$$

$\mu_w/\mu_g$ は 通常の水溶性ガス鉱床の条件では およそ 50~80程度の値になる。したがって  $k_g/k_w$  のわずかな増大によっても ガス水比が急速に増大する。

ここで 上の式に入ってきた相対滲透率について 説明しておこう。たとえば コア試験において コアの孔隙が測定用流体によって完全に満たされていないと 測定結果は絶対滲透率と異なってくる。この滲透率の値を有効滲透率(Effective permeability)という。岩石の孔隙が水とガスの二相によって占められていると 水とガスのそれぞれの有効滲透率は絶対滲透率よりも小さく かつそれぞれの値は孔隙に対する水(またはガス)の飽和率に支配されて変化する。相対滲透率(Relative permeability)とは 有効滲透率の絶対滲透率に対する比であって 0~1の値をとる。普通 水とガスの相対滲透率であれば  $k_w$   $k_g$  と記し また 有効滲透率であれば  $K_w$   $K_g$  と記す。図3は水飽和率と相対滲透率との関係を模式的に示したものである。図3から明らかなように 水飽和率が小さくなると  $k_g/k_w$  は急激に増大する。それが 茂原ガス田その他において 開発が進んで水位が低下するにつれて ガス水比が急激に上昇する原理である(図4)。水位が低下すれば 井戸の周囲のガス層内で その分だけガスが分離するからである。

このように 開発が進むにつれて ガス水比が急激に上昇するタイプのガス鉱床は 茂原型ガス鉱床と呼ばれているが これは要するに茂原ガス田がガス水比が上昇しやすい条件を備えているだけのことである。原理的には すべての水溶性ガス鉱床において 開発が進んで水位が低下すれば 地層中でガスの分離が起こり ガス水比が上昇するはずである。しからば ガス水比が上昇しやすい条件としては どのようなものが考えられるであろうか。

第1は 初産ガス水比が計算値を上まわっていることである。これは 地下に隔離された状態でガス層が賦存している場合で 静水圧を上まわる圧力でメタンが地層水に溶解している場合 ガス層に遊離ガスがある場合 および両者が複合している場合の3通りが考えられる。この場合には 初めから遊離ガスが存在してなくても 坑井ができることによって ガス層が静水圧下に解放されることになるので 直ちに遊離ガスが発生する。(8.1)式あるいは(8.2)式は 二相流体となっはじめてきていくのだから このこと

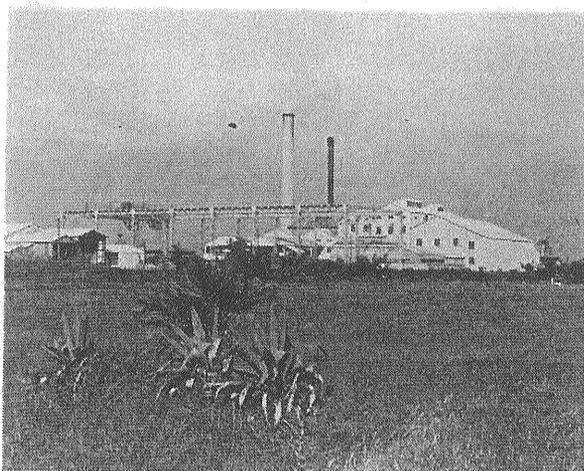
は非常に重要である。

第2は ガス層の滲透率があまり高くないことである。新潟水溶性ガス田のように 滲透率が数100mdもあつては 汲み上げと同時に水の補給が行なわれるので 水位低下させることは 実際問題として ほとんど不可能であろう。一方 茂原ガス田のガス層の滲透率は 平均 70md 程度といわれており 水位の低下がすみやかに行なわれていることは よく知られているとおりである。

第3は ガス層があまり深くないことである。これは ガス層が深いと 水位が相当低下しても 開発当初の静水圧に比べて その割合が小さく 地下のガスの分離にあまり効いてこないからである。ちなみに 茂原ガス田では 深度数 100m までのところがおもに開発されている。

第4は ガス層が砂・泥の互層型であることである。これは この型のガス層の滲透率が一般に低いこと ガス層自体のなかにガス母層があると見られること および水位の低下につれて泥質岩層からも相当量のガスが出ると考えられること等によるものであろう。この条件は 理論的に導かれたものではなく むしろ 茂原ガス田等の実例から帰納されたものである。

以上の諸条件はいずれも絶対的なものではない。たとえば 計算ガス水比を下まわるガス層においても 深度に対する水位低下が大きくなれば いずれ地下でガスが遊離してくるはずである。ただし このようなガス層については ガス水比の上昇を経済的に起こさせることは 実際問題として不可能なだけである。深度およ



写真⑤ 宮古島の製糖工場  
煙草工場とともに 製糖工場も天然ガスを燃料として使える日を待っている



表2 沖縄本島南部ガス田ガス層一覧

番号	層名	全層厚	層間距離	下限深度*	有効層厚	含砂率
I	D	33.0m	29m	33.0m	25.1m	76.2%
II	F	101.1		162.1	76.8	76.7
III	H	16.2	54	232.3	9.5	62.4
IV	J	145.9	43	421.2	114.1	78.2
V	L	21.4	41	483.6	18.6	86.9
VI	N	52.2	102	637.8	43.9	84.1
VII	P	15.6	126	729.4	12.1	77.6
VIII	R	111.3	112	1,002.3	63.1	56.7
合計		488.7	—	—	363.2	—

\* ガス層I(D層)の上限深度を0mとした場合の各ガス層の推定下限深度。

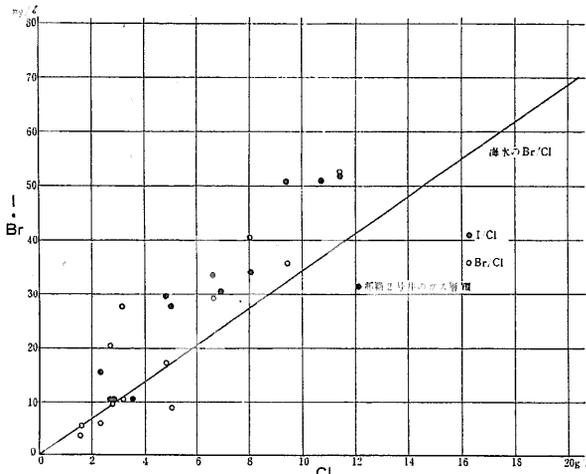


図6 沖縄本島における島尻層群中の地下水のI/ClおよびBr/Cl (兼島 1960; 本島・牧野 1965; その他による)

ii) 水質

- イ) 最下位のガス層であるにもかかわらず Clは およそ 12,000mg/l に過ぎない
- ロ) I/Cl は秋田県八幡油田のⅧ層(女川層上部)の値は似ており 島尻層群でこれまでに得られた値のおよそ半分である
- ハ) Kが 65mg/l 前後しかないが これは一般にやや古い地層の水に見られる傾向である
- ニ) Ca が Mg に比べて多く 重量比の Ca/Mg はおよそ 8 である Ca/Mg の値は一般に古い地層ほど大きい
- ホ) NH<sub>4</sub>はおよそ8mg/l前後で 本土のガス田・油田の水よりも少ないが 炭田の水よりも多い
- ヘ) HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>は110mg/l前後で 北海道の白亜系の水の値に似ている

9) ガス層Ⅷ以外のガス層のガス質および水質については 断片的な資料しかないが 那覇1号井におけるガス層Ⅱについて見ると 次のとおりである。

i) ガス質

ペーラー汲みで得られたガスの組成から推定される原ガスの組成は およそ

CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>
98~99	1~2	0.25	1 vol. %

であって 能力の高い水溶性ガス層のガスの組成として 普通の値を示している

ii) 水質

水質でとくに注目されるのは 次の2点である

- イ) I/Cl は海水に比べてきわめて大きい
- ロ) Ca/Mgの値は 2.49 で 地質時代(上部中新世)におよそ見合った値を示している

10) 地表の試料について行なった有機物調査の結果によれば 有機物の平均抽出量は0.04重量%で 南関東・宮崎両ガス田の平均値0.028%よりも大きく 新潟油田の0.097%よりも小さい。また 抽出物中

の炭化水素含有量はおよそ31%で 新潟油田の七谷層のものに匹敵するきわめて高い値を示している。那覇1号井および同2号井のコアについて行なった同様の調査の結果によれば 有機物の平均抽出量はおよそ0.015~0.020%の値を示すガス層Ⅷの部分を除くと およそ0.030%前後であり また 抽出物中の炭化水素含有量も 一般に地表の試料による値と同程度の値を示している。

- 11) 島尻層群の基盤をなす中生層中の粘板岩質の岩石は相当量の抽出有機物および抽出炭化水素を保有し かつ中生層に由来するガス徴もある。
- 12) この地域には 坑口遊離ガスをもつ深井戸がある。
- 13) この地域の深井戸から揚水されているすべての地下水に 溶存メタンが検出されている。
- 14) 深井戸掘さくの際にガス噴出事故があったことから も知られるように この地域には 小規模ながら 構造的ガスがあることも確認されている。
- 15) 那覇1号井について行なった地温測定の結果によれば 最高温度は33.9℃(深度413m) 温度勾配は 平均 2.54℃/100m 最小 1.0℃/100m また最大 3.4℃/100mである。 深度100~200mの間が最大値3.4℃/100mを示しているのは 那覇1号井付近で この深度区間の地下水が 動力揚水によって かなり使われているためであろう。 結局 この付近の地温を推定するには 深度200mを28.9℃とし

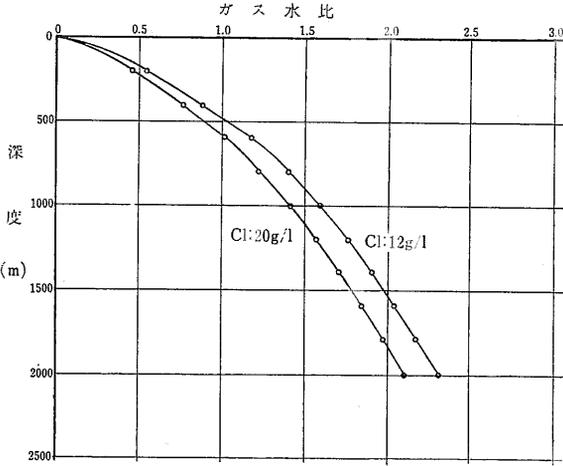


図7 沖縄本島南部ガス田における深度対応の計算ガス水比（その1  
ヘンリーの法則およびブンゼンの吸収係数を採用した場合）

それ以深については 温度勾配を  $2.35^{\circ}\text{C}/100\text{m}$  [ $= (33.9 - 28.9)^{\circ}\text{C} / (413 - 200)\text{m}$ ] としてよいと思われる。この値を使用し 地下の岩層の熱伝導率に大きな変化がないとすれば この付近の深度 500m 1,000m 1,500m および 2,000m のところの地温は それぞれおよそ  $36.8^{\circ}\text{C}$   $48.6^{\circ}\text{C}$   $60.3^{\circ}\text{C}$  および  $71.1^{\circ}\text{C}$  となる。

16) 地下の温度分布を15) の終わりに述べたように仮定し Clが12g/lおよび 20g/l の場合について ヘンリーの法則およびブンゼンの吸収係数を採用した場合および Dodson & Standing のメタンの純水に対する溶解度に関する図(図2)を採用した場合の各々について 深度対応のガス水比を計算してみると それぞれ図7および図8のようになる。(計算 上原将弘・石原金盛)

注意 推定ガス水比として採用できるのは 実測に基づく図2を採用した図8である。ヘンリーの法則を適用できるのは 圧力が低い場合 すなわち 深度数100mに相当する静水圧程度までの場合である。図8はあくまでもおよその推定値として見るべきもので 個々の場合については 先に述べた計算例に従って 静止水位も考慮に入れて 算出しなければならない。図8によれば 計算ガス水比が1に達する深度は Clが12g/lおよび20g/lの場合について それぞれおよそ 480mおよび580m またそれが2に達する深度は それぞれおよそ1,560mおよび1,840mである。

### 10. 試掘・開発への指針

沖縄における天然ガス資源の基礎調査は 昭和44年度分を含めて 昭和46年度までに3次の調査を残しているが 昭和43年度の第5次調査の結果 沖縄本島中・南部

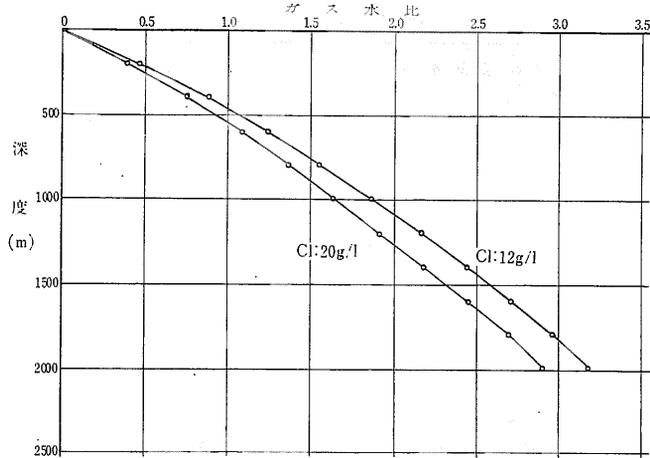


図8 沖縄本島南部ガス田における深度対応の計算ガス水比（その2 Dodson & Standing のメタンの純水に対する溶解度の図を採用した場合）

については 基礎調査に平行して試掘・開発に移行すべき時期に到達したと考えられる。そのため 日本政府は昭和44年8月11日~17日の7日間 著者を含めて5名の団員からなる「沖縄本島水溶性ガス開発・利用調査団」を現地に派遣した。沖縄本島中・南部ガス田の総合的な開発・利用に対する基本的な考え方については 同調査団の報告を見て頂くこととし ここでは 基礎調査を担当してきた立場から その試掘・開発に対する指針ともいうべきことを列挙しておく。

- 1) ガス層Ⅷと同Ⅱ・Ⅳを主体とする他のガス層の開発は 技術的にも また利用面からも 別個に考えるべきである
- 2) ガス層Ⅷはガスおよび付随水の温泉としての利用を また他のガス層はガスおよび付随水からのヨード回収を考えて開発すべきである
- 3) ガス層Ⅷについては 首里断層以南の国場川沿いの地域においては 試掘段階を一応終わったものとして 直ちに開発を考えてよい。ただし 温泉開発を主体にこのガス層の開発を考えてはならない
- 4) 国場川沿いの地域以外では 首里断層以南においても ガス層Ⅷの開発には 試掘を先行させなければならないが 開発可能区域として一応考えられるのは 基礎深度がおよそ 800~1,300mと推定される範囲であろう
- 5) ガス層Ⅷ以外の諸ガス層の開発については 首里断層以南の地域においても 開発に先立って 試掘・試開発が必要である
- 6) ガス層Ⅷ以外の諸ガス層の開発は ガス層ⅡおよびⅣとくに後者に重点をおいて考えるべきである

7) ガス層IIおよびIVを対象とする試掘・試開発は 両ガス層が できるだけ浅い深度区間で 地層水のClが海水並みあるいはそれ以上となるところを選んで 計画・実施されるべきである また ガス層IVだけについて 同様の条件のところを考えるのも 1つの方法である

8) ガス層IIおよびIVを中心とする諸ガス層についても ヨード回収を目的としたガス付随水の採取を主体にして その開発を考えてはならない

上に列挙した中で ガス層VIIIについては温泉開発の またその他のガス層についてはガス付随水からのヨード回収の独走をいましめているのは 単独企業としてもなり立つであろうこれら両企業の独走によって 産出するガスのかなりの部分が 有効に使われずに捨てられるおそれがあるばかりでなく ガスの採取を考えない付随水の採取は 技術的にも簡単なので いきおい乱掘をまねき 水溶性ガス鉱床そのものを破壊するおそれが多分にあるからである。

表3 天然ガス変成装置の種類と成績例

種 類	(a)	(b)	(c)
形 式	I・C・I	TG-PC	UGI
変 成 方 式	連 続 式 加 圧 式 外熱式スチーム変成	同 左 常 圧 式 部分燃焼	サイクリック式 同 左
運 転 条 件			
圧 力 kg/cm <sup>2</sup>	13.3	常 圧	常 圧
温 度 °C	750	1,000~800	900
ガス組成(vol %)			
CO <sub>2</sub>	16.5	13.6	7.8
CO	3.0	3.5	13.4
H <sub>2</sub>	73.1	44.6	56.8
CH <sub>4</sub>	7.4	1.9	7.0
N <sub>2</sub>	—	36.4	15.0
同比重(空気=1)	0.37	0.64	0.47
同 発 熱 量	3,021	1,650	2,800
ガス生成割合 m <sup>3</sup> /1m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	3.86	5.38	3.94
	(Cond 出)	(Cond 出)	
熱 効 率 %	116.5	91.5	110
総 括 効 率 %	83.3		

(槍和田亮造 1969)

### 11. 天然ガスによる都市ガス供給

沖縄において 天然ガスを住民の福祉に役立てるものも手近かな道が 天然ガスによる都市ガス供給であることについては 本稿(その1)ですでに述べたとおりである。一方 天然ガスをもっとも高い価格で受け入れることができる需要先は都市ガスであり 両者が持ちつ持たれつで進むことが 当面沖縄本島で考えられる理想的な姿である。

#### (1) 現在の供給区域について

先に述べたように 沖縄の都市ガス事業者は 現在のところ 沖縄ガス㈱1社だけで その供給区域は那覇市内に限られている。この都市ガスは 毎年着実な発展をしているというものの 創業後10年を経た現在でも 供給件数は7,877件(昭和44年4月30日現在) 普及率はおよそ17% また都市ガス需要は 天然ガス換算で およそ8,000m<sup>3</sup>/日程度である。また 年間伸び率は およそ11%である。

沖縄ガス㈱の現在の製造設備を廃棄して 一挙に天然ガスのストレート供給に転換するには ガス製造設備が比較的新しい(昭和41年建設)こと および容量に余裕があること(2万m<sup>3</sup>/日および3万m<sup>3</sup>/日それぞれ1基) から不利であって 今後の推移に応じて 適当な転換時期をまつべきであろう。

そこで 現在の供給地域については 当面これまでの製造ガスに 何等かの方法で天然ガスを混入することを考えなければならないが それには2つの方法がある。

その1つは いうまでもなく 製造ガスに混合して供給することである この場合には 製造ガスと天然ガスの燃焼性の相違のため 天然ガスの混入には限界がある 上記のような現在の需要および伸び率から見て 当面4,000~5,000m<sup>3</sup>/日程度が天然ガスの混入限界であろう

他の1つは 天然ガスを変成して 水素含有量の多いガスとして 製造ガスに混入する方法であって 混入限界以上に天然ガスを使用する必要がある場合や これまでの都市ガスと類似のガスに変成して 器具のとり替え等を行わずに供給する場合にとられる方法で 変成を適当に行なえば 混入限界をなくせる利点をもっている 天然ガスを変成する方法は ナフサやLPガスを変成して都市ガスを製造する方法と 本質的に変わるものではなく その方法には

- ① 蒸気改質法
- ② 部分酸化法
- ③ サイクリック法

の3種があり その代表的な装置は表3に示すとおりである

#### (2) 新規の供給区域について

先に述べたように 沖縄ガス(株)の容量には 現在かなり余裕があるので 現在の供給区域に接する新規の供給区域については 機械的に天然ガスのストレート供給を考えることは 必ずしも得策ではない。しかし 天然ガスによる都市ガスのもっとも有利な供給方法は ストレート供給であるので よく検討した上で できる限りストレート供給方式を採用すべきである。差し当って 那覇市の南に接する豊見城村に建設が進められている豊見城団地については 千葉県市原市の辰巳団地の例にならって ガス層VIIIの開発による天然ガスのストレート

ト供給方式による都市ガスを設置すべきであろう。この団地は数1,000戸という規模で計画されており、規模においても手頃であり、自噴に加えて動力揚水を考えれば、2~3本の抗井でこと足りると思われる。この場合には、3,000~4,000kl/日程度となると思われる温泉の有効利用の方が、むしろ心配である。

### (3) 全島の都市ガス普及とその効果

試掘段階を省略して、直ちに開発にふみ切れるのは現在のところ、那覇2号井周辺のガス層Ⅷだけであるが、沖縄本島中・南部の水溶性ガス資源に関する見とおしは明るく、この範囲については、短いパイプラインを何本か建設することによって、家屋密集地域に設置されるであろう都市ガスのすべてを、天然ガスのストレート供給方式とすることは、むずかしいことではあるまい。さらに開発が進めば、ガス鉱床が賦存する見込みのない北部の名護町等についても、圧縮ガスとしてトラックで運搬する等の方法で、天然ガスのストレート供給方式による都市ガスを設置することが可能となるであろう。

このように、沖縄本島における都市ガスの顕在・潜在需要のすべてを天然ガスでまかなっても、その所要量はそれほど大きいものではなく、せいぜい5万 $\text{m}^3$ /日程度である。その上、沖縄本島中・南部の水溶性ガスについては、付随水からのヨードの回収、あるいは付随水の温泉としての利用を進めることによって、コストの低減が期待できる。現行の那覇市の都市ガスの需要者価格は、およそ80円/10,000kcalであるが、天然ガスのストレート供給によれば、天然ガスの開発が軌道に乗った暁には、これを50円/10,000kcal程度までひき下げることが、本土の例から見ても、容易である。

この点に関する檜和田亮造氏(天然ガス鉱業会常務理

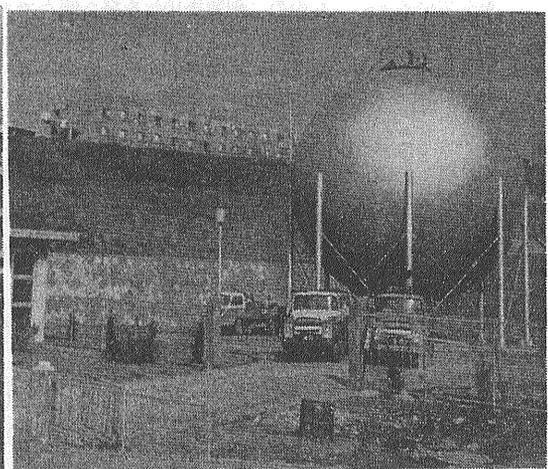
事)の試算の結果が、先に触れた沖縄水溶性天然ガス開発・利用調査団の報告書にのっている。それによれば、天然ガスのストレート供給あるいは空気で薄めた天然ガスによる都市ガスについては、製造施設は皆無と考えてよいから、供給・販売コストがどの程度になるかによって、天然ガスの原料としての評価がきまる。供給・販売コストを左右する大きなファクターは、需要戸数1件当りの導管等の施設建設費および販売量である。したがって、供給・販売コストの試算は、需要件数に応じて考察するのが妥当である。このようにして、檜和田氏が行った試算の結果を図9に示す。図9によれば、供給・販売コストは、およそ20~30円/ $\text{m}^3$ (10,000kcal換算)となるので、ガス料金を50円/ $\text{m}^3$ (10,000kcal換算)とすれば、この場合の天然ガスの都市ガス原料としての評価は、およそ20~30円/ $\text{m}^3$ (10,000kcal換算)見当となる。この数字から天然ガスの都市ガス事業者への売り渡し価格を引いたものが、天然ガスだけを使用した場合の都市ガス事業者の粗利益となる。付随水の利用を考えなくても、沖縄本島中・南部ガス田の天然ガスの売り渡し価格を20円以下におさえることは、開発さえ順調に進めば、どちらかといえば容易であろう。さらに、付随水からのヨードの回収や、付随水の温泉としての利用が進めば、その分だけ天然ガスのコストが安くなる。このように、天然ガスの開発は、都市ガス事業を通して、直ちに地元住民の福祉の向上に役立つばかりでなく、都市ガス事業者にも大きな恩恵を与えるので、本土に先立って、沖縄においては、欧米の水準と同様の都市ガスの近代化の実現も夢ではない。

## 12. むすび

沖縄の経済には、多くの憂慮すべき問題点があるが、生活必需品が高く、ぜいたく品が安いという物価のアン



写真⑦ この団地は千葉県市原市にあり、面積48万坪で現在4,000戸が入居しており、完成時には7,000戸となる予定である。この団地向けにもよりのガス田が開発され、現在の供給量は4,500~7,000 $\text{m}^3$ /日で、燃料はすべて天然ガスによる都市ガスでまかなわれている。



写真⑧ 姉ヶ崎団地と球型ガスホルダー。この団地も千葉県市原市にあり、全戸天然ガスによる都市ガスの供給を受けている。面積は23.3万坪で、現在1,700戸が入居しており、完成時には2,300戸となる予定である。写真右手の球型ホルダーは、8 $\text{kg}/\text{cm}^2$ の圧力で5,000 $\text{m}^3$ 相当の容量を有し、現在の供給量1,400~2,200 $\text{m}^3$ に対しては、余裕たっぷりである。

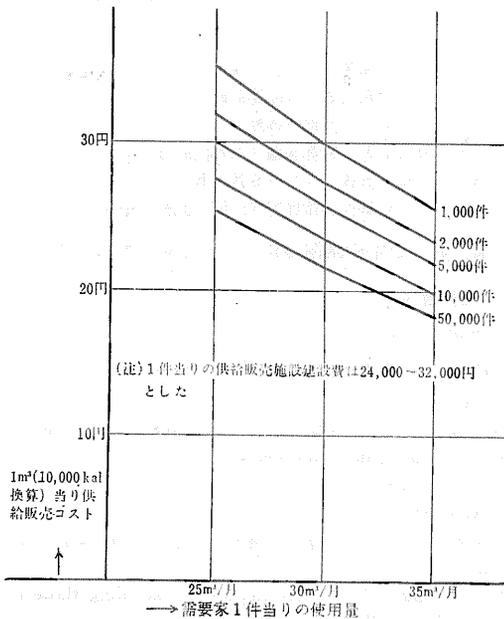


図9 都市ガスの供給・販売コストの試算例(檜和田高造 1969)

バランスもその1つである。家庭燃料もその例にもれず もっとも広く使われているLPガスも 那覇市の都市ガスも 販売・供給価格は本土よりもかなり高い。天然ガスが開発されれば 家屋密集地域の家庭燃料問題が直ちに解決されることは論をまたないが これはいきおいLPガスの値下げを誘導することになる。もっとも 本稿(その1および2)で述べたように 天然ガスによる都市ガスと その他の家庭燃料とは 単位発熱量当りの値段だけで比較すべきものではなく これにまさる家庭燃料はないということも忘れてはならない。

地下資源は国家的見地から開発されるべきであるという根本理念から 沖縄の天然ガスについても まず住民の福祉向上および物価のアンバランスの是正に通ずる都

市ガス利用を考えたが 天然ガスはいくらあっても多すぎるということのない利用範囲の広い資源で 生産量に余裕ができた場合には 夢の多い産業開発の基盤とすることができるのである。この点についても 現地の事情を生かした利用面の開拓が望まれるが 本土における実例から見ても 天然ガスの燃焼性を生かした工業用燃料としての利用をまず考えるべきであろう。

本誌181号で述べたように 第5次調査の結果 沖縄本島中・南部ガス田については 本格的な開発・利用が検討される段階になった。そこで 琉球政府は 昭和44年6月20日 沖縄における水溶性天然ガスの開発に関する基本方針を定め それに基づいて 去る8月7日 鉱業権者を主体とし それに都市ガス事業者を加えた「沖縄天然ガス開発協会」が発足した。また 本土においても 沖縄における民間関係者の指導・協力に当たるための適当な民間組織を設置しようという関係当局の意向を受けて 天然ガス鉱業会の中に「沖縄天然ガス開発促進研究会」が結成されようとしており 10月中旬には発足の運びとなっている。しかし 現地における体制整備は順調に進展しているとはいいがたい現状である。天然ガス資源の開発は 沖縄においては最初の経験であり この現状にも無理からぬものがあるが このまま推移したならば 基礎調査を予定どおり昭和46年度までに完了することさえ困難となる事態も考えられるので この現状の打開を沖縄および本土の関係者各位に強く訴えて結びのことばとする。

(筆者は 第5次沖縄天然ガス資源調査講師団代表者)

おわび 本誌181号の「那覇2号井自噴す」の第6次沖縄天然ガス資源調査講師団の団員名に誤記がありましたので 下記のとおりご訂正させていただきます。

石田正夫を加え 後藤単次を除く。



写真9 圧縮ガス運搬用のトラック これは充填中の写真で 東京近郊の団地では こうして運んだ天然ガスによる都市ガスの普及が進んでいる。

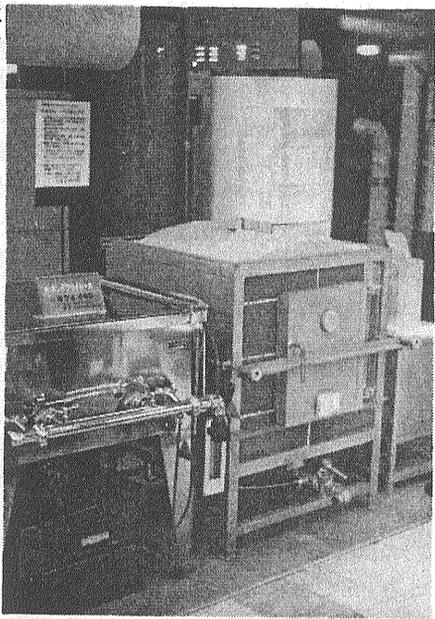


写真10 ガス赤火式燃焼炉 赤火燃焼用の炉で ガラス製品のなまし 各種金属の熱処理 砥石の焼成 七宝焼 陶磁器の焼成および各種の加熱試験等に用いられる これは小規模な例であるが 炎や温度のこまかい調節が必要な工業用燃料としては LPガスはまったく不向きである