

## 琉 球 の 天 然 ガ ス 資 源\*

本 島 公 司\*\* 牧 野 登 喜 男\*\*\*

## Natural Gas Resources in the Ryukyu Islands

By

Koji Motojima &amp; Tokio Makino

## Abstract

According to the Program of the Technical Assistance of the Japanese Government to the Ryukyu Government, a geochemical and geological reconnaissance survey for the inflammable natural gas resources in the Ryukyu Islands was carried out by two Technical Officials of the Geological Survey of Japan, from Sept. 8 to Oct. 7, 1960.

The important results of this survey are as follows.

(1) Natural gas reservoirs in the Ryukyu Islands exist in the Shimajiri group which is marine Neogene formations.

(2) According to the observation of present state of gas production from gas and water wells in the southern part of the Okinawa Island, it is possible to decide the type of natural gas reservoirs in this region to be dissolved-in-water type. The present gas production from wells is not very high.

(3) The ranges of chemical components in natural gas are as follows.

CH <sub>4</sub>	96 ~ 99	volume %
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.2 ~ 1	volume %
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0 ~ 0.02	volume %
CO <sub>2</sub>	0.04 ~ 0.6	volume %
H <sub>2</sub>	0.000 ~ 0.00n	volume %
He	0.000 ~ 0.004	volume %
N <sub>2</sub> +Ar	0.9 ~ 5	volume %

(4) Ground water accompanying with natural gas contains high amount of Cl<sup>-</sup>, NH<sub>4</sub><sup>+</sup> and I<sup>-</sup>.

(5) Close relations have been observed between the potentiality\* of natural gas reservoirs and the chemical compositions of ground water. Positive relation is observed between the amount of Cl<sup>-</sup>, NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, I<sup>-</sup>, Na<sup>+</sup>, Br<sup>-</sup>, K<sup>+</sup>, while negative relation for HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, total CO<sub>2</sub>, KMnO<sub>4</sub> consumption.

\* This value is approximately expressed by the value of observed gas-water-ratio divided by theoretical gas-water-ratio.

(6) At the southern district of the Okinawa Island, natural gas reservoirs are generally embedded in the depth deeper than 150 m, and gas producing area is estimated to be about 30 km<sup>2</sup>.

(7) At Nago district, the northern region of the Okinawa Island, a natural outflow of natural gas was found by the present survey. It is considered that this natural gas yields in the marine Neogene formations.

(8) It is suggested that the Shimajiri group in Miyako-jima, possibly contains natural gas reservoirs in the deeper part.

(9) It is also suggested that the survey should be done mainly in the southern part of the Okinawa Island.

(10) To clarify the characteristics of natural gas deposits in this area, the authors recommend to adopt such methods as test-boring of shallow depth, geological reconnaissance survey, electrical well logging, geochemical survey and production test of the test wells.

(11) After studying the data obtained from the above-mentioned methods of survey, it may be possible to make a plan for deeper test-boring and detailed geological, geophysical and geochemical surveying.

\* 総理府受託調査, 発表許可昭和39年10月。

\*\* 技術部

\*\*\* 燃料部

要 旨

琉球列島の天然ガス資源の調査は、日本政府の琉球政府に対する技術援助計画によって、1960年(昭和35年)9月8日から10月7日にわたる30日間に行なわれ、えられたおもな結果は次のようである。

(1) 琉球の天然ガス鉱床は、海成新第三系の島尻層群中にある。

(2) 現存する坑井におけるガスの産状は一応水溶性であり、一坑井当りの産ガス量はきわめて小さい。

(3) 坑口ガスの質は大略、 $CH_4 = 96 \sim 99 \text{ vol.} \%$ 、 $C_2H_6 = 0.2 \sim 1 \%$ 、 $C_3H_8 = 0.0 \sim 0.02 \%$ 、 $CO_2 = 0.04 \sim 0.6 \%$ 、 $H_2 = 0.000 \sim 0.00n$ 、 $He = 0.000 \sim 0.004 \%$ 、 $N_2 + Ar = 0.9 \sim 5 \%$  である。

(4) ガス付随水は  $Cl^-$ 、 $NH_4^+$ 、 $I^-$  などに富む。

(5) ガス賦存度と、ガス付随水の  $Cl^-$ 、 $NH_4^+$ 、 $I^-$ 、 $Na^+$ 、 $Br^-$ 、 $K^+$  などは正相関々係に、 $HCO_3^-$ 、total  $CO_2$ 、 $KMnO_4$  cons. などは逆相関々係にあるが、 $Ca^{2+}/Mg^{2+}$  は相関々係がない。

(6) 沖縄本島南部地区の島尻層群の中では、地表下150m ですでにガスを賦存する。その推定ガス賦存面積は約  $30 \text{ km}^2$  に達する。

(7) 名護町にもほぼ確実に新第三系の由来するメタン系天然ガスがある。

(8) 宮古島でも基盤をなす島尻層群に注目する要がある。

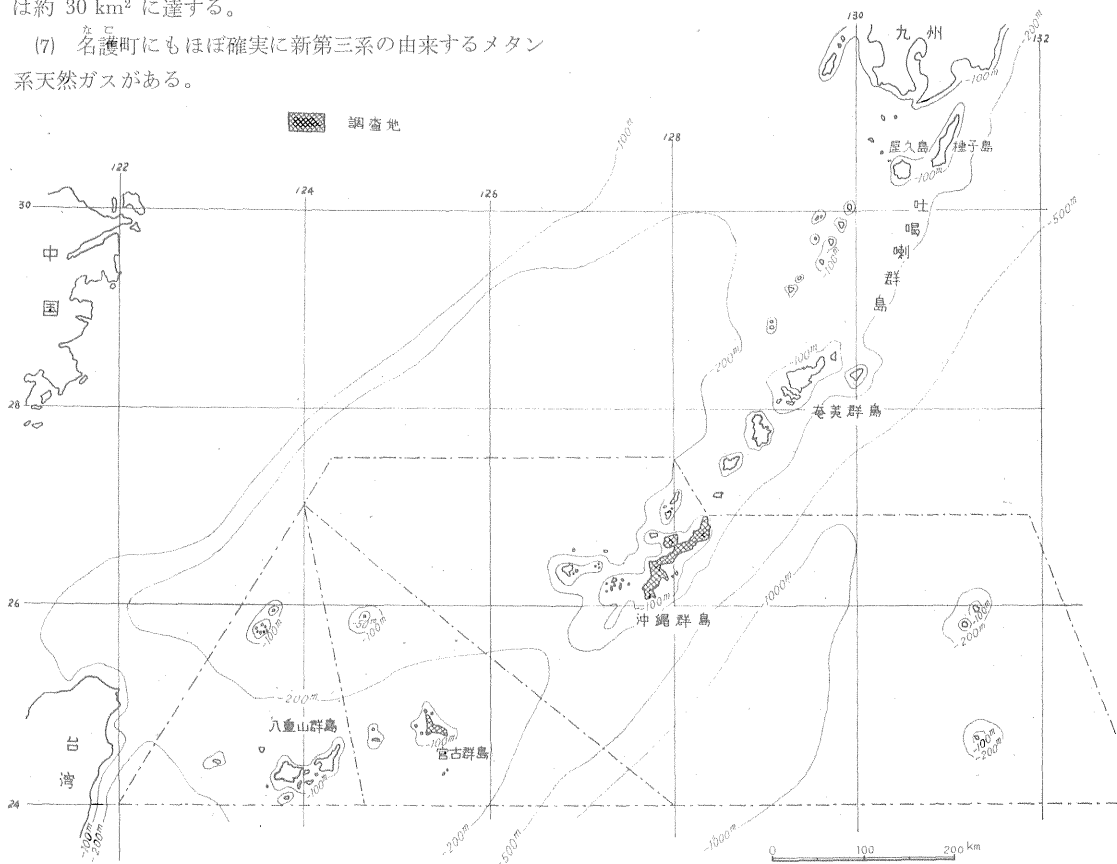
(9) 今後は沖縄本島南部をおもな調査対象地域になすべきである。

(10) その調査内容は、小深度の試錐(300~500m)、地質、電気検層、地化学、産ガス試験などからなると思われる。

(11) それらの結果によっては、大深度の試掘(1,500m以上)や、物理探査、地質調査などが計画されることになる。

1. 緒 言

琉球列島の天然ガス資源の現地調査は、日本政府の琉球政府に対する技術援助計画によって、1960年(昭和35年)9月8日から10月7日に至る間に行なわれた<sup>8)</sup>。調査はおもに地化学的方法によって行なわれ、一部地質概査の方法も併用された。調査地域は調査位置図(第1図)に示すように、沖縄本島と宮古島であって、この両島の新第三紀層が発達する地域をおもな調査地を選んだ。現



第1図 調査位置図

地調査にはガスに関する既存の報文を参考にして、構造性天然ガス鉱床も考慮しつつ、水溶性ガス鉱床をおもな調査目標にした。

調査に際しては琉球政府・日本政府南方連絡事務所・総理府などの公的機関および琉球石油株式会社はじめ現地の法人・個人から種々の便宜供与をえた。記して深謝の意を表す。

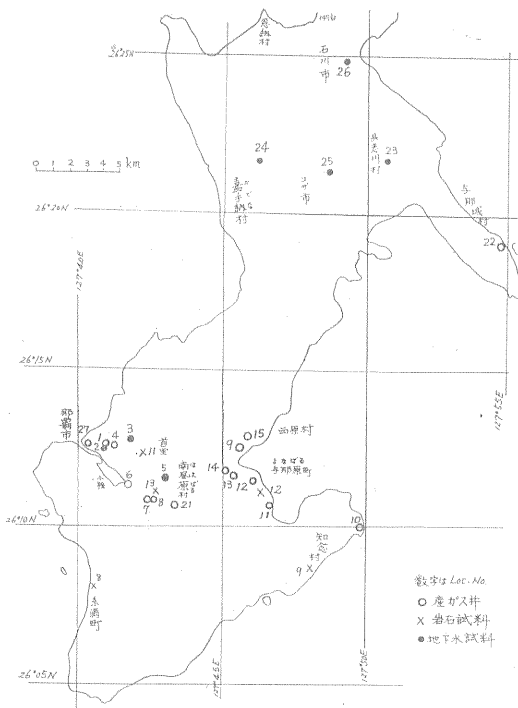
なおこの報文に記されている分析の多くの部分が、地質調査所技術部地球化学課員および化学課員によって行なわれたことを併記する。

## 2. 天然ガスの産状

現在可燃性天然ガスが出ている場所は、沖縄本島だけであって、それは石川市以南のいわゆる南部地域に最も多く分布し、北部地域の名護町にもこのたびの調査で1カ所発見された。(第2～5図参照)ガスの分布地域は新第三紀の島尻層群(地質の項を参照)の発達する地域とよく一致する。ただ宮古島にも島尻層群が発達するが、ここには深井戸が無いので、ガスの産出を確認できな



第2図 天然ガス調査測点位置図



第3図 測点位置図その1 (沖縄本島南部, 中部)

た。ガスはいずれも坑井から出ていて、岩の割目などからの自然湧出しているものは発見できなかった。可燃性ガスとして自家用に利用されているのは、那覇市内に2カ所(測点番号1, 4)、与那原町に1カ所(測点番号13)、名護町に1カ所(測点番号16)ある。

沖縄における深井戸の掘り方は、二つに大別できる。一つは人力による衝撃式で、木製三本棒を用いて、細い鉄製中空棒の先に剣形の“のみ”をつけ、数人の力で上下しながら時々それを回してやる方法で、この際一人が小さなポンプから中空棒を通して清水を“のみ”先へ送ってやる。中空の鉄棒の頭には、簡単なウォーター・スエーベルがついている。この方式で島尻層群を200~300mの深度まで掘り進んでいる。他の一つは、米軍払い下げのロータリー式鑿井機をとりつけた作井車で、最大掘鑿能力は500~600m程度といわれる。

各測定点に対する調査事項は、第1表に一括されている。

坑井深度は多くの測点で100~500余mである。産ガス井の掘鑿時におけるガスの突噴は、特に沖縄本島南部地区でみられるらしく、琉球大学文理学部の兼島清教授の報告<sup>4)</sup>(1959)でその一端をうかがうことができる。すなわち、与那原町付近においては、作井中に短期間(多くは30分位)ではあるが、泥水を10m以上も噴きあげ、ガスが噴出することがあるといわれる。

現在の産ガス状況をみると、静かに坑口から地下水とともに自噴するものが2~3カ所あり、他の多くの井戸からは、エアー・リフトによってガスの産出がみられている。鑿井当時の水位は、地表面<sup>注1)</sup>近くまでであるが、その時のガスと水の自噴量は少なく(水量が大抵10k/日/井以下)、産ガス量を増すため、揚水に機械力を使うと、急激に水位低下が現われるようである。

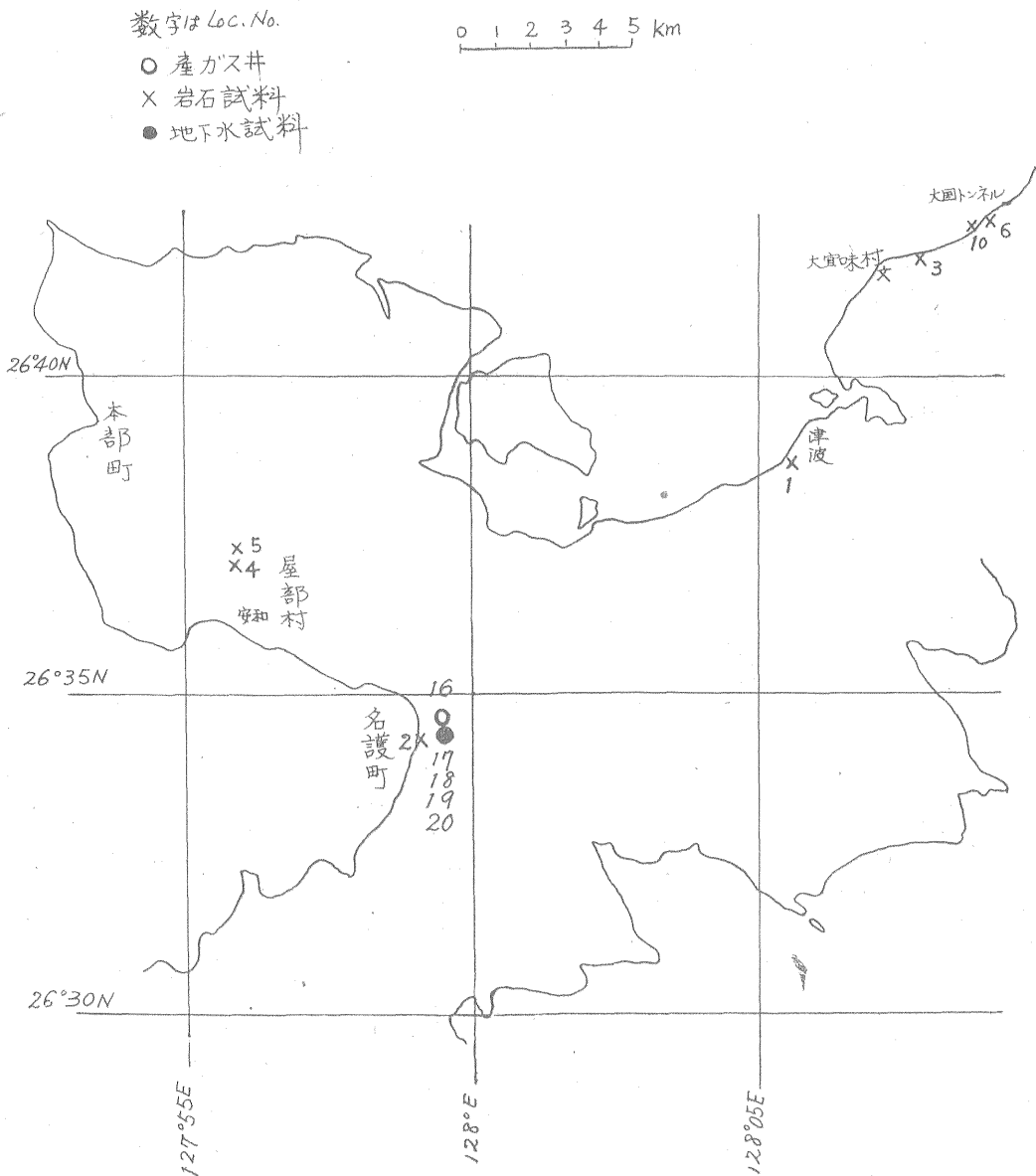
天然ガスの産量を第1表から求めると、最大4.4m<sup>3</sup>/日/井であり、きわめて少ない。また揚水量は小口径の井戸では、100k/日/井以下である。坑口における実測ガス水比は、表にみられるように、最大0.37程度である。そしてこの値は、第6図にみられるように計算飽和メタンガスのガス水比<sup>3)</sup>(いわゆる理論ガス水比)の、およそ1/2程度を示すことになる。しかし、沖縄の井戸は、ガス調査の面からは、きわめて不都合な仕上げになっているので、ここに述べたガス水比の数値は、単にそれらの作井がなされた地域にあるガス層は、水溶性のガスによってその多くが形成されていることを、指摘できる程度の価値しかもたないと考えられる。

このように、調査と採ガスの面からとくに問題になるのは、坑井仕上げの技術である。琉球政府工鉱課職員の話によれば、沖縄の深井戸はほとんど全部が1945年の太平洋戦争終了後に掘られたもので、作井の経験年数が少なく、沖縄の地質状況に対応して、地下水を有効に採取するには、どんな仕上げが適当であるか、などについてはまだ研究の余地が多いようである。そこで、当然天然ガスの賦存状況を知るために必要な既存坑井の役割についても不十分にしかわからない。この点について充分に注意して完成された井戸は、絶無といってよく、多くの井戸は、坑口から長さ数m~10数mの井戸側管を地下に降下しているにすぎず、その側管尻はセメント水止されず、かつそれ以下坑底まで孔仕上げである。

しかも沖縄本島の南部では、機械揚水によってひきおこされる地下水水位の低下は大きいようである。また採水と採ガスが間歇的に実施されがちなエアー・リフトの構造をもった井戸が多いことは、島尻層群を水やガスの採取対象地層とする限り、孔壁の崩壊を相当におこす可能性がありそうである。実際作井にあたっている人達においても、孔壁崩壊のおそれが、現在の仕上げ方法では大きいことを認めている場合がある。

ガス井の坑口における地化学的調査結果によって、井戸側管尻から地下深部へ向かって、地表水ないし浅層地下水の浸入があると推定されている例(測点番号4は代表例)がある。地化学的測定値から、ガス鉱床の状況を判断する場合には、これらの点を充分に考慮する必要がある。

注1) 坑口の位置が海水面から10数m以下の井戸が多い。



第4図 測点位置図その2 (沖縄本島北部)

なお、現在の産ガス状況は、地表の地質状況から推定した地下の産ガス層の物理的状況に、よく合致していると思われる。

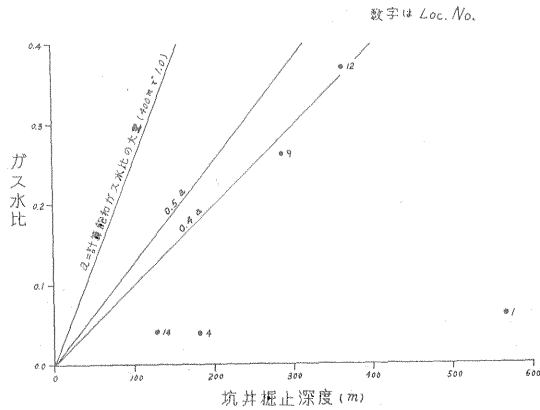
### 3. 地質

琉球列島は、北東から南西方向に弧状に配列してお

り、弧の北西側に凹面を向けていて、そこに東支那海をいだし、南東側の凸面部は太平洋となっている。(第7図参照)。琉球弧の内側すなわち東支那海側は、火山弧とよばれている。そこには久米島<sup>くじま</sup>などがある、九州の霧島火山脈や台湾の大屯火山脈に連なる地帯と考えられている。この弧の外側は古生層の発達する弧であり、沖



第5図 宮古群島地質図および測点位置図 (凡例は第8図と同様である)



第6図 坑井掘止深度とガス水比

縄本島の北部がこれに属し、奄美大島も同列である。この外側の弧すなわち最も外側の弧は、第三紀層の発達をみる弧であり、沖縄本島南部地区、宮古島などがそこに位置する。

半沢<sup>2)</sup>(1935), Mac Neil<sup>3)</sup>(1960) による沖縄本島の地質および新生界層序は、第8図、第9図および第10図のようであり、宮古島の地質は第5図のようである。

天然ガスに関連する地層としては、第三紀層のうちでも鮮新~中新世に属する島尻層群が最も重要であり、ついで石炭を産する下部中新世の八重山層群が注目され、古生代の黒色粘板岩質岩石や石灰岩を含む地層も一応検討の対象になる。

古生層は地向斜堆積物からなるとされ、変成作用や火成岩の貫入などをうけており、一般走向は沖縄本島では北北東~南南西であり、おもな金属鉱床がこの中にある。そしてこの層はチャート・粘板岩・千枚岩・砂岩・結晶質石灰岩・輝緑凝灰岩・絹雲母片岩・緑泥片岩・珪岩などからなる。黒色粘板岩は、本土の四国南部でわずかにメタン系天然ガスを産する古生層のそれと一見よく

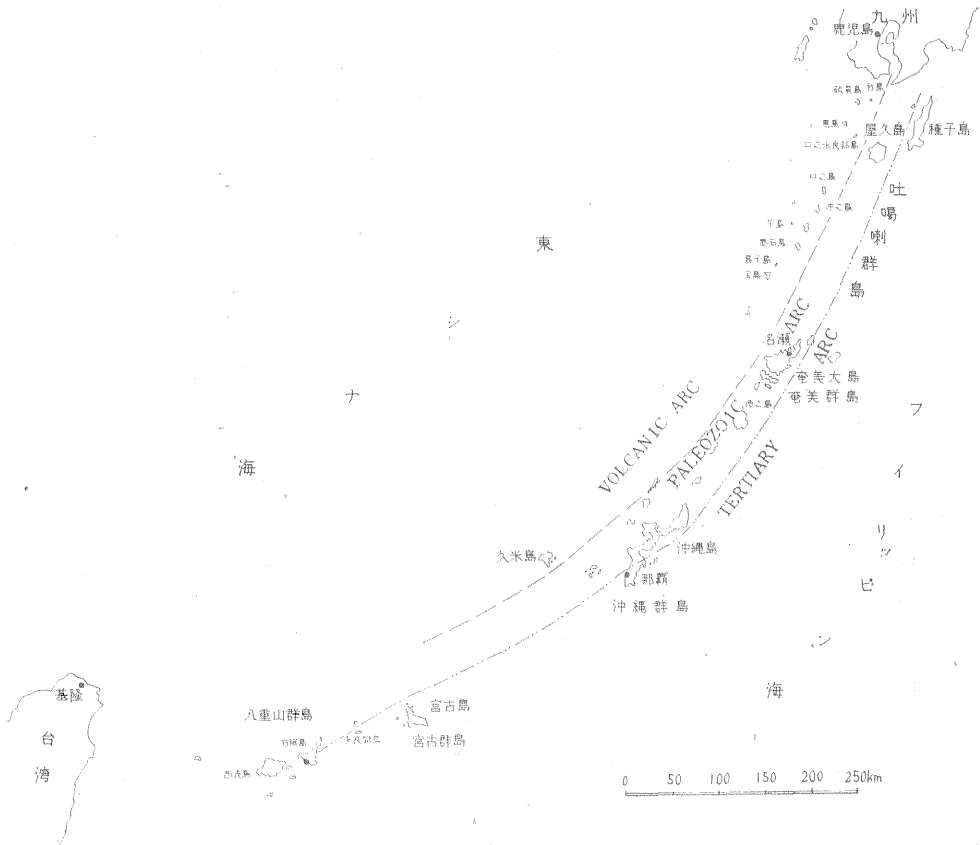
似ているが、沖縄本島では古生層からのガス徴候をみつけえなかった。

八重山層群はこの度調査した沖縄本島と宮古島にはみられない。

島尻層群は、第5図、第8図のように、沖縄本島にも宮古島にも発達し、沖縄本島では古生層上に不整合にのるようである。そして両島においては、琉球石灰岩により、不整合におおわれる。宮古島では本層群が基盤岩をなしている。

島尻層群は灰色のシルト質粘土岩ないしシルト質砂岩からなるが、それらは純海成の堆積物と考えられている。

沖縄本島南部地区の島尻層群では、地域的に古生層に近い位置を占める那覇空港、美里~具志川村付近で粒度をまして砂質堆積物となるが、その東および南方向すなわちおおむね地層の傾斜方向に向かっては、粒度を減じておもにシルト質粘土岩になる。地層の一般走向は、第8図に示すように、勝連半島およびその南方ではほぼ北東~南西、知念半島や具志頭方面で北東~南西ないし東



第7図 琉球弧の岩石帯

第1表 沖縄天然ガス地化学調査一覧表

1.

Loc. No.	坑井所在地	坑井所有者	深度 (m)	坑井完成年月	揚水法	水位 (GL. m)	気温 (°C)	水温 (°C)
1	那覇市美栄橋	国際天然温泉(温泉井)	568	1957.6	エアー・リフト	約 -9.0	30.8	29.4
2	"	" (浅井)	82	1957.6	"	約 -9.0	30.5	23.2
3	那覇市	沖縄バス(株)	152	不明	"	不明	29.2	24.3
4	那覇市国際通	国映館	182	1957.	水中ポンプ	"	29.2	27.8
5	南風原村一日橋隣	琉球製紙	不明	不明	自噴	+ 0.1	不明	不明
6	豊見城村直玉橋南	琉球農連畜産加工工場	152	"	エアー・リフト	不明	26.8	26.3
7	南風原村津嘉山区	琉球製糖(株) 3号井	244	"	休止井	- 0.2	26.0	26.7
8	"	" 2号井	不明	"	水中ポンプ	不明	27.5	25.3
9	西原村与那城	せんつる農園	288	1958.	自噴	+ 0.5	31.6	25.4
10	知念村知念岬	琉球石油(株) 試掘井	337	1959.3	休止井	- 1.5	33.5	25.4
11	佐敷村馬天	馬天製糖(株)	183	1956.	"	- 0.2	不測	不明
12	与那原町当添	東陽バス(株)	366	不明	"	- 1.0	30.5	27.3
13	与那原町上与那原	東部配電(株)本社	146	1958.9	エアー・リフト	不明	28.9	測定不能
14	"	" 変電所	128	1958.10	プランジャー・ポンプ	"	29.8	23.6
15	西原村嘉手苅	農連第一製糖工場	317	1957.7	エアー・リフト	"	不測	28.4
16	名護町東江	オリオンビール(株) 7号井	46	1959.4	自噴	+ 0.1	29.8	23.7
17	"	" 1号井	8	1957.3	ボアー・ホールポンプ	不明	29.8	23.3
18	"	" 6号井	17	1957.3	"	"	29.8	24.1
19	"	" 浅井	6	1958.6	渦巻ポンプ*	"	29.8	不測
20	"	" イオン交換水					29.8	
21	南風原町津嘉山	米軍作井跡	275+	1959.	休止井	- 1.5	不測	不測
22	与那城村屋慶名	中村材木店	291	1959.12	休止井	- 0.7	30.2	25.5
23	具志川村平良川	平良川湯	128	不明	エアー・リフト	不明	不測	24.4
24	嘉手納村屋良	スーパー・ランドリー	31	1959.10	"	"	30.9	23.2
25	美里村知花	琉球アスファルト(株)	31	1959.10	プランジャー・ポンプ	"	31.2	22.8
26	石川市伊波	カソリック教会	31	1954.	"	"	31.4	23.5
27	那覇市波ノ上	琉球水産(株)	183	不明	エアー・リフト	"	31.3	26.8
28	宮古島城辺町砂川	宮古製糖(株)	47	1960.	水中ポンプ*	-45.0	26.5	24.0
29	" 下地町上地	沖縄製糖(株) サキタ川水源地		自然湧水	自然湧出*	± 0	26.7	24.2
30	那覇市小祿	"	"	"	"			
31	" 首里	"	"	"	"			

\* 直径数 m の井戸と自然湧水を示す。  
他の井戸は 2"~6" 径のボーリング井



琉球の天然ガス資源 (本島公司・牧野登喜男)

2.

Loc. No.	地 質	ガス量 (m <sup>3</sup> /日)	水 量 (m <sup>3</sup> /日)	ガス水比	地 下 水							
					pH	RpH	free CO <sub>2</sub> (mg/l)	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (mg/l)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/l)	total CO <sub>2</sub> (mg/l)	Cl <sup>-</sup> (mg/l)	I <sup>-</sup> (mg/l)
1	島尻層群	4.38	86.4	0.06	不測	8.0	10.6	0.0	442	330	6,590	33.4
2	"	0	不測	0	不測	8.1	0.0	19.7	353	269	134	—
3	"	0	30±	0	8.4	8.5	0.0	16.9	517	385	41.8	—
4	"	1.72	100	0.02	8.0	8.2	0.0	18.6	720	533	1,480	—
5	"	0	30±	0	—	—	—	—	—	—	—	—
6	"	不明	30±	不明	8.6	8.6	0.0	19.7	465	349	566	—
7	"	有	揚水せず	"	9.8	9.4	0.0	155	0	114	9,410	50.4
8	"	有	25±	"	8.3	8.4	0.0	14.1	703	517	1,320	—
9	"	0.49	2.7	0.26	7.6	8.1	0.0	13.7	350	266	4,760	29.6
10	"	0.00n	揚水せず	不明	8.2	8.5	0.0	47.9	591	461	3,150	27.8
11	"	0.00n	"	"	—	—	—	—	—	—	—	—
12	"	有	"	"	8.1	8.2	0.0	22.6	103	91	1,080	—
13	"	2.7	7.2	0.37—	7.4	8.1	30.8	0.0	752	573	2,280	15.5
14	"	0.62	14.8	0.04	7.9	8.1	12.3	0.0	798	588	1,500	—
15	"	有	不測	不明	7.6	8.0	0.0	28.2	890	663	1,220	—
16	冲積層と島尻層群の境	0.16	4.5	0.04	7.9	8.2	4.4	0.0	273	201	36.5	—
17	第四紀層	0	不測	0	7.0	7.1	33.4	0.0	235	203	39.4	—
18	"	0	"	0	7.0	7.2	28.1	0.0	290	237	46.7	—
19	"	0	"	0	6.4	7.8	26.4	0.0	115	109	34.1	—
20	"	—	—	—	8.6	6.6	0.0	14.1	0	10	5.7	—
21	島尻層群	0.n	揚水せず	不明	7.6	8.0	5.3	0.0	334	246	74.7	—
22	"	0.00n	0.016	0.n	8.2	8.2	0.0	14.1	479	356	5,010	27.8
23	古生層	0	不測	0	8.8	8.7	0.0	25.4	198	162	76.9	—
24	"	0	30	0	7.6	8.0	0.0	10.6	316	236	30.9	—
25	"	0	5	0	7.2	7.6	14.3	0.0	287	221	33.4	—
26	"	0	不測	0	7.4	7.8	4.4	0.0	205	153	33.3	—
27	島尻層群	有	"	不明	8.0	8.2	0.0	10.6	628	461	2,640	20.5
28	琉球石灰岩基底部	0	2,880	0	7.2	7.8	6.6	0.0	215	162	33.3	—
29	"	0	150	0	7.0	7.8	13.8	0.0	260	202	33.4	—
30	"	0	不明	0	—	7.4	—	—	314	—	112	—
31	"	0	"	0	—	7.3	—	—	153	—	35.7	—

3.

Loc. No.	地 下 水												
	Br <sup>-</sup> (mg/l)	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> (mg/l)	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (mg/l)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/l)	Fe <sup>2+</sup> (mg/l)	Fe <sup>3+</sup> (mg/l)	tot. Fe (mg/l)	Ca <sup>2+</sup> (mg/l)	Mg <sup>2+</sup> (mg/l)	Ca <sup>2+</sup> /Mg <sup>2+</sup> (モル比・重量比)	KMnO <sub>4</sub> cons. (mg/l)	K <sup>+</sup> (mg/l)	Na <sup>+</sup> (mg/l)
1	29.0	16.3	0.00	2>	不測	不測	1.73	112	53.8	1.26(2.08)	45.1	39.0	4,220
2	—	0.00n	0.00	27.9	"	"	0.61	18.9	12.2	0.94(1.55)	9.7	6.2	198
3	—	0.00n	0.00	11.1	"	"	0.28	4.8	2.5	1.2 ( 1.9)	10.3	3.2	218
4	—	3.50	0.00	2±	0.25	0.42	0.67	16.7	7.6	1.3 ( 2.2)	56.3	5.6	1,195
5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	—	0.83	2.14	3.3	不測	不測	0.22	5.0	1.0	3.0 ( 5.0)	12.6	3.0	541
7	35.6	16.6	0.00	26.9	0.00	0.16	0.16	182	13.0	8.6 (14.0)	34.9	42.0	5,990
8	—	7.10	0.00	2>	0.32	2.82	3.14	16.8	7.1	1.4 ( 2.4)	42.5	7.4	998
9	17.3	12.6	0.00	2.8	0.37	0.41	0.78	62.7	30.2	1.27(2.07)	56.3	14.3	3,075
10	10.5	12.9	0.00	2.5	1.03	1.80	2.83	23.0	28.6	0.49(0.81)	43.8	18.3	2,200
11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12	—	2.40	0.00	38.3	0.07	0.28	0.35	41.2	47.1	0.53(0.88)	11.0	7.5	634
13	5.9	10.4	0.00	2±	0.36	0.42	0.78	25.9	12.4	1.18(2.09)	69.4	20.2	1,700
14	3.5	7.60	0.00	1.9	0.30	0.05	0.35	9.6	6.4	0.9 ( 1.5)	77.9	8.0	1,250
15	+	6.30	0.16	3.4	不測	不測	不測	6.9	4.7	0.9 ( 1.5)	65.5	4.8	1,160
16	—	0.0n	0.00	2>	0.11	0.17	0.28	15.9	22.5	0.43(0.71)	2.4	7.0	55.4
17	—	0.29	0.00	7.4	6.38	0.00	6.38	37.8	16.8	1.36(2.25)	3.7	2.5	30.4
18	—	0.53	0.00	16.9	4.90	0.10	5.00	57.2	19.6	1.77(2.95)	6.0	3.2	32.4
19	—	0.000	0.00	12.1	0.08	0.18	0.26	23.1	8.13	1.74(2.83)	1.1	1.4	23.3
20	—	—	—	2>	0.00	0.11	0.11	—	—	—	0.8	—	—
21	—	0.12	0.00	—	—	—	—	72.6	14.5	3.04(5.01)	—	—	—
22	9.1	16.6	0.00	90.5	1.27	3.90	5.17	52.9	92.7	0.35(0.57)	82.6	46.7	3,270
23	—	0.18	0.00	91.9	不測	不測	0.19	3.1	0.6	3.0 ( 5.2)	3.7	—	—
24	—	0.11	0.11	13.0	"	"	0.20	76.2	10.1	4.6 ( 7.5)	0.8	—	—
25	—	0.000	0.03	4.5	0.14	0.12	0.26	54.8	13.1	2.6 ( 4.2)	5.4	—	—
26	—	0.000	0.00	12.3	0.00	0.15	0.15	55.4	6.3	5.4 ( 8.8)	0.8	1.8	21.0
27	9.5	3.49	0.07	2.4	不測	不測	0.15	20.9	13.0	0.97( 1.6)	48.4	9.6	1,950
28	—	0.000	0.00	6.3	0.00	0.20	0.20	56.9	11.2	3.1 ( 5.1)	0.8	1.1	17.5
29	—	0.000	0.01	5.4	0.00	0.14	0.14	68.3	14.9	2.8 ( 4.6)	1.8	0.7	15.3
30	—	—	—	56.8	—	—	—	104	13.3	7.8 (12.6)	4.7	4.1	71.1
31	—	—	—	16.1	—	—	—	38.5	6.1	6.3 (10.2)	0.8	6.9	27.4

琉球の天然ガス資源 (本島公司・牧野登喜男)

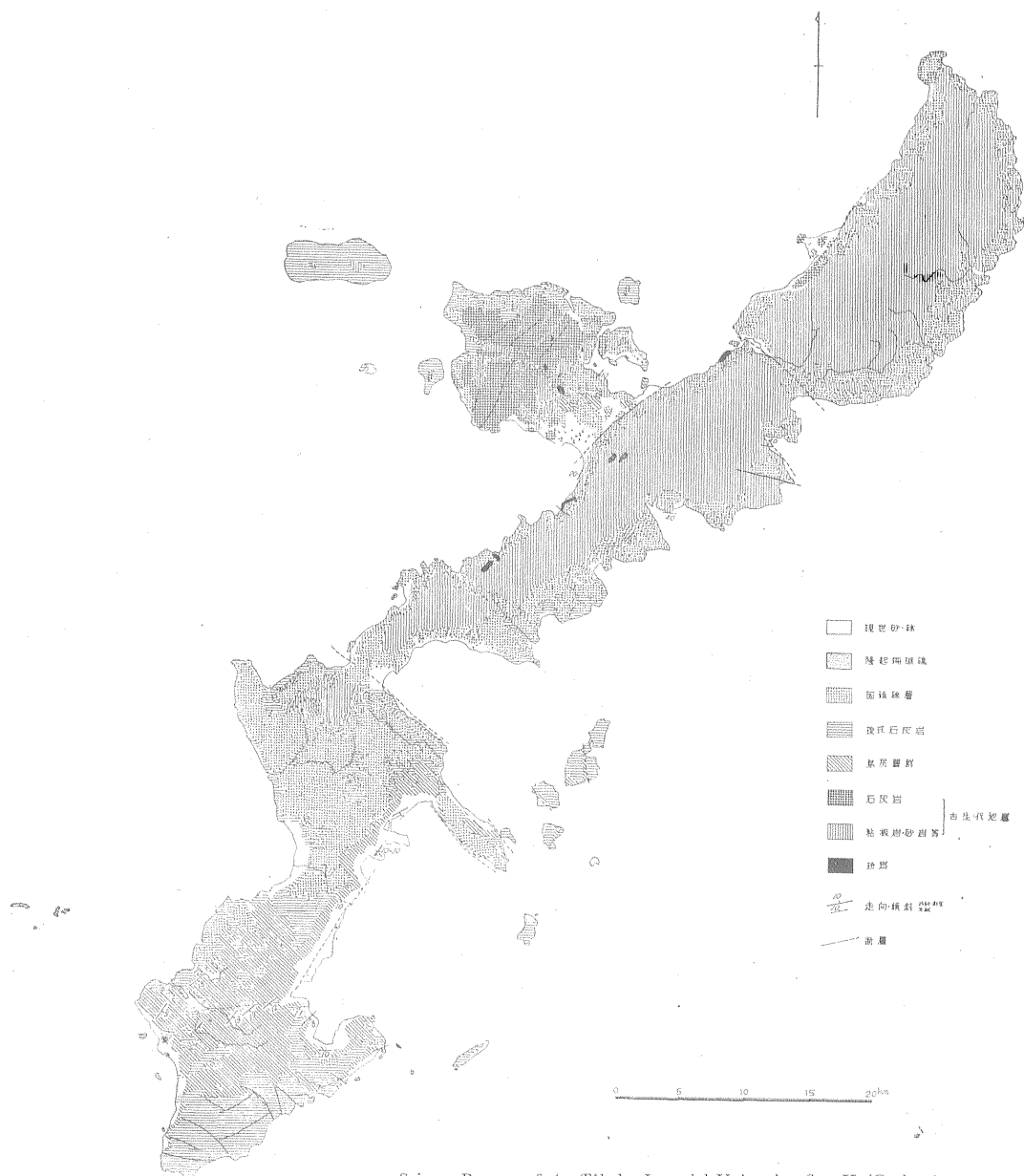
4.

Loc. No.	地下水		水中溶存ガス cc/l						遊離ガス vol. %							
	HBO <sub>2</sub> (mg/l)	P (mg/l)	dis. O <sub>2</sub>	dis. CH <sub>4</sub> +N <sub>2</sub> +Ar	dis. CH <sub>4</sub>	dis. N <sub>2</sub>	dis. Ar	dis. N <sub>2</sub> /dis. Ar	He	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> +Ar	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
1	15.1	0.07	5.06	14.2	—	—	—	—	0.000	0.000	10.15	74.00	3.51	12.34	0.00	0.00
2	0.9	0.14	6.21	12.9	0.00	12.72	0.18	71	—	—	—	—	—	—	—	—
3	0.5>	0.55	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	19.8	0.07	1.36	20.1	10.52	9.32	0.26	36	0.000	0.000	8.34	69.83	1.03	20.80	0.01	0.00
5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	0.9	0.26	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7	10.4	0.00	0.64	18.2	0.74	17.10	0.36	48	—	—	—	—	—	—	—	—
8	4.7	0.21	0.07	37.9	23.45	14.10	0.35	40	—	—	—	—	—	—	—	—
9	12.7	0.05	0.10	29.3	28.25	1.01	0.04	25	0.000	0.025	0.03	0.86	0.39	98.64	0.11	0.00
10	10.4	0.16	0.07	41.7	40.64	1.03	0.03	34	0.000	0.002	0.36	3.68	0.07	95.96	0.09	0.02
11	—	—	—	—	—	—	—	—	0.000	0.000	tr	1.14	0.04	98.86	0.08	0.01
12	0.5>	0.01	0.20	23.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
13	10.4	0.07	0.00	21.2	—	—	—	—	0.002	0.000	2.36	40.60	3.17	53.87	tr	0.00
14	14.1	0.06	0.20	50.7	36.72	13.61	0.33	41	0.002	0.004	0.02	5.43	1.14	93.43	0.02	0.00
15	15.1	0.02	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	0.5>	0.01	0.23	38.7	17.45	20.80	0.45	46	0.004	0.000	0.10	11.60	0.27	88.03	0.03	0.00
17	0.5>	0.09	0.14	17.8	2.80	14.70	0.30	49	—	—	—	—	—	—	—	—
18	0.5>	0.19	0.20	16.5	1.17	15.10	0.23	66	—	—	—	—	—	—	—	—
19	0.5>	0.01	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
20	—	0.06	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
21	—	—	—	—	—	—	—	—	tr	0.000	0.04	3.41	0.58	96.01	0.04	0.00
22	12.7	0.10	0.24	39.3	37.55	1.70	0.05	34	tr	tr	0.15	2.33	0.61	96.89	0.02	0.00
23	—	0.08	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
24	—	0.07	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
25	0.5>	tr	0.24	15.3	1.98	12.90	0.42	31	—	—	—	—	—	—	—	—
26	0.5>	tr	1.05	14.6	tr	14.32	0.28	51	—	—	—	—	—	—	—	—
27	26.9	0.12	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
28	0.5>	0.01	5.60	12.2	tr	11.89	0.31	38	—	—	—	—	—	—	—	—
29	0.5>	tr	3.56	12.1	tr	11.80	0.30	39	—	—	—	—	—	—	—	—
30	0.5>	tr	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
31	0.5>	0.04	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

現地調査：昭和35年9月8日～10月7日

現地調査者：本島公司・牧野登喜男

分析：本島公司・牧野登喜男・比留川 貴・米谷 宏・永田松三



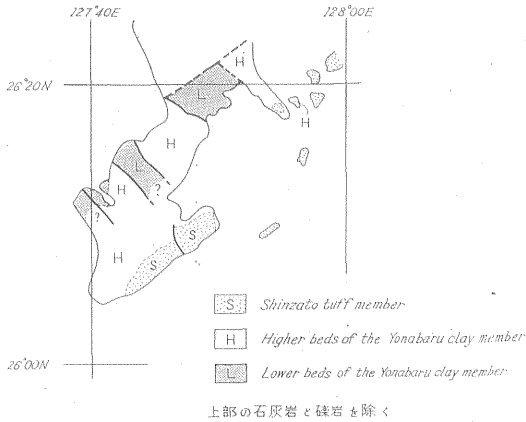
Science Reports of the Tōhoku Imperial University, Ser. II (Geology),  
Vol. XVII, 1934, Geological Maps of the Riukiu Islands by SHŌSHIRŌ HANZAWA.

第8図 沖繩群島地質図

～西であり、一般傾斜は南東ないし南方向を示し、また一般に傾斜角度はゆるい。その層厚は、第10図の資料から考えると4,000フィート以上とされる<sup>6)</sup>(与那原付近で4,036フィートの作井を行なった結果による。この井戸では地表へ露出していない島尻層群の地層を2,500フィート掘さくしている)。沖縄本島の各地で掘られた作井資料によると、島尻層群は大部分が泥質の岩石からなり、そ

の中に淘汰の悪い砂質の岩石がはさまるようである。現地調査中に、作井業者から聴取した那覇市および南風原村における坑井地質の二例を、第11図に示す。この資料の信頼度はさほど高くはないが、これら柱状図に示された砂質の岩石から、天然ガスと塩気のあるガス附随水の湧出があるものと一応考えられる。

沖縄本島南部地区の地質図は、Mac Neil<sup>6)</sup>(1960)によ

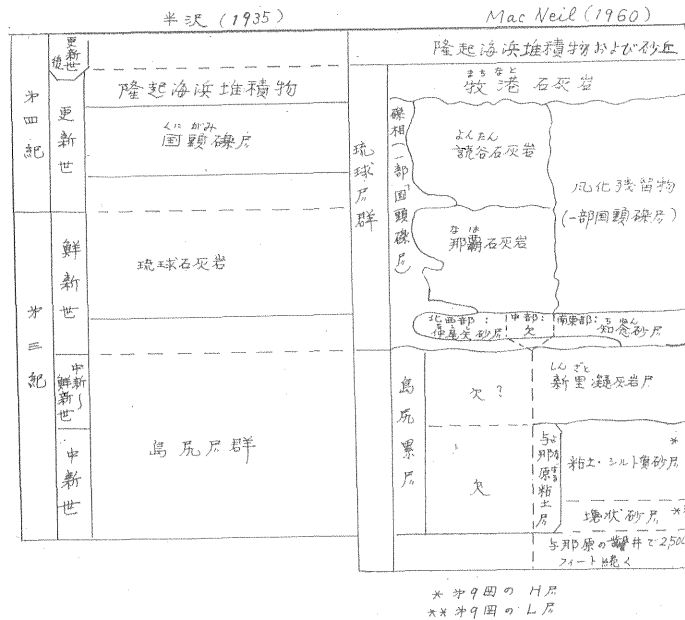


第9図 沖縄本島南部の地質略図 (F.S. Mac Neil, 1960 による)

沖縄本島北部地区の名護町付近にも、島尻層群の小地域の発達認められていて、その岩相は南部地区とほぼ同じとされている。

宮古島の島尻層群は、島内で地域的には若干その岩相を変化するが、大局的には沖縄本島の島尻層群の岩相関係と同様のシルト質泥岩であり(第5図参照)、一般走向は北東～南西、傾斜は南東に5～15度程度である。宮古島には全島に島尻層群の発達をみるが、この層に掘りこんだ作井の資料が無かったため、層厚、岩相などについてはほとんど不明であるが、やはり純海成層と思われる。

琉球石灰岩の名で呼ばれる洪積世の隆起さんご石灰岩は、島尻層群の発達する全地域をおおって、浅層地下水の動きを大きく支配する。すなわち地下水は、琉球



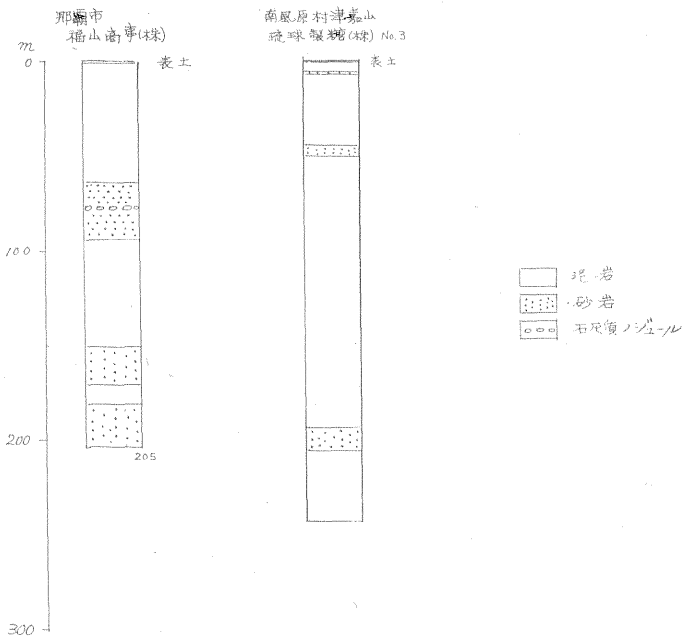
第10図 沖縄の新生界層序表 (F.S. Mac Neil 1960)

ると、第9図のようであり、半沢<sup>2)</sup>(1934)とやや異なる。Mac Neilによると、与那原付近の地下にある島尻累層は、地表にみられる島尻累層と似ており、灰色の砂層と灰色の頁岩層からなる。ただし、露出している地層と異なって、赤色の頁岩と硬砂岩も挟んでいる。そして島尻累層の基底あるいは古生層との接触部はまだ知られていない。与那原において作井した最深部の地層からは、中部中新世よりも古くないことを指示する有孔虫化石がえられている。Mac Neilの地質図(第9図)では、与那原粘土層の下部を占める塊状砂岩層が、前述の那覇空港および美里～具志川付近に露出していることになる。そしてこれらの砂岩層は島尻累層を切るほぼ北西～南東方向の断層によって分けられている。

石灰岩と島尻層群の泥岩の不整合部分から、湧水としてよく産出する(その例は第1表の測点番号29, 30, 31)。島尻層群中のガス鉱床は、重力的にこの石灰岩中の地下水による破壊作用を受ける。

国頭礫層も洪積世のものでされている。この地層は石川市付近や本部半島などによくみられるが、天然ガスには直接的関係をもたない。

以上を総括すると、天然ガス鉱床の面からは、与那原粘土層(第10図参照)以下の第三紀に属する地層が最も重要である。そして、その地層の役割は特に鉱床帽岩としての上層、ガス貯溜層としての下層、ガス根源層および貯溜層としての最下部層、という面から考察をすめられると考えられる。



第11図 坑井地質状況の二例(ききとり資料)

#### 4. 天然ガスの性質

兼島<sup>4)</sup>(1959) によって、はじめて報告された沖縄本島南部地区の、坑口遊離ガスの組成は、 $CH_4 = 85 \sim 92 \text{ vol. } \%$ 、 $CO_2 = 0.3 \sim 1.3 \%$ 、 $O_2 = 0.5 \%$ 、 $N_2 = 8 \sim 13 \%$  となっていて、日本本土の新第三系の水溶性ガスの組成とほとんど同じである。

この度の現地調査で気づいた大切なことは、西原村与那城の深度 288m の井戸(測点番号 9) から自噴するガスと地下水に、相当強い油臭があることであって、油膜は水面に伴なわないが、北海道長万部町の R 1 号井の地下水と似た感じがする。また一般に  $H_2S$  臭がないようである。

以上の事項を念頭において、第 1 表の遊離ガス組成を説明する。この分析は島津 GC-1A 型ガスクロマトグラフによって行なわれた。

炭化水素ガス類のうちでは、 $CH_4$  が最も多い。南部地区の  $CH_4$  は試料への空気の混入がないとき、すなわち  $O_2 \cong 0 \%$  のときには 96~99% に達していて、本土の高いポテンシャルのガス層のものと同じ程度の質といえる。北部地区の名護町(測点番号 16) のガスは、 $CH_4$  が 88% でやや少ないが、ガス附随水の性質からすると、天水の浸入による混合でガス中へ  $N_2$  が供給された可能性がある。

$C_2H_6$  は、油臭のある西原村与那城(測点番号 9) で最大値 0.11% が測定された。他の多くの井戸でも 0.2~

0.9% ほど存在している。那覇市国際温泉(測点番号 1) で  $C_2H_6 = 0.00 \%$  になっているのは、空気混入率約 50% 以上と思われるエア・リフトによる天然ガスの稀釈のためである。名護町(測点番号 16) のガスでも  $C_2H_6$  が 0.03% と検知されているのは、ガスの根源層が島尻層群であることを示す資料と考えられる。

$C_3H_8$  は与那城では(測点番号 9) 0.00% となり意外であったが、知念岬や馬天港(測点番号 10, 11) のように、最も東方に位置する坑井で、0.01~0.02% 検出できることは注目される。

$CO_2$  は、0.04~0.6% 程度存在する。名護町(測点番号 16) の例でも 0.27% 程度しか  $CO_2$  は存在せず、それは第三紀層のガス組成の範囲にはいる。一方空気混入のある場合のガス(測定番号 1, 4, 13) では、ガス附随水からの  $CO_2$  の追出しによって、 $CO_2 = 1 \sim 3.5 \%$  のような大きな  $CO_2$  の含有割合になる。したがって、ガス組成はガス附随水から空気に触れずに出てきたものと、エア・リフトのものとを明らかに区別しなければならない。

$H_2$  は、時に 0.00n% えられる。与那城(測点番号 9) の 0.025% の  $H_2$  は、自噴の特異なものとして注目されるが、他の  $H_2$  を認めた坑井は休止井であり、還元性ガス附随水と井戸側鉄管との化学反応の結果生じたものと思われる。

He は与那原町(測点番号 13, 14) で 0.002%、名護町(測点番号 16) で 0.004% 認められるが、前者についてその存在の説明は、地質構造を考えるにしてもむづかしく、後者の値はガスが第三系のものである一つの証拠として重視される。He は、高ポテンシャルのガス層から産出する天然ガスには、一般に少ない傾向が、本土では観察されている。

$N_2 + Ar$  は、一般に 0.9~5% であり、名護町の例では 10% をこえる。

以上に述べたガスの質は、ガスを燃料、化学工業原料などに用いる時に、一般には問題をひきおこさない、良質のものといえる。

水中溶存ガスは第 1 表に示す数値である。純水に対する大気平衡時の  $\text{dis. } N_2 / \text{dis. } Ar$  は約 36 であるが、宮古島(測点番号 28, 29) の数値はこれに近く、その琉球石灰岩層基底での地下水が大気平衡のものであることがわかる。すなわち  $\text{dis. } O_2$  も存在することであるし、地下

深部のガス賦存状況がこれらの水質からは一般には判断しにくい。ただ宮古島の場合、dis.CH<sub>4</sub>が痕跡程度検知されているのは、島尻層群または琉球石灰岩中の有機物から発生したCH<sub>4</sub>が、これらの地下水に混在することを示している。

名護町(測点番号16)の地下水の例ではN<sub>2</sub>ガスがArにくらべてやや増加していると思われる。そしてこの付近では、浅層地下水中にもdis.CH<sub>4</sub>が1~3cc/l存在しており、かつdis.O<sub>2</sub>が0.1~0.2cc/lと少ないので、地下全体に還元環境が成立していることがわかる。

古生層からえられた地下水のdis.CH<sub>4</sub>量は注目される。沖縄本島の石川市付近における古生層中の地下水は(測点番号25, 26), dis.CH<sub>4</sub>を1.98cc/l~痕跡程度含有する。しかもこの場合は、dis.O<sub>2</sub>も少なく、水質の点およびdis.N<sub>2</sub>/dis.Ar 31~51である点からすると、地下水中のN<sub>2</sub>増加は大したことがないと判断される。ここではやはり古生層中の有機物の分解による少量のCH<sub>4</sub>の発生と移動が観測されたと思われる。

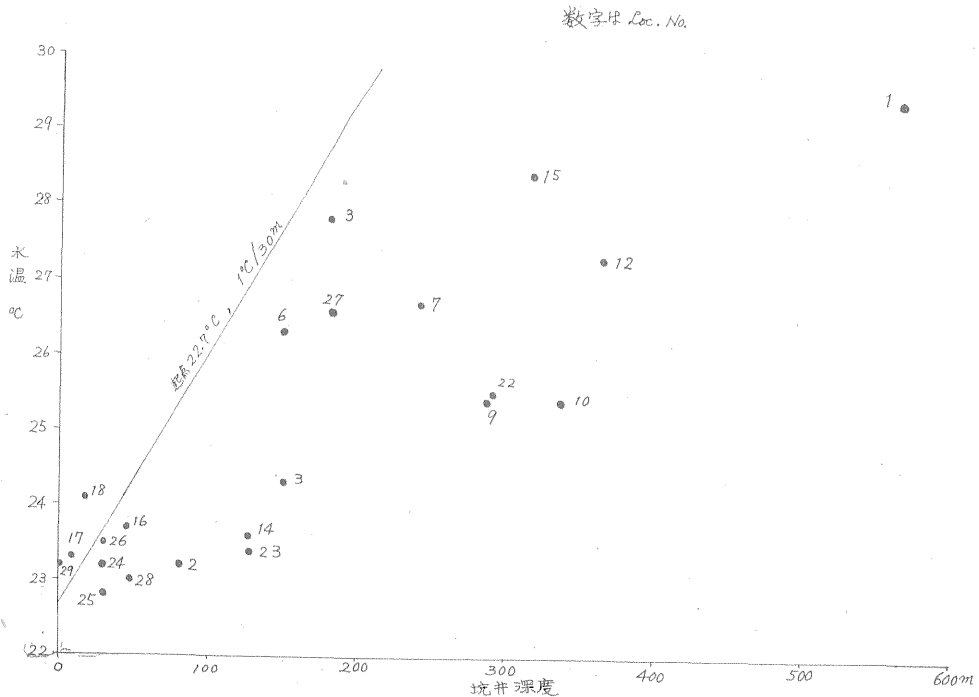
上述した遊離ガスの質およびガス附随水の溶存ガスの質から注目される点は、この度の測点のほとんど全体が還元性を示していて、第三紀層・古生層を通じて、その地下水は地層とよくなじみ、かつ地下における水の動きが小さくないと考えられることである。

### 5. ガス附随水および地下水の性質

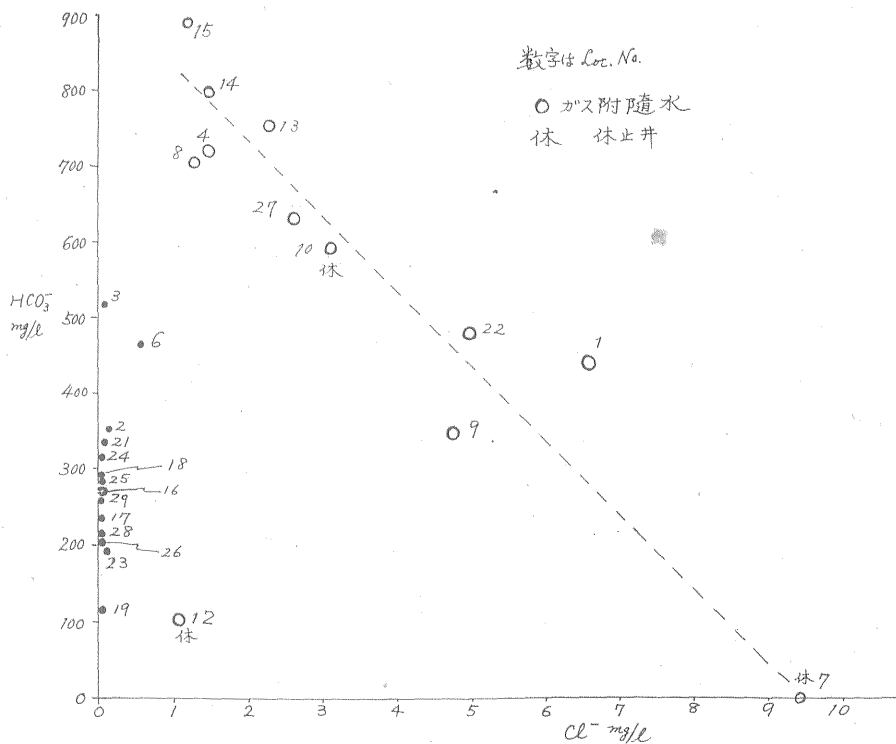
天然ガスの附随水や地下水の性質によって、ガス鉱床の地球化学的性質・性状を規定することは重要である。水成岩地帯の地下水の地球化学については、すでにいくつかの国内外の重要な論文によって、性格の概要は理解できる。そして今後はさらにガス・石油・石炭などの鉱床と直結させた地下水の応用地球化学的検討が進められることが一般に希望される。

沖縄本島南部のガス附随水については、兼島<sup>4)5)</sup>(1959, 1960)の論文によって、その地球化学的な性格の概要が判明している。兼島の論文の要点は、①Cl<sup>-</sup>と蒸発残渣との関係は、海水にきわめて接近している。②Ca<sup>2+</sup>/Cl<sup>-</sup>は浅井戸の鹹水 $1.094 \times 10^{-2}$  > 海水 $2.11 \times 10^{-2}$  > 深井戸の鹹水 $2.683 \times 10^{-2}$ の関係にある。③Mg<sup>2+</sup>/Cl<sup>-</sup>は海水がはるかに大きい。④I<sup>-</sup>/Cl<sup>-</sup>がガス附随水ではきわめて大きい。⑤Zn, Mnなど生物と関連深い成分がガス附随水に多い、などである。そして結論的に、この地域のガス附随水は、海水起源であり、地層によって永く閉じこめられており、生物とも関連深いものである、としている。

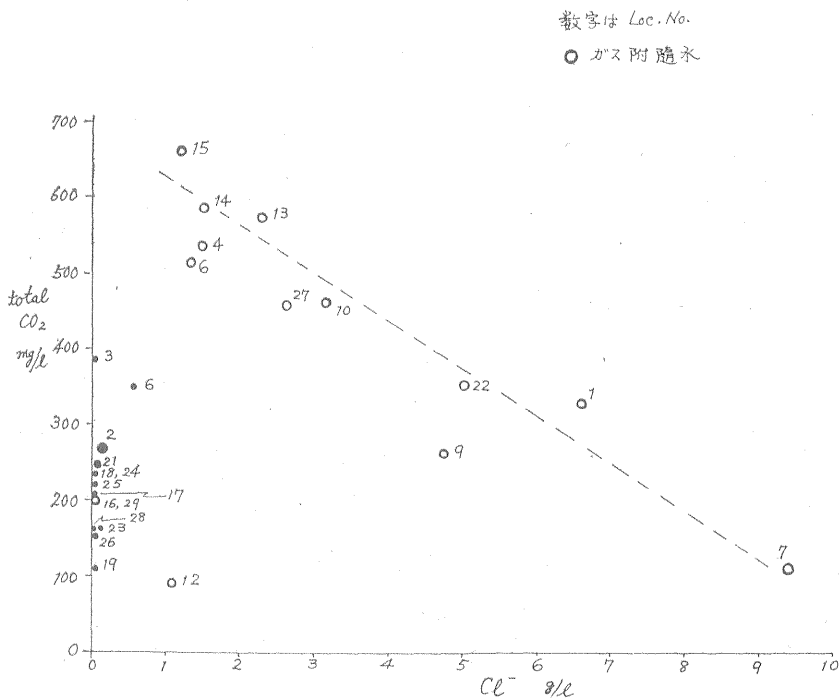
ガス附随水については、著者らのえた結果もこれとほぼ同じであるので、以下に表と図によってその概要を説明するにとどめる。



第12図 地下水水温と坑井掘止深度



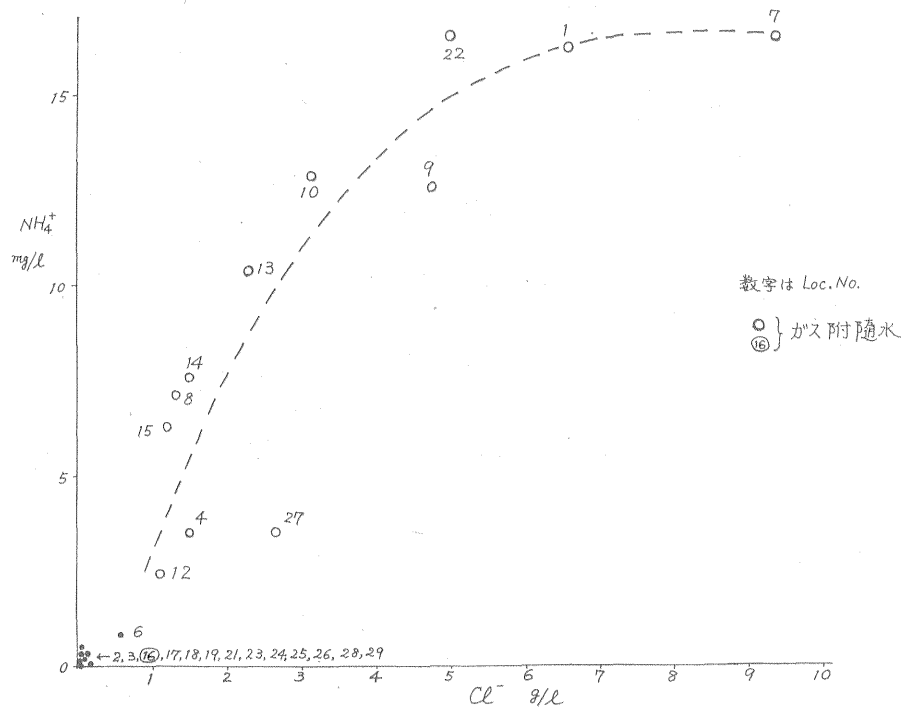
第13図 地下水の  $\text{HCO}_3^-$  と  $\text{Cl}^-$



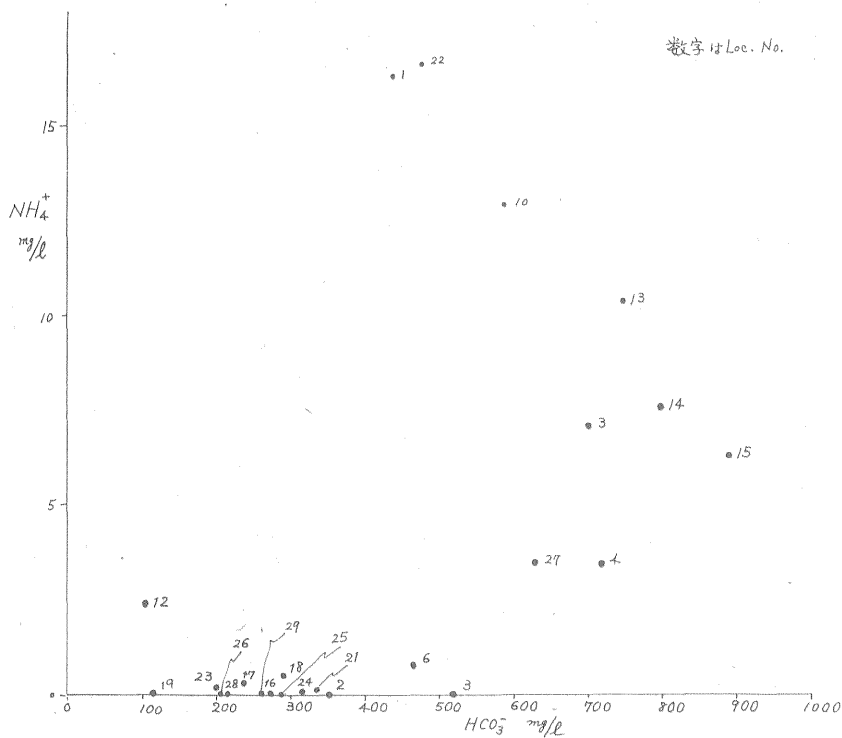
第14図 地下水の total  $\text{CO}_2$  と  $\text{Cl}^-$



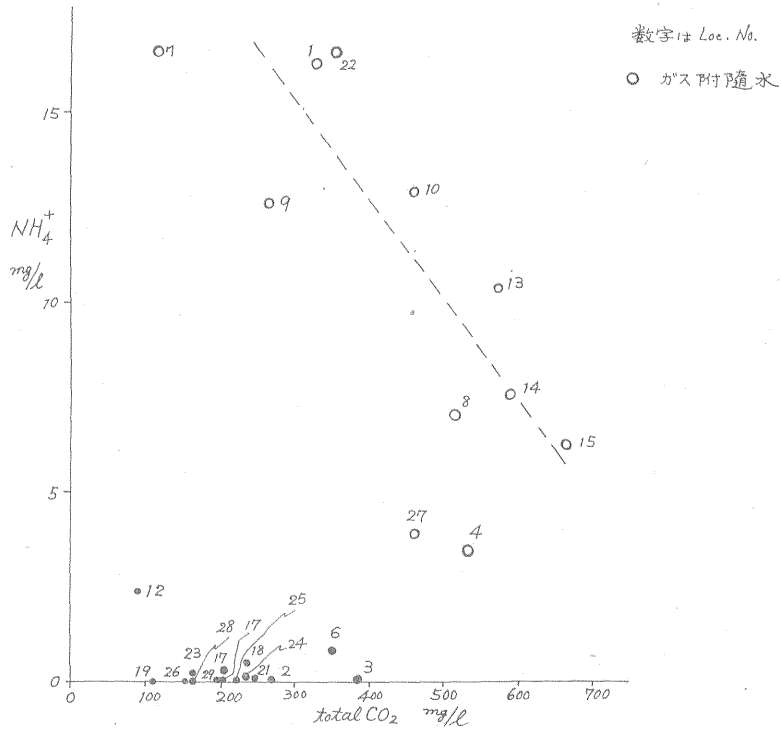
琉球の天然ガス資源 (本島公司・牧野登喜男)



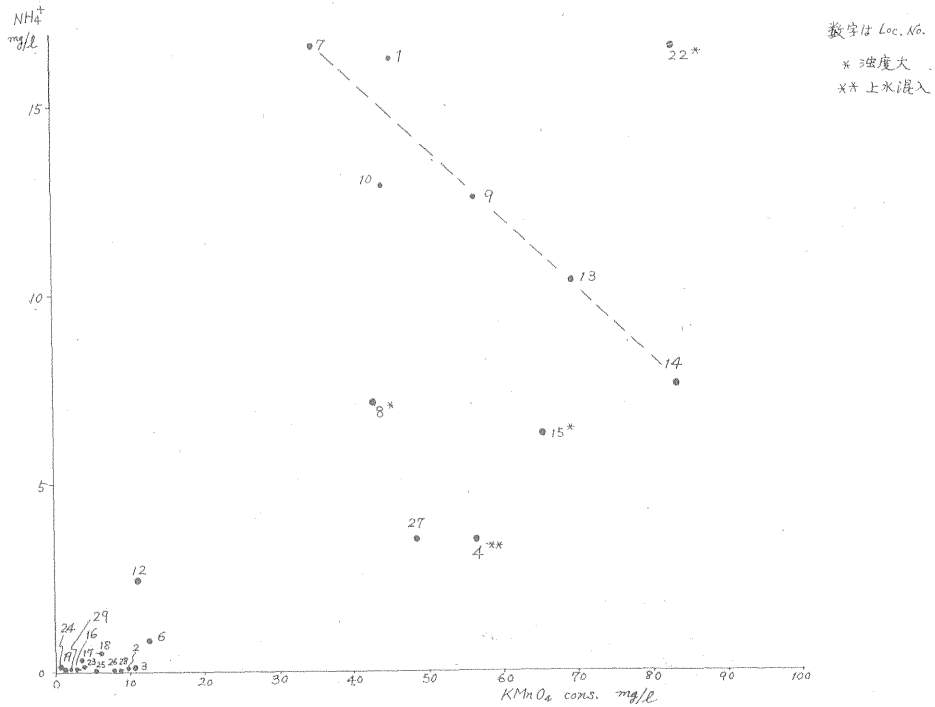
第15図 地下水の Cl<sup>-</sup> と NH<sub>4</sub><sup>+</sup>



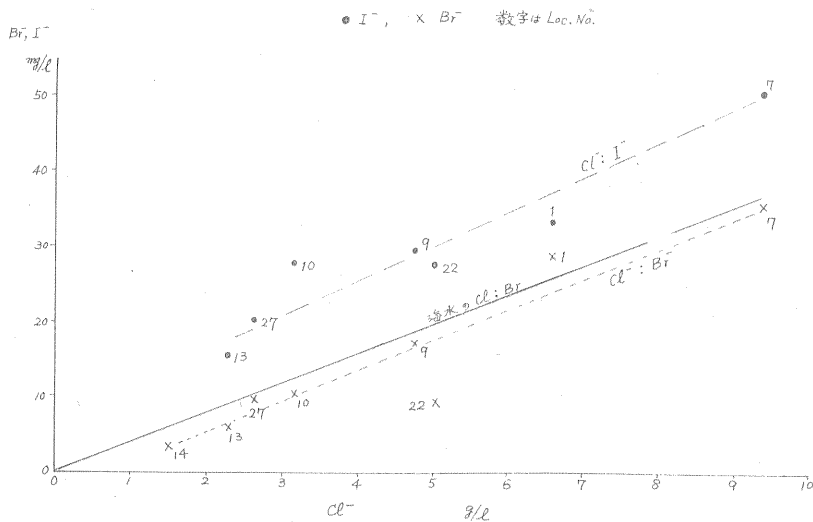
第16図 地下水の NH<sub>4</sub><sup>+</sup> と HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>



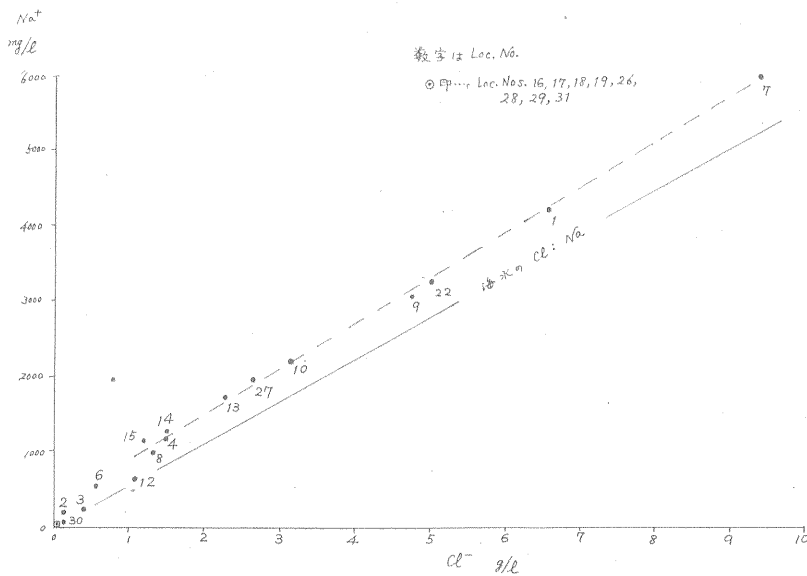
第17図 地下水の NH<sub>4</sub><sup>+</sup> と total CO<sub>2</sub>



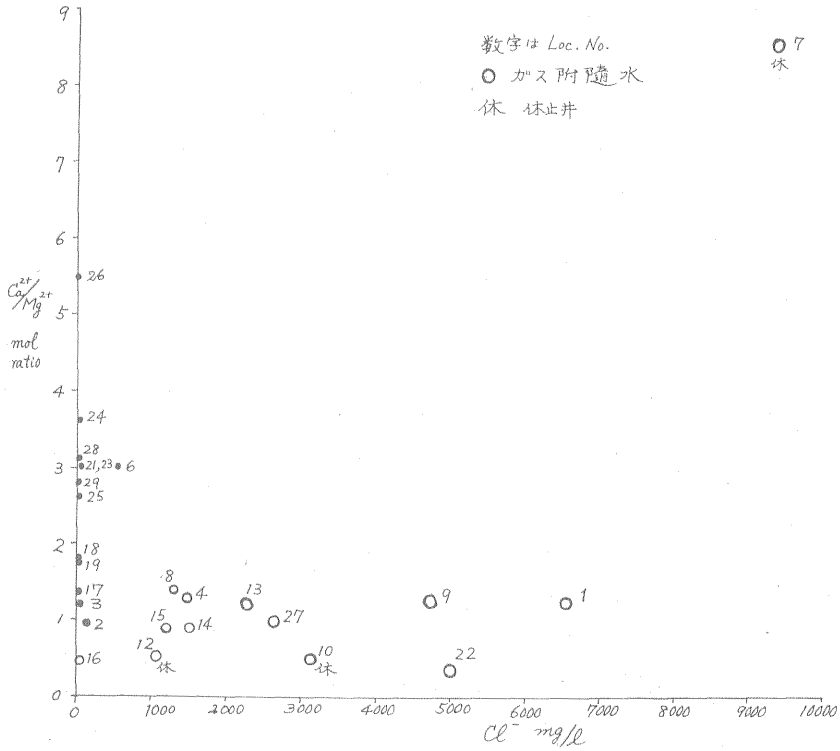
第18図 地下水の NH<sub>4</sub><sup>+</sup> と KMnO<sub>4</sub> cons.



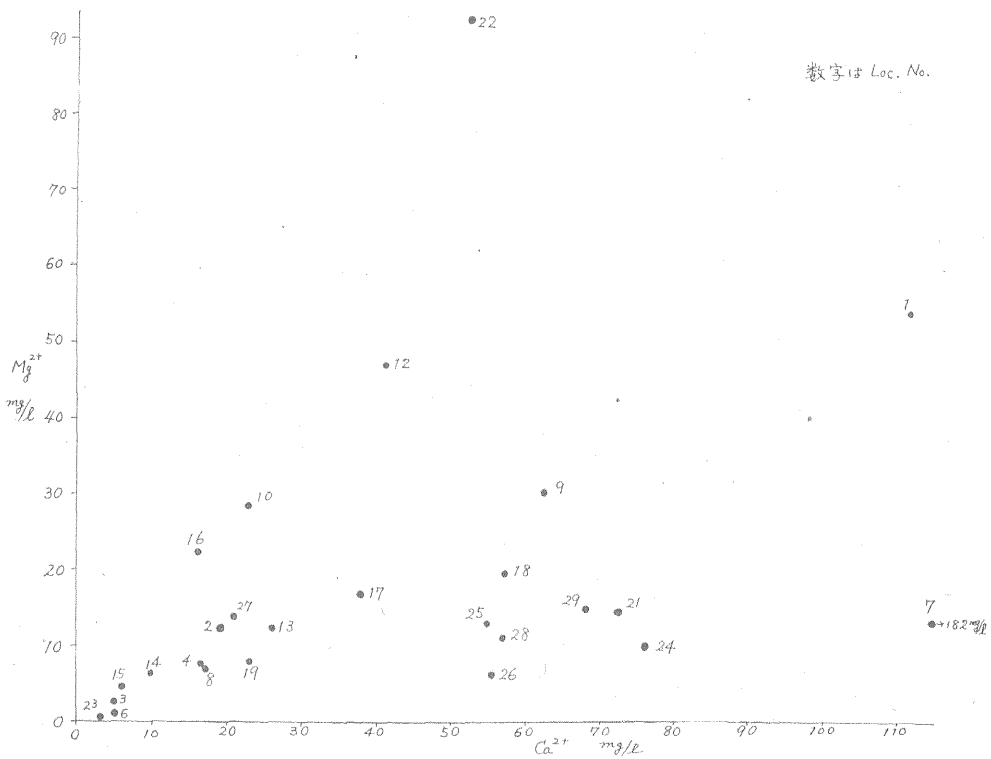
第19図 地下水の I<sup>-</sup> と Cl<sup>-</sup>, Br<sup>-</sup> と Cl<sup>-</sup>



第20図 地下水の Cl<sup>-</sup> と Na<sup>+</sup>



第21図 地下水の Ca<sup>2+</sup>/Mg<sup>2+</sup> と Cl<sup>-</sup>



第22図 地下水の Ca<sup>2+</sup> と Mg<sup>2+</sup>

調査一覧表（第1表）から、まず坑井深度と地下水水温の関係を図化して第12図を得た。深度をまずと地下水水温は上昇するが、地下水の出水深度が判然としないので、地温勾配をこの図から予測し、逆に統計的結果に基づいて、出水位置を判断することはできない。

表を一覧すると、ガス附随水は一般に 1g/l 以上の Cl<sup>-</sup> を含むことがわかる。このことは、鉱床の調査・探鉱・開発を考えると、きわめて大切なよりどころになる。

HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> と Cl<sup>-</sup> の関係（第13図）は、ガス附随水において逆相関々係を示す。ガス層の地質時代から考えると、この関係は当然であろう。

ガス附随水には free CO<sub>2</sub> が少ないので、Cl<sup>-</sup> と total CO<sub>2</sub> の関係は、前述の Cl<sup>-</sup> と HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> の関係にきわめてよく一致する（第14図参照）。

一方、Cl<sup>-</sup> と NH<sub>4</sub><sup>+</sup> の間には正相関々係がある（第15図参照）。NH<sub>4</sub><sup>+</sup> は第四紀の水溶性ガス層にあっては、CO<sub>2</sub> とともに CH<sub>4</sub> 量ときわめてよい正相関々係をもっている。前述した事実は、沖縄のガス層では HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> よりも、Cl<sup>-</sup> と NH<sub>4</sub><sup>+</sup> がよりよいガス層調査の指示成分であることを示す。

以上のことから当然予想されるように、NH<sub>4</sub><sup>+</sup> と HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 間には、逆相関々係があり（第16図参照）、また NH<sub>4</sub><sup>+</sup> と total CO<sub>2</sub> 間も同様である（第17図参照）。

ガスのあり方と正相関する NH<sub>4</sub><sup>+</sup>（第15図の Cl<sup>-</sup> と NH<sub>4</sub><sup>+</sup> の関係を参照）と、KMnO<sub>4</sub> 消費量との間には、第18図のように、一応逆相関らしい資料がある。

Cl<sup>-</sup> と I<sup>-</sup>、Cl<sup>-</sup> と Br<sup>-</sup> の間には、第19図のように正相関々係があり、I<sup>-</sup>/Cl<sup>-</sup> は海水にくらべてきわめて大きい。ガス附随水中の I<sup>-</sup> 量は、経済的にも重視される。Br<sup>-</sup>/Cl<sup>-</sup> はほぼ海水程度である。

Cl<sup>-</sup> と Na<sup>+</sup> には正相関々係があり（第20図）、海水の Na<sup>+</sup>/Cl<sup>-</sup> よりもやや大きな値を示す。低温における Na<sup>+</sup>、K<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup> のイオン交換の結果このような値になったものである。

Cl<sup>-</sup> と Ca<sup>2+</sup>/Mg<sup>2+</sup> 間の関係は、第21図に示す。本土の炭田の地下水のような両者の間の顕著な相関々係はみられない。沖縄のガス附随水はまだ、そこまで水の変質が進んでいないと思われる。なお Ca<sup>2+</sup> と Mg<sup>2+</sup> の関係は、第22図に示すように、あまり相関が目立たない。

以上を、ガスの存在度と関連させて一括すると次表のようである。

なお、このほか第1表で気づく点は次のようである。  
①pH>7.0, ②SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> はガス附随水で 5mg/l 以下, ③NO<sub>2</sub><sup>-</sup> は、0.00 mg/l, ④Fe は、第四紀のガス附随水と異なっておりきわめて少なく、一般に 5mg/l 以下で、pH のアルカリ性と対応する、⑤HCO<sub>3</sub> はガス附随水で 10~20mg/l

成 分	天然ガスの存在度と		
	正相関	相関なし	逆相関
Cl <sup>-</sup>	○		
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>			○
total CO <sub>2</sub>			○
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	○		
KMnO <sub>4</sub> cons.			○
Ca <sup>2+</sup> /Mg <sup>2+</sup>		○	
Br <sup>-</sup>	○		
I <sup>-</sup>	○		
Na <sup>+</sup>	○		
K <sup>+</sup>	○		

程度となる。

これらとは全く別な古生層から産する地下水がある。石川市付近の地下水（測点番号 23, 24, 25, 26 ただし 23 は上水混入のもよう）をみると、アルカリ性が強く、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> は 200~300mg/l に達し、Cl<sup>-</sup> は 30~80mg/l である。古い地層の地下水水質としては、きわめて妥当なものである。

また、琉球石灰岩基底部の地下水は（測点番号 28, 29, 30, 31）弱アルカリ性で、Ca<sup>2+</sup> を多く含んでいる。

## 6. 地層の地球化学的性質

琉球に発達する一部の岩石について、若干地球化学的吟味を行なった。試料採取位置は第3図と第4図に、分析結果は第2表に示した。以下に、天然ガスと特に関連深い有機炭素量を主にして簡単に説明する。

島尻層群の地表で得た泥岩試料（試料番号 11, 12, 13, 14, 15）は、有機炭素を 0.2~0.7% もっている。本土の千葉県茂原ガス田付近に発達する上総層群の泥岩は、有機炭素を 0.7% 前後含み、沖縄本島南部および宮古島の島尻層群とほぼ同量である。すなわち、島尻層群の泥岩は、十分にガス母層になりうる一つの資格をもっている。

沖縄本島北部地区に発達する古生層の粘板岩試料（試料番号 1, 2, 3, 4）は、全炭素を痕跡~1% 程度、有機炭素を 0.4% 前後含んでおり、org. C/total C は 0.4~0.5 程度である。すでに述べたように、古生層に含まれる地下水が 2cc/l 程度の CH<sub>4</sub> をもつが、この CH<sub>4</sub> は粘板岩などに含まれる有機物が根源になっているものと考えられる。

このほか、第2表には古生代、洪積世、現世の石灰岩の分析値を示した。これらは第1表の地下水水質を地球化学的に考察するうえで重要であるばかりでなく、石灰岩の工業的利用に際しての基礎資料とすることができ。 (その際には文献1も参照)

第 2 表 岩 石 分 析 表

地 点	岩 石	地質時代	SiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	MnO	MgO	CaO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	Igni- tion loss	- H <sub>2</sub> O	+ H <sub>2</sub> O	C	Na	Cl	Total	Orga- nic C (%) dry sample	
			(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
1 大宜味村津波 南西 1000m	粘板岩	古生代	66.50	0.70	15.79	1.24	4.23	0.12	2.28	0.58	1.82	2.58	0.05	—	0.16	3.30	0.47	—	—	99.82	—	
2 名護町南方 300m 海岸	"	"	62.90	0.72	16.36	2.37	3.55	0.07	2.49	2.36	2.61	2.38	0.05	—	0.12	2.90	0.69	—	—	99.57	0.36	
3 大宜味村鏡 辺土名高校北 100m	"	"	63.86	0.78	17.71	1.99	2.47	0.07	2.17	0.64	2.82	2.93	0.06	—	0.36	2.88	1.07	—	—	99.81	0.43	
4 屋部村安和 採石場南 100m	"	"	68.54	0.56	16.57	3.90	0.41	0.01	1.65	0.64	0.42	3.00	0.03	—	0.47	3.65	tr	—	—	99.85	—	
5 屋部村安和 採石場	石灰岩	"	0.16	—	0.11	0.12	—	—	0.50	55.36	—	—	0.01	43.72	—	—	—	—	—	99.99	—	
6 大宜味村大 トンネル南 100m	"	"	0.55	—	0.12	0.24	—	—	0.20	55.19	—	—	0.00	43.65	—	—	—	—	—	99.95	—	
7 宮古島上野村宮 トラパーチン採石場	"	洪積世	0.52	—	0.35	0.23	—	—	3.46	50.86	—	—	0.10	44.33	—	—	—	—	—	99.85	—	
8 糸満町北方入口海岸	"	"	0.38	—	0.20	0.11	—	—	0.50	54.81	—	—	0.02	43.99	—	—	—	—	—	100.01	—	
9 知念岬南東志喜屋	"	"	0.21	—	0.19	0.22	—	—	0.40	55.26	—	—	0.05	43.68	—	—	—	—	—	100.01	—	
10 大宜味村大 トンネル南 100m 海岸	サンゴ礁 石灰岩	現世	4.03	—	0.61	0.24	—	—	1.60	49.68	0.39	0.08	0.04	42.88	—	—	—	0.15	0.23	99.93	—	
11 那覇市繁多川沿	泥岩	新第三紀	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.53	島尻層
12 与那原町当添	"	"	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.69	"
13 南風原村琉球製糖前	"	"	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.29	"
14 宮古島下地町川満	"	"	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.51	"
15 "城辺町東平安名岬	"	"	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.23	"

分 析: 磯野 清・大森 江い・牧 真一・阿部 喜久男・山田 貞子

## 7. 天然ガス鉱床の地球化学的総括

以上に述べた地質、天然ガスの性質、地下水の性質、地層の地球化学的性質から、琉球の天然ガス鉱床を総括すれば次のようである。

(1) 経済的に問題になる  $\text{CH}_4$  を主成分とするガスの層は、海成の島尻層群中にある。

(2) ガス根源層は、おそらく島尻層群の泥岩部が主であると思われる。

(3) ガス層は、鹹水（化石海水）を含み、鉱床は塩素度相関型である。

(4) 水溶性のガスの存在が確認される。遊離型のガス層の存在は不明であるが、存在の可能性も多い。

(5) ガス附随水は沃素を著しく濃縮し、それをめぐって生物作用があったことが推定される。

(6) ガス量（ポテンシャル）と附随水の  $\text{NH}_4^+$  は正相関するが、 $\text{HCO}_3^-$ 、total  $\text{CO}_2$ 、 $\text{KMnO}_4$  cons. は逆相関し、 $\text{Cl}^-$  と  $\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$  は相関しない。すなわち、この鉱床は本土の普通に見られる稼行中の水溶性のガス鉱床と、炭田ガス鉱床との中間的性格を示している。

(7) ガス質からみると、 $\text{C}_3\text{H}_8$  が知念半島や馬天港にみられ、石油の存在にも注意する必要がある。

(8) ガス層が第三紀で若いにかかわらず、 $\text{He}$  が与那原付近で検出される。島尻層群と基盤を含めて、地質構造の面が注目される。

(9) ガス水比は、理論ガス水比に対して、 $\frac{1}{2}$ 程度の数字がでているが、この数値は一応の目安に使える。

(10) ガス質と附随水の水質との間には、地球化学的な平衡が、一応成立していると考えられる。

(11) ガス附随水中の  $\text{Cl}^-$  量は、坑井深度 150~300m で数 1,000~10,000 mg/l に達し、深度方向に対する  $\text{Cl}^-$  の増加がきわめて著しい。すなわち、浅部にもガスが存在する可能性が強い。

(12) 古生層は貧弱な  $\text{CH}_4$  系のガス徴候程度はつくり得るが、経済性のある鉱床を胚胎しないと思われる。

## 8. 鉱床学的概要

経済面から注目される沖縄本島南部のガス鉱床は、海成新第三系中にある塩素度相関型のもので、比較的泥質な地層中に成立する。地表下150~200mで、 $\text{Cl}^-$ が2,000 mg/l に達するガス附随水を伴うし、既存の地質資料からは、地質構造が比較的簡単であるようにうけとれる。構造性のガス鉱床または石油鉱床の存在は、今後の調査で明らかになろう。現在おもにガスのみられる地域は、那覇市街地と勝連半島の基部を結ぶ北東方向の線の南東側で、その面積は約 30  $\text{km}^2$  に達する。地層に泥質部が多い場合には、局部的に遊離ガスの存在することが

予期されるが、一方この場合には地層間隙にガスが存在しても、坑井を通じて多量に産出しないことも考えられる。またその場合に、水溶性のガス層に対して機械力でリフトをかけると、著しい水頭低下をきたすことがあ

る。現在、沖縄本島南部地域で観測される鑿井の多くは、坑口が海水面からさほど高い水準にないが、それら坑井についての観測結果をみると、島尻層群の上位に琉球石灰岩があつて、天水が自由にその中を流れる場合でも、島尻層群の泥岩に対する天水の浸透は比較的少ないものと考察される。ただ、那覇市あるいは具志川付近に露出する砂質の岩層は、天水の地下水への浸透をたやすくするものと思われ、この地層に対しては、鉱床の破壊の面からと、ガス貯溜層としての両面からの検討が重要である。水溶性ガス鉱床の調査技術からすれば、地層の傾斜方向における調査を重点的に行なうべきであろうが、那覇市内における測定結果から判断すると、必ずしもこの方針によることが良策とは考えられない。

沖縄本島北部地域にある名護町のガスは、一応南部のガスと同様な成因と考えられる。ただ、新第三系の分布面積がせまく、観測結果（第1表）からすると地下全体に還元性ではあるが、ガス附随水の塩分濃度が低く、天水起源の浅層地下水によるガス鉱床の破壊が認められる。しかし、ガス質から考えても新第三系の影響が浅所にまで及んでいると思われるので、南部地区と同様に、地表下の比較的浅い所で急激に附随水の塩分を増加してガス量を増すことが期待できる面はある。

宮古島の場合は、沖縄本島と同様な点が多い。琉球石灰岩の下位にある島尻層群中の、塩素度相関型ガス鉱床の存在が当然問題になる。

以上に述べた3つの地区のガス鉱床は、結局沖縄本島南部地区のもので代表される型にほぼ統一されるものと推定される。これらの鉱床に対する今後の調査方針は、上述の推定鉱床型式から、次に述べるようになると考えられる。

## 9. 将来の鉱床調査

以上に述べたところから、著者らは将来の鉱床調査について、現段階では次のように考える。

(1) 地域的調査順位は、新第三系の発達する面積の順序に従い、沖縄本島南部地区、宮古島、沖縄本島北部地区になる。

(2) 現状ではまず、水溶性ガス鉱床を主にし、構造性ガス鉱床を従にした調査法でよいと思われる。

(3) 地質調査：沖縄本島南部地区をおもな対象にして、地質構造に主眼をおいて調査することが望まれる。

(4) 物理探査：重力図があれば地質を考察するうえで

役立つ。大深度の試掘を前提とするならば地震探査の結果を必要としよう。

(5) 試錐：大深度と小深度に二分される。

(4) 大深度…沖繩本島南部地区の南東部において、第三系の基盤に達する層序試錐を行なう必要性が生じるかも知れない。ただしこの場合には、小深度の試錐、地質および地球物理的調査が必ず先行しなければならない。また試錐孔に対しては、電気検層、コア試料に対しては古生物・物理・化学などの試験を必要とし、また掘管による産ガス試験 (D. S. T. : Drill Stem Test) なども必要である。鑿井深度は 1,500m 以上になる。

(4) 小深度…沖繩本島南部地区では、地下 150m 程度でガス附随水の  $Cl^-$  が 2,000mg/l を超えるので、深度 300~500 m 程度の小口径の試錐を数孔うがって、ガス鉱床についての各種資料を得る方法である。すなわち、その作業の要点は、①コアの古生物・物理・化学 (とくに  $Cl^-$ 、液状炭化水素、有機炭素を含めて) 試験によって、地質的・地球化学的資料を得ること、②電気検層によって地層の物理性と間隙水などの化学性を知る、③それらによって作井地点のガス鉱床学的性状を推定する、④産ガス試験によって、ガス質・水質・ガス水比・産ガス能力などを知る、⑤他の試錐や地質調査の資料と合わせて地質構造を知る、などである。この場合の作井地点は、一応先行地質調査によって決めるべきであるが、その順序をはぶいて現状では大胆にその位置を選定するなら、第一に西原~与那原~知念地区、第二に那覇地区、第三に勝連半島地区があげられる。

沖繩本島のガス鉱床については、現存の仕上げが不十分な坑井を通じての地化学調査結果によっても、比較的浅所から水溶型と思われるガス層の存在を推定させる資料が得られている。ガスは質的には、多くの用途に対して問題がないので、ガス量とガスの地下における賦存状

況を、適確に把握する今後の仕事が残っている。そして、この度の調査結果によれば、今後の調査を続ける価値が充分にある。ただガス調査に適した井戸が全くないので、現状で考えられる今後の望ましい調査手順は、まず小深度の試錐によって、地質・地球化学・地球物理・産ガスなどの資料を得て、これらをガス鉱床学的に解釈して、実態を明らかにしてゆくことであると思われる。さらに可能なら既存の井戸の孔部に対して電気検層の手法で地質を調べることも考えてよい。そして、それらの結果によっては、大深度の試錐を前提とする地質・地球物理・地球化学等の精査が計画・実施される順序が妥当であろう。

なお、名護町付近、宮古島の調査も忘れてならないことは勿論である。

#### 参考文献

- 1) Flint, D. E.: Mineral Resources of the Ryūkyū-Rettō, Prepared by U.S.G.S., 1954
- 2) Hanzawa, S.: Topography and Geology of the Ryūkyū Islands, 東北帝大理科報告, No. 17, 1935
- 3) 金原均二・本島公司・石和田靖章: 天然ガス—調査と資源—, 朝倉書店, 東京, (昭和33年) 1958
- 4) 兼島 清: 琉球の天然ガス, 天然ガス, Vol. 2, No. 7, 1959
- 5) 兼島 清: 沖繩本島南部地区に産する天然ガス附随水の地球化学的研究, Bull. of Arts & Sci. Div., Univ. of Ryukyus, Mathematics & Natural Sciences, No. 4, Dec. 1960
- 6) Mac Neil, F. S.: Tertiary and Quaternary Gastropoda of Okinawa, U.S.G.S., Prof. Paper, 339, 1960
- 7) 松本達郎・野田光雄・宮下三千年: 九州地方, 朝倉書店, 東京, (昭和37年) 1962
- 8) 本島公司・牧野登喜男: 琉球の天然ガス, 地質ニュース, No. 77, 1961