

具志頭 R 1 号井自噴す

新しいタイプのガス鉱床か

福田 理 (燃料部)・永田 松三 (技術部)

1. ま え が き

沖縄における民間企業による最初の本格的な天然ガス試掘井“(株)沖縄余暇開発具志頭鉱山 具志頭 R 1 号井”は 昭和52年4月3日 自噴で1日当りガス 1,080 m³ および付随水 300kl (47°C) を産出する優秀な坑井であることが判明した。自噴は別として この生産量そのものは 試掘前からある程度予測されていたものに近いが 実際に放出管から勢よく噴出するガスの音を聞き 温泉として使える付随水に手を触れた関係者および地元の方々の喜びはまた別であろう。

思えば 昭和34 (1959) 年 琉球大学の兼島 清教授が 沖縄島南部に天然ガスが賦存することを報告されてから すでに20年以上を経過しており また 日本政府の当時の琉球政府に対する技術・経済援助として行なわれた沖縄における天然ガス資源調査が 昭和44年度の第6次調査をもって中断されてからでも すでに8年あまりの歳月が流れてしまった。この間 昭和49 (1974) 年からは 宮崎ガス田佐土原地区において 伊勢化学工業(株)による天然ガスの開発が始まり すでに第1次開発を終って 本年5月から 毎日およそ6,000m³ が宮崎ガス(株)に都市ガス原料として供給されている。伊勢化学工業(株)がこの地区の開発に踏み切ったのはおもにわれわれの沖縄における天然ガス資源調査の成果をふまえてのことであり いわば後の鳥が先になってしまったのである。しかし 沖縄の現状を考えれば これも止むを得なかったことであろうし 試掘にまでもって行った関係者のご苦労には なみなみならぬものがあったであろう。ともかく 民間企業による試掘第1号井が 後で述べるような輝かしい成功を収めたことは 私ども基礎調査を担当した者として これ以上の喜びはない。

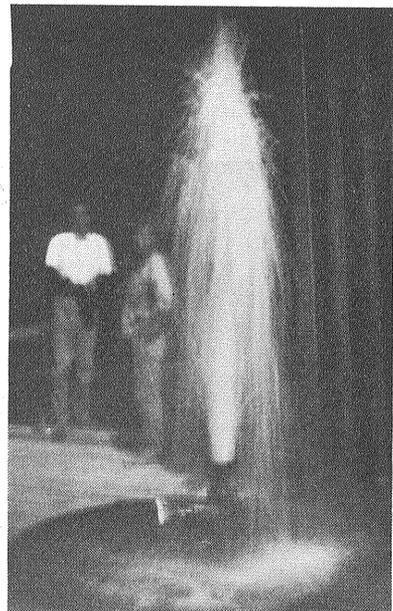
具志頭 R 1 号井の坑井地質および産出試験の結果は 沖縄において今後天然ガスの試掘・開発を計画される場合の参考になるところが多いので 受託調査を申請された企業のお許しを得て ここにその概要を紹介する次第である。

2. 具志頭 R 1 号井 坑井諸元

所在地	島尻郡具志頭村 ^は 城崎崎原615番地(図1)
標高	45.80m
開坑年月日	開坑式 昭和52年2月5日 掘進開始 昭和52年2月10日
掘止年月日	昭和52年3月16日
予定深度	1,700m
掘止深度	1,708.65m (検尺による)
掘削坑径	107mまで 12 ¹ / ₄ " 785mまで 8 ⁵ / ₈ " 掘止めまで 7 ⁵ / ₈ "
仕上げ	0~107m 9 ⁵ / ₈ " C. P. (ケーシング・パイプの略)
施工	0~1,699.54m 4 ¹ / ₂ " C. P. (株)富士ボーリング

3. 坑井地質

本坑井の掘削に先立って 著者の1人福田は 坑井地質を予測するための調査を行なった。その結果と実際の坑井地質とを対応させて示すと 次のようになる。



① 自噴中の具志頭 R 1 号井 (4月日夜、チュービング・パイプから相当絞った状態でガスと水が噴出しているところ)

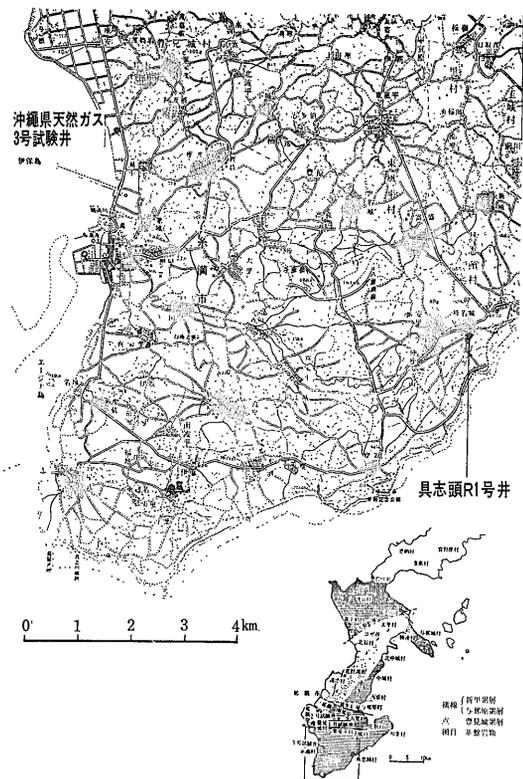


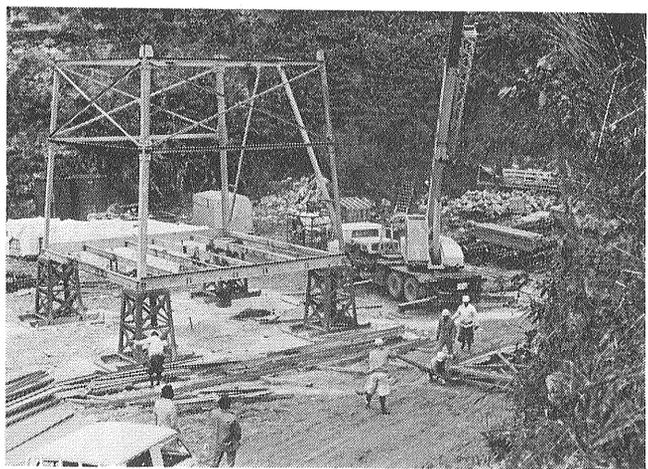
図1 沖縄島南部ガス田の地質略図と具志頭R1号井の位置

	予想	実際	ずれ
“琉球石灰岩”の基底まで		18.5m	
新里累層の基底まで	100m	105m	5m
与那原累層の基底まで	1,110m	1,003m	107m
豊見城累層			
T ₁ 部層の基底まで	1,190m	1,108m	82m
T ₂ 部層の基底まで	1,260m	1,195m	65m
T ₃ 部層の基底まで	1,290m	1,241m	49m
T ₄ 部層の基底まで	1,330m	1,291m	39m

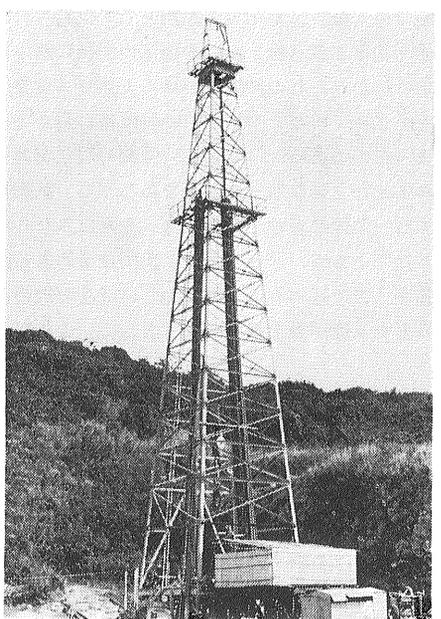
T ₅ 部層の基底まで	1,480m	1,430m	50m
T ₆ 部層の基底まで	1,520m	1,470m	50m
T ₉ 部層の基底まで	1,690m	1,551m	39m
T ₁₀ 部層の基底まで	1,720m	1,655m	65m
T ₁₁ 部層の基底まで	1,740m	1,683m	57m
T ₁₂ 部層の基底まで	1,850m	1,708.65m (掘止)	
T ₁₃ 部層の基底まで	1,940m		

以上の中で T₆部層の基底から T₉部層の基底までとんでいるのは 沖縄県(旧琉球政府)天然ガス3号試験井(福田ほか14名 1970; 福田ほか44名 1971; 福田ほか17名 1971; 福田ほか44名 1972参照)の場合と同様に 沖縄県(旧琉球政府)天然ガス2号試験井(上記3文献のほか 福田ほか24名 69; 1970参照)でははっきり区別される T₇ T₈ および T₉ の3部層が1体となって 区別し難くなっているからである。ともあれ 各層各部層の基底の予想深度と実際の深度との差はきわめて小さく この差と実際の深度との比を百分率で示すと最大10.7% また最小2.5%で 平均5.1%に過ぎなかった。これは何も著者らの功績ではなく 沖縄島南部ガス田の首里断層以南については これだけの予測を可能にする資料がすでに整備されていたからにほかならない。

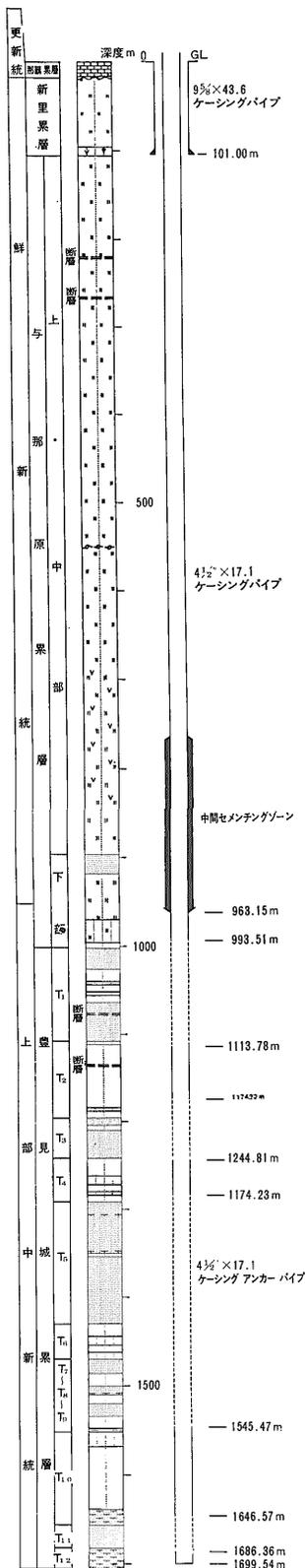
図2は 電気検層図 作業日誌 さく手柱状図 および掘り屑の調査を総合して作成した 具志頭R1号井の地質柱状図である。本図に示された各累層および各部層の岩相は 次のとおりである。



② 構組立て



③ 掘削現場全景



“琉球石灰岩” (0~18.5m)： 淡黄褐白色の多孔質石灰岩であるが 一次的なものか 二次的なものかを含めて 層位学的位置づけは今後の研究にまたなければならぬ。

新里累層 (18.5~105m)： おもに淡青灰色の凝灰質粘土質シルトからなるが およそ96m以深の最下部 (厚さ約16m) は同色の浮石質砂質シルトとなっている。

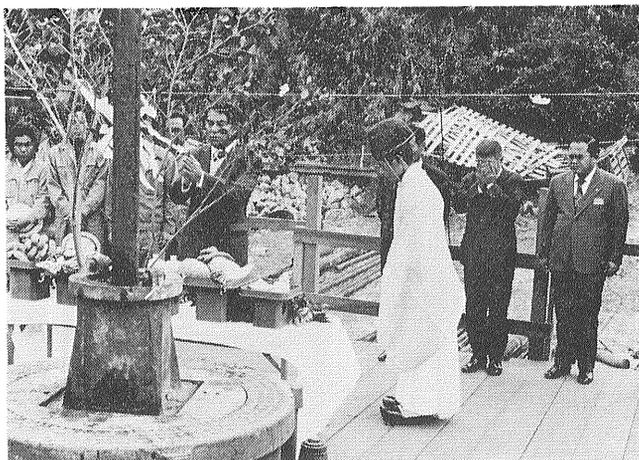
与那原累層 (105~1,003m)：

上・中部 (105~896m)： おもに青灰色の凝灰質粘土質シルトおよびシルトからなり 深度 529m 付近に厚さおよそ 3 m の多数の貝殻を含むシルトを挟有する。 また 深度およそ690~830mの間 とくに755~815mの間には浮石片が多い。 深度244m付近および292m付近には正断層の存在が推定される。

下部 (896~1,003m)： この部分は次のように細分される。

- (896~921m)： 微細砂
- (921~972m)： 青灰色の凝灰質粘土質シルト
- (972~994m)： 浮石質砂質シルト
- (994~1,001m)： 青灰色の粘土質シルト
- (1,001~1,002m)： 浮石質砂質シルト
- (1,002~1,003m)： 青灰色の粘土質シルト

以上のうち 最上部の微細砂は 地表地質 (福田ほか 24名 1970) において その上限をもって与那原累層の上・中部と下部の境界とした細砂で 地表では貝化石を含むことが少なくないが 本坑井のこの部分の掘り屑には 貝殻を発見できなかった。 また 深度972~994m



④ 開坑式 左下のターン・テーブルが回転することによって 下端にビットを着けた角型のドリル・ステムが回転する

図2 具志頭R2号井の坑井地質と坑井構造

の間の砂質シルトは 沖縄県天然ガス1号(福田ほか14名 1967; 福田ほか2名 1970) および3号試験井でも確認されている。

豊見城累層 (1,003~1,708.65m) : 大局的にみると本累層は砂質層と泥質層の大きな単位の互層からなり次のように細分される(福田ほか17名 1971参照)。

T₁ 部層 (1,003~1,108m) : 細砂 砂質シルト および青灰色の粘土質シルトの互層からなるが 1,028m 以浅の上部および 1,064m 以深の下部には 細砂が卓越している。有効層厚はおよそ64mである。深度 1,077m 付近には 断層がある疑いがある。

T₂ 部層 (1,108~1,195m) : おもに青灰色および暗青灰色の粘土質シルトからなるが 基底に近い深度 1,186m 付近に 厚さおよそ 2m の砂質シルトを挟有する。また深度 1,140m 付近には正断層の存在が想定される。

T₃ 部層 (1,195~1,241m) : おもに細砂からなるが深度1,204~1,210mの間に 青灰色の粘土質シルトが挟まれている。有効層厚はおよそ37mである。

T₄ 部層 (1,241~1,291m) : おもに青灰色の粘土質シルトからなるが 深度 1,262~1,272m および 1,278~1,283mの間は同色の砂質シルトとなっている。

T₅ 部層 (1,291~1,430m) : おもに細砂からなり ところどころに青灰色および暗青灰色の粘土質シルトを挟有する。深度1,307m付近および1,347m付近には それぞれ厚さ約 3m および 2m の石灰質細粒砂岩がみられ

る。有効層厚はおよそ 125m である。

T₆ 部層 (1,430~1,470m) : おもに青灰色および暗青灰色の粘土質シルトからなるが 中央部および最下部付近に それぞれ厚さ約10mおよび 3m の砂質シルト岩が挟まれている。

T₇~T₈~T₉ 部層 (1,470~1,551m) : おもに細砂と青灰色 および暗青灰色の粘土質シルトからなるが 深度 1,501~1,509m の間の細砂の最下部の約 3m は 石灰質の細粒砂岩となっている。有効層厚はおよそ40mである。

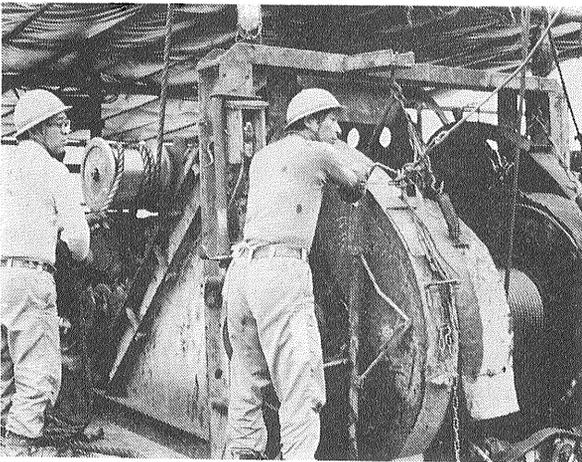
T₁₀ 部層 (1,551~1,655m) : おもに青灰色および暗青灰色の粘土質シルトからなるが 最上部の約16mおよび最下部の約17mはそれぞれ砂質シルトおよび微細粒縞砂岩になっている。

T₁₁ 層部 (1,655~1,683m) : 細砂からなる。

T₁₂ 部層 (1,683~1,708.65m) : 本部層も他の偶数番号の部層と同様に 本来泥質層であるが 具志頭R 1号井においては 最上部の微細粒縞砂岩だけがみられる。

以上の中で T₁₀ 部層の最下部の微細粒縞砂岩は 沖縄県天然ガス2号試験井では発達がおろく また T₁₂ 部層の最上部を代表する微細粒縞砂岩は この2号試験井ではまったくみられない。

このような具志頭R 1号井の与那原累層のうち T₁部層の上限から T₇~T₈~T₉ 部層までは 沖縄県天然ガス3号試験井(福田ほか17名 1971) のそれとよく似てい



⑤ 巨大なドロー・ワークス(巻揚機 掘削装置の心臓部)



⑥ 深度107mまでの電気検層

る。これを各部層の発達状況についてみると 次のとおりである。

区 分	具志頭R 1号井		3号試験井	
	深 度	層 厚	深 度	層 厚
T ₁ 部層の上限	1,003m		260m	
T ₁ 部層		105m		123m
T ₁ 部層の基底	1,108m		383m	
T ₂ 部層		87m		90m
T ₂ 部層の基底	1,195m		473m	
T ₃ 部層		46m		48m
T ₃ 部層の基底	1,241m		521m	
T ₄ 部層		50m		35m
T ₄ 部層の基底	1,291m		556m	
T ₅ 部層		139m		153m
T ₅ 部層の基底	1,430m		709m	
T ₆ 部層		40m		31m
T ₆ 部層の基底	1,470m		740m	
T ₇ ~T ₈ ~T ₉ 部層		81m		110m
T ₉ 部層の基底	1,551m		850m	

上の表からわかるように 具志頭R 1号井では 沖縄県天然ガス3号試験井に比べて 砂質層の発達が若干劣っているが 前者および後者の砂質層の層厚の合計はそれぞれ370mおよび434mで その差64mは それぞれ548mおよび590mと算出される前者および後者の T₁ 部層の上限から T₉ 部層の下限までの見掛けの厚さの差42mと あまり変らない。

以上に述べた新里・与那原・豊見城の3累層が島尻層群(賀田 1885)を構成しているわけであるが 本層群の地質年代は 名取博夫(1976)の浮遊性有孔虫化石の研究によって くわしく知られている。それによれば 島尻層群には 上位より 次に示す9つの年代基準面(datum plane)が見出される。

- Globorotalia truncatulinoides* (図3) Datum plane
- Globorotalia tosaensis* (図4) Datum plane
- Globorotalia humerosa humerosa* (図5) Datum plane
- Globorotalia ungulata* (図6) Datum plane
- Sphaeroidinella dehiscens immatura* (図7) Datum plane

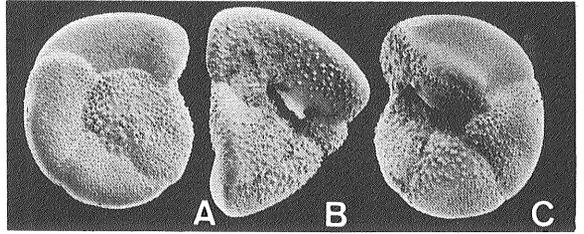


図4 *Globorotalia tosaensis* TAKAYANAGI and SAITO ×71
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

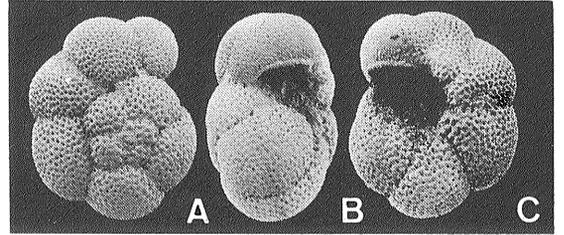


図5 *Globorotalia humerosa humerosa* TAKAYANAGI and SAITO ×61
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

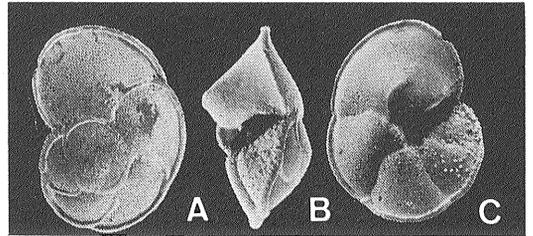


図6 *Globorotalia ungulata* BERMUDEZ ×53
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

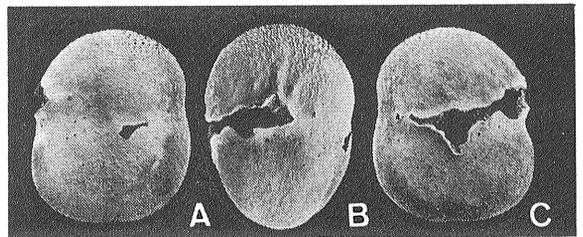


図7 *Sphaeroidinella dehiscens immatura* (CUSHMAN) ×55
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

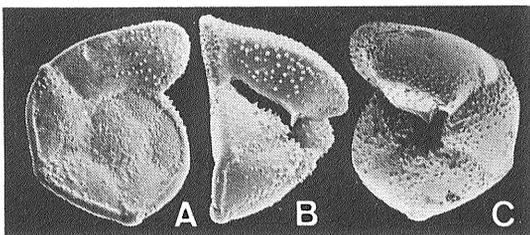


図3 *Globorotalia truncatulinoides* (D'ORBIGNY) ×53
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

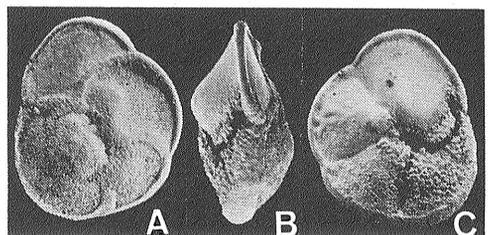


図8 *Globorotalia tumida tumida* (BRADY) ×35
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

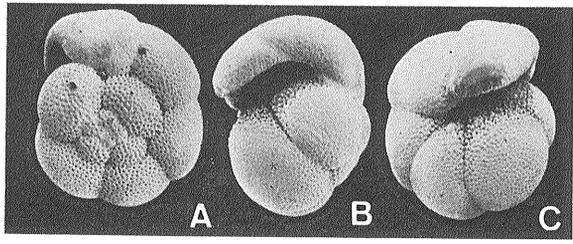


図9 *Pulleniatina primalis* BANNER and BLOW ×46
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

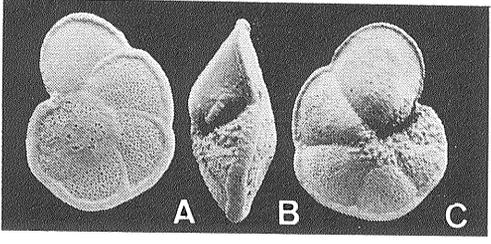


図10 *Globorotalia tumida plesiotumida* BLOW and BANNER ×73
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

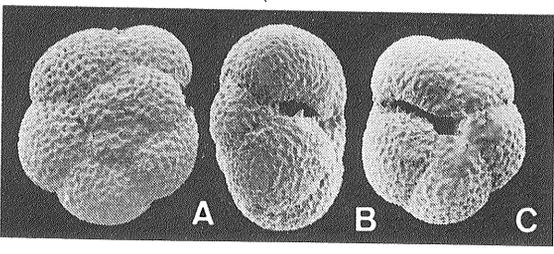


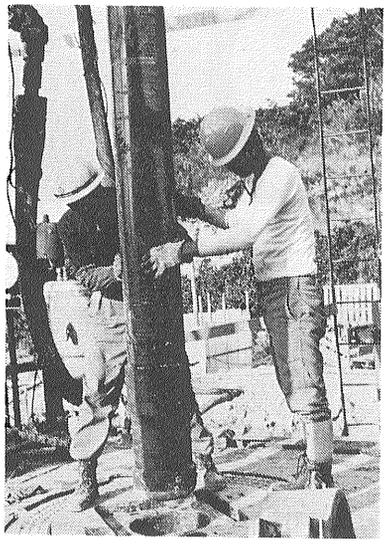
図11 *Globorotalia acostaensis* BLOW ×98
A:背面 B:口側面 C:腹面 (NATORI, 1976)

Globorotalia tumida tumida (図8) Datum plane
Pulleniatina primalis (図9) Datum plane
Globorotalia tumida plesiotumida (10図) Datum plane
Globorotalia acostaensis (図11) Datum plane

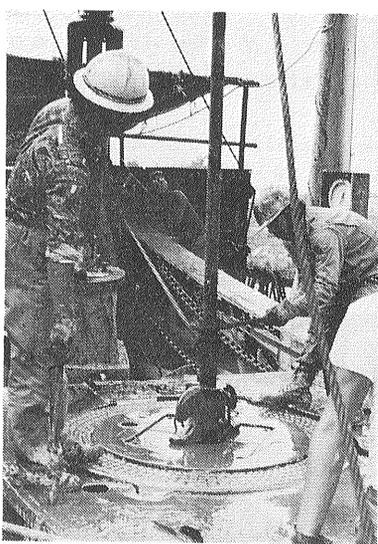
以上に列挙した年代基準面のうち *Globorotalia truncatulinoides* Datum plane は 低緯度地方において 鮮新・更新両統の境界を示すものとして 広く使われている。これは名取(1976)によって新里累層の上部の中に見出されているが 本累層の下部だけを貫いている具志頭R1号井には無関係である。また 中新・鮮新両統の境界付近を示すとされている *Sphaeroidinella dehiscentes immatura* Datum plane は 与那原累層の下部の最上部の微細砂を除く泥質部のまん中あたりにある。この年代基準面の年代はおよそ500万年である。次におよそ860万年前とされている *Globorotalia tumid plesiotumida* 年代基準面は T₁₀部層の下部の中に位置する。そして 浮遊性有孔虫化石が検出されていない T₁₃ 部層の堆積が始まった年代は 厳密に言えば不明であるが それがおよそ1,040万年前とされている *Globorotalia acostaensis* 年代基準面から遠くないことは確かである。したがって 島尻層群全体としてはおよそ1,100万年~100万年前の間に堆積したものであるが 具志頭R1号井には そのうちおよそ1,000万年~200万年前の間に堆積した部分がみられると考えて 大きな誤りはないであろう。

4. 坑井仕上げ

前節に述べた坑井地質を考慮し 4½" C. P. (ケーシ



⑦ 95/8" コンダクターパイプの下端部(シュー)



⑧ 掘削中の降管作業

ング・パイプ)に幅25mmのスリット(開孔率約3.4%)を切った孔明管の埋設深度区間は 993.51~1,113.78m(120.27m) 1,174.23~1,244.81m(70.58m) 1,284.54~1,545.47m(260.93m) および 1,646.57~1,696.51m(49.94m)の4個所とした(2図)。なお C.P. 尻の深度は 1,699.54m であった。中間遮水の深度は 963mとし 37ksc で耐圧試験を行なった。

5. 産出試験

坑井の仕上げとそれに続く洗滌が終わった後 産出試験の準備であるベラー汲みが3月25日から開始された。ベラー(bailer)というのは もともと船から水をかい出す器具のことであるが この場合のベラーというのは 坑井内の水を汲み出すのに使われる細長いバケツのことで 降下時には水が通り 上昇時には水を通さない逆止弁または玉をそなえている。今回使ったベラーは外径89.1mmのガス・パイプを利用して作った約10mという大型のものであった。このベラーとケーシング・パイプの内径(101.5mm)との差は12.4mmしかなく これを地下およそ400mのところまで降下させて掘削機の強力なドー・ウアークス(巻き上げ装置)を使って 全速力で引き上げたのであるから 400m 以浅の水(およそ400l)にベラーが巻き上げられた跡の真空効果によって吹き上げる水が加わり 1回のベラー汲みでおよそ700lの水が汲み上げられた。ベラー汲みは3月27日の深更まで行なわれ 187回の汲み上げで 初回からの合計でおよそ133,140lの水が排出されたところで自噴し およそ30分間自噴が継続した。この自噴は数回の同様のベラー汲みで回復したので 翌3月28日には自噴時のガスおよび付随水を採集した。この時の付随水の Cl⁻ 濃度は 17,100mg/l であった。

次に 以後の産出試験の結果をまとめて 順を追って示す。 そのうち ガス量については 慣例にしたがって 標準状態に換算した値が示されている。

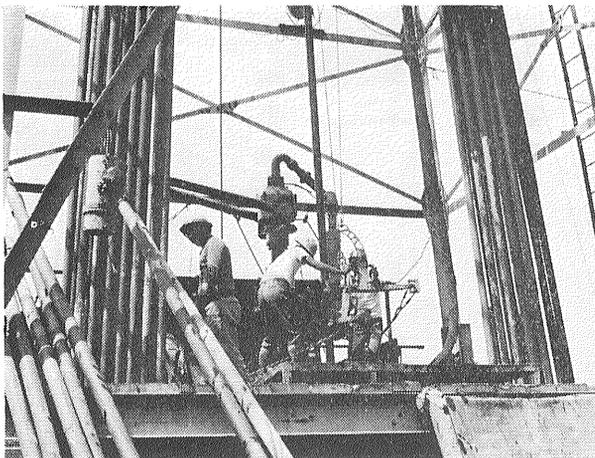
エア・リフト(3月29日7時35分~15時 445分間)	
ピース深度	240m
起 動 圧	20.5ksc
運 転 圧	17.0ksc
ガ ス 量	>1,200~1,350m ³ /d
水 量	400~450kl(水温 46°C)
ガス水比	>3

自然水位の測定(3月29日深更~3月30日早朝)	
自然水位	41.32m(地表下)
	4.48m(海面上)

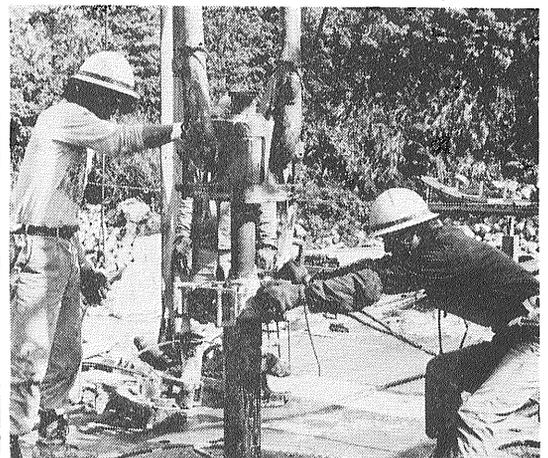
ガス・リフト(3月31日13時~4月2日13時 48時間)	
ピース深度	240m
起 動 圧	20.0ksc
運 転 圧	17.0ksc
ガ ス 量	1,900m ³ /d(ガス温 40°C)
水 量	460kl(水 温 48°C)
ガス水比	4.13

自 噴(4月2日13時~4月3日9時 20時間)	
ガ ス 量	1,080m ³ /d(ガス温 31°C)
水 量	300kl/d(水 温 47°C)
ガス水比	3.60

ガス・リフト(4月5日11時~22時 11時間)	
ピース深度	260.66m
起 動 圧	23.0ksc
運 転 圧	19.0ksc
ガ ス 量	1,825m ³ /d(ガス温 40°C)
水 量	480kl/d(水 温 48°C)
ガス水比	3.80



⑨ 掘削中の揚管作業



⑩ ドリル・カラー(ドリル・ステムの下に装着される太い肉厚のパイプ)の引揚げ

ガス・リフト (4月6日9時25分～15時 5時間35分)
 ピース深度 279.88m
 起動圧 24.0ksc
 運転圧 21.0ksc
 ガス量 1,850m³/d (ガス温 42°C)
 水量 560k^l/d (水温 48.5°C)
 ガス水比 3.30

ガス・リフト(4月6日18時～4月7日8時45分 14時間45分)
 ピース深度 279.88m
 起動圧 22.5ksc
 運転圧 20.0ksc
 ガス量 1,690m³/d (ガス温 39°C)
 水量 560k^l/d (水温 48.5°C)
 ガス水比 3.02

自噴 (4月7日9時30分～4月8日12時 26時間30分)
 ガス量 1,330m³/d (ガス温 32.5°C)
 水量 360k^l/d (水温 48°C)
 ガス水比 3.69

ガス・リフト (4月8日19時30分～4月12日19時20分 95時間50分)
 ピース深度 279.88m
 起動圧 21.5ksc
 運転圧 19.0ksc
 ガス量 2,090m³/d (ガス温 41°C)
 水量 550k^l/d (水温 49°C)
 ガス水比 3.80

以上の産出試験の結果を総合すると 具志頭R1号井は 自噴で1日当りガス 1,080～1,330m³ および付随水 300～360k^l またガス・リフトで1日当りガス 1,690～

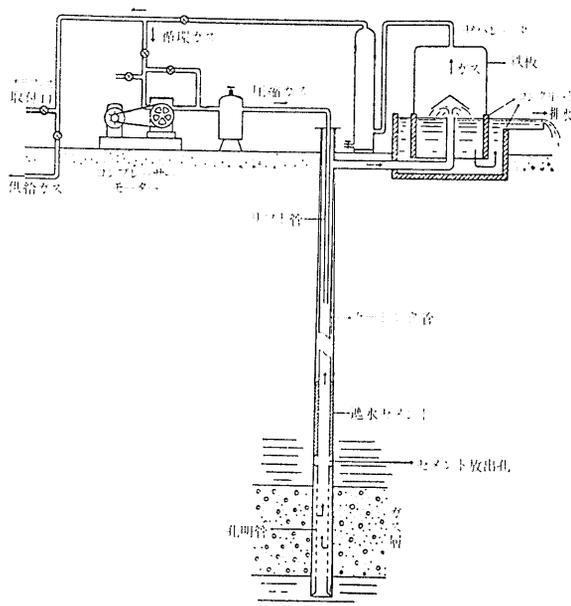
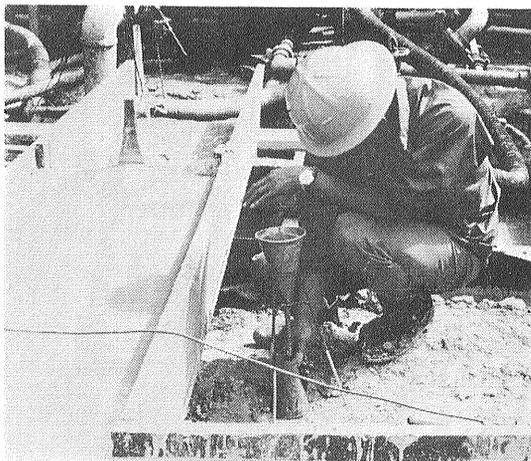


図12 ガス・リフト (ケーシング・フロー) によるガスと付随水の採取 (金原均二ほか2名 1958)

2,090m³ および付随水 460～560k^l を産出する優秀なものである。しかも 本坑井は標高 45.80m のところにあるというハンデイを背負っているのだから もし海岸に近い低いところにあつたらと惜しまれる。自噴の場合についていえば ガス量および水量がともに2～3割増し程度にはなつたはずだからである。もちろん この場合の自噴は自然水位が坑口より上にあることによるものではない。深度不相応のガスが地下水中に含まれているため そのガス化によって 至極効率のよいガス・リフトの状態が出現したのである。

ところで ガス・リフト (gas lift) は 自家用の水井戸でもよく使われているエア・リフト (air lift) の空気の代りに 地下から水または石油とともに出てくるガスを循環させて使用するもので 水または石油を汲み上げる管の途中でガスを注入し 注入箇所から地上までの水または石油の重さを小さくして 坑口から流出させる方法である。具志頭R1号井の場合には 坑井内に2"の鋼管を挿入し これからガスを噴出させた。このようなパイプのことをチュービング・パイプ (tubing pipe) またはリフト管 (lift pipe) という(図12)。具志頭R1号井では 水はチュービング・パイプと外側のケーシング・パイプの間を通過して出てくる。これをケーシング・フロー方式という。これに対して 両パイプの間からガスを噴出させ チュービング・パイプから水や石油を汲み上げるのが チュービング・フロー方式である。また ケーシング・フロー方式の変形として ケーシング・パイプの外側に細いパイプをとりつけ それからガスを坑井内に噴出させる方式もある。この場合の細いパイプの開口部 およびチュービング・パイプの下端の開口部をピース (piece) という。この場合のピースは



① 泥水の粘連測定

本来銃砲を意味する言葉である。どの方式をとるにせよ リフトをするにはコンプレッサーが必要である。

具志頭R1号井の産出試験に使われたコンプレッサーはオリジン社製の55kW 最大圧力830ksc 1分間に320回転(320RPM)させた場合の1分当りの排気量が6.6m³

(1日当り9,504m³)という大型のものであった。産出試験の際とくに気をつけなければならないのはコンプレッサーの圧力計の動きである。まず起動圧(kick off pressure)であるがこれはコンプレッサーから送られる気体がピースのところの液体の圧力にうち勝ってリフトが始動する時の圧力のことである。したがって起動圧(P_k)をksc ピースおよび坑井内の液体の地表面からの深度(D_p および D_l)を m で示しこの液体の比重を S_g で表わすと

$$(D_p - D_l)S_g = 10P_k$$

という関係が成り立つ。これに対して運転圧(working pressure)は始動後液体が定常的に流出している時のコンプレッサーから送られる気体の圧力である。起動圧と運転圧(P_w)との差($P_k - P_w$)がドロー・ダウンと呼ばれるもので同一の坑井にあつてはこれが大きいほど流出する液体の量が大きくなる。したがって坑井の産出能力を比較するために単位ドロー・ダウン当りの単位時間(一般に日)内の産出量である産出指数(productivity index, 略称PI)がよく使われるが具志頭R1号井の場合のように何回にも分けてガス・リフトを行なった場合には水位(厳密に言えば坑底圧)が十分回復しないうちに次のリフトに移るとドロー・ダウンが見掛け上小さくなりしたがってPIが見掛け上大きくなることに注意する必要がある。差し当って

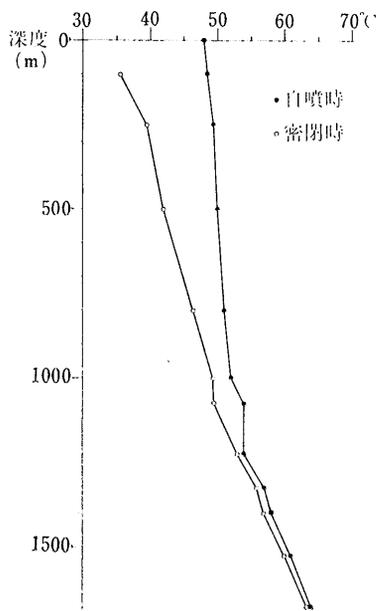


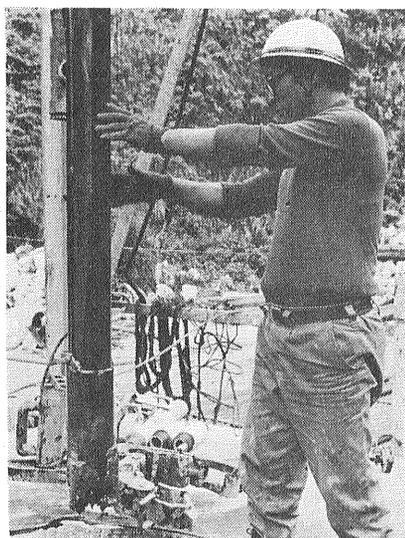
図13
具志頭R1号井の坑井内温度分布(密閉時および自噴時)

具志頭R1号井のPIとしては水頭が十分回復してから行なわれたと考えられる4月5日の産出試験の結果から求められる120k/day/kscを採用すべきであろう。

ここで問題となるのは本坑井の有効層厚として孔明管埋設深度区間内にある各砂質層の有効層厚の合計である294mという数字をそのまま採用してよいかどうかということである。なぜなら自噴の場合にせよガス・リフトの場合にせよそれぞれの砂質層の有効層厚に応じて液体の流出が行なわれているとは限らないからである。ところで密閉時および自噴時における具



⑫ 泥水の比重測定



⑬ ダブル・コア・チューブとコア・ビット(コアの採取に使われる)

志頭R 1号井の坑井内の温度分布をプロットしてみると図13のようになる。ガス・リフト時の温度分布も自噴時のものと大差不いから 図13には自噴時のものだけを示した。本図から明かなように 今回の産出試験に際しては およそ1,250m以深の砂質層の水はほとんど動かなかったと考えざるを得ない。したがって 有効層厚としては T₁部層とT₃部層の有効層厚の合計である101mを採用すべきであろう。

この間の事情は沖縄県天然ガス3号試験井についても同様であって このような補正の結果有効層厚が149.7mと算出される本試験井のPIは135kl/day/kscであった(福田ほか24名 1970)。また 本試験井については 圧力回復試験(水井戸の場合の水位回復試験に当る)が行なわれており その結果と上に述べた有効層厚から 平均浸透率は52md(ミリ・ダルシー)と算出されている。条件が同じ場合には PIは有効層厚×平均浸透率に比例する。幸い 本試験井の仕上げも 具志頭R 1号井の場合と同様に 4¹/₂" C. P. で行なわれていたので 圧力回復試験の結果をまたずに 後者についても 平均浸透率を次のようにして求めることができる。

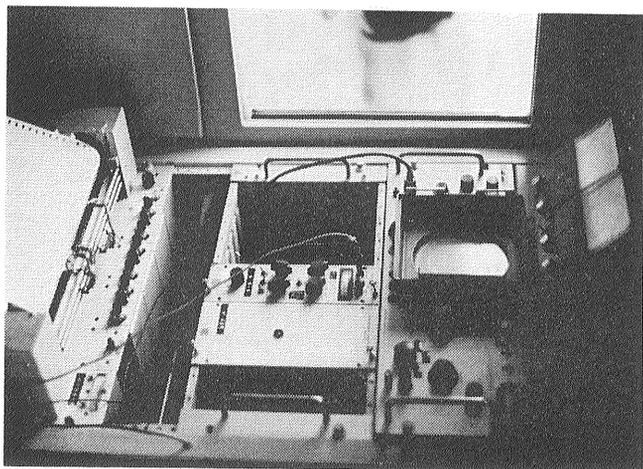
$$52\text{md} \times \frac{120}{101} \times \frac{149.7}{135} = 68.5\text{md}$$

もちろん 両坑井の産出試験の際のすべての条件がまったく同じであるはずはないから このようにして求めた浸透率はまったくの概数であることを忘れてはならない。また この値の意味を考えるに当っては 沖縄県3号試験井で産出試験の対象とされたのは 深度473~709mの間に入るT₃・T₅の両部層であって 具志頭R 1号井のそれと大差があることを 十分考慮しなければならない。

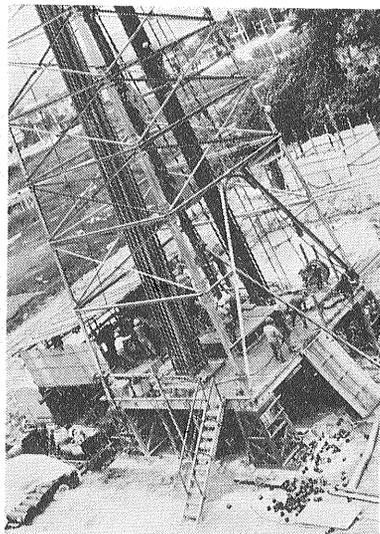
6. ガス質および水質

4月12日19時20分 最後のガス・リフトのコンプレッサーの運転を止めた直後の自噴状態で採取した試料(ガスおよび付随水)について行なった分析の結果は 次のとおりであった。

ガ ス	H ₂	0.000 %
	He	0.0027 "
	O ₂	0.34 "
	N ₂	2.06 "
	CO ₂	0.36 "
	Ar	0.30 "
	CH ₄	96.86 "
	C ₂ H ₆	0.051 "
	C ₃ H ₈	0.018 "
	i-C ₄ H ₁₀	0.011 "
	n-C ₄ H ₁₀	0.002 "
	付 随 水	pH
CO ₂		16 mg/l
HCO ₃ ⁻		194 "
SO ₄ ²⁻		0.75 "
Cl ⁻		20,020 "
I ⁻		93 "
Br ⁻		110 "
NH ₄ ⁺		63.1 "
K ⁺		42 "
Na ⁺		12,400 "
Ca ²⁺		577 "
Mg ²⁺		221 "
Fe ²⁺ および Fe ³⁺	1.12 "	
HB ₂ O ₂	70.2 "	
H ₂ SiO ₃	29.6 "	
KMnO ₄ 消費量	153.4 "	



⑭ 101m以深の電気検層(検層車の中)



⑮ ケーシング・パイプの引揚げ・挿入

蒸発残渣

35,220 //

ガス質として注目されるのは 96.86% までがメタンであるが 重炭化水素として 炭素数4のブタンまでが検出されていることである。また 付随水中の Cl^- は 20,020mg/l で ほぼ海水並みであるが I^- は 93mg/l もあって 海水の 1,860 倍もあり また Ca^{2+} および Mg^{2+} はそれぞれ 577mg/l および 221mg/l で Ca^{2+} が海水のその約1.36倍と増加しているのに対して Mg^{2+} は著しく減少し 海水のそののおよそ 100 分の17の濃度になっている。そのため この付随水を温泉として浴用に供した場合 高塩分であるにも拘わらず べとつかない。また 湧出時においてはほとんど無色透明であるが 空気に触れると 2 価の鉄が酸化されて Fe_2O_3 となるため 赤錆色の沈殿を生ずる。抗口での水温は $49^{\circ}C$ であるから 厚生省の「衛生検査指針」VI (1957) にしたがってこの付随水を温泉として分類すると 高温含土類強食塩泉となる。強食塩泉を浴用に供した場合の適応症としては 一般に

- 1) 慢性関節リウマチ
- 2) 慢性筋骨リウマチ
- 3) 神経痛ことに坐骨神経痛
- 4) 神経炎
- 5) 神経麻痺
- 6) 腺病質または虚弱児童
- 7) 痛風
- 8) 貧血症ことに萎黄病
- 9) 慢性婦人科疾患

が挙げられている。このほか 現実に具志頭 R 1号井のガス付随水は水虫に卓効がある。その理由はよくわからないが これは I^- の多いガス付随水一般に通ずる

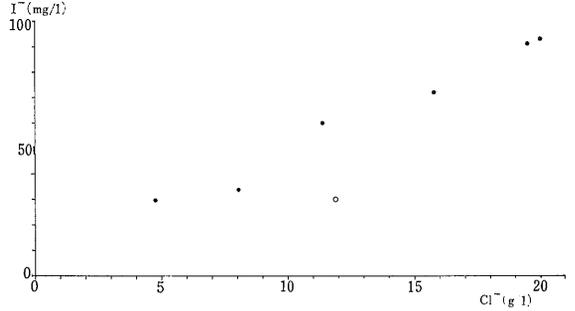
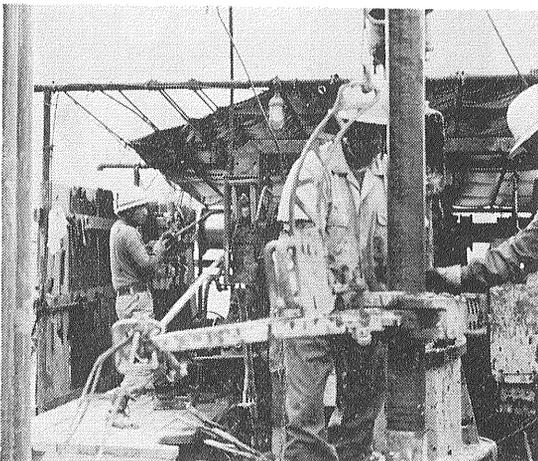


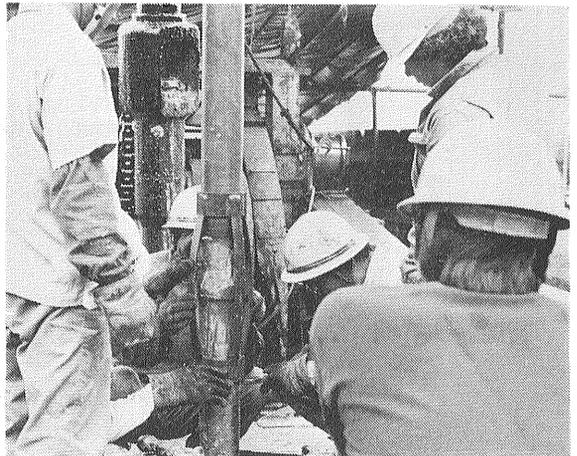
図14 沖縄島南部ガス田南部のガス付随水中の I^- と Cl^- (白丸 沖縄県天然ガス2号試験井; 黒丸 その他)

ことなので I^- が何かの形でこの効用に関係していると思われる。

ここで 経済的にも また学術的にも重要なヨウ素について一言触れておきたい。図14は沖縄島南部ガス田の首里断層以南の諸坑井から得られたガス付随水中の I^- を Cl^- に対してプロットしたものである。本図に示された諸点のうち 黒丸は T_{13} 部層を除く諸ガス層から得られた付随水に関するものであって 右上の2点のうちの下の方に当る具志頭 R 1号井の Cl^- に対する I^- の比も これまでに得られたものとまったく同じである。この比を 1,000 倍したもの すなわち $I^-/Cl^- \times 1,000$ をヨウ素—塩素比というが 図14の黒丸についてのヨウ素塩素比の平均値は 4.86 である。 NaI および $NaCl$ の拡散係数はほとんど等しいから その比がほぼ一定であるということは I^- に関していえば 初生環境がよく似ていたことを意味する(福田 1971; 1976)。ちなみに 大陸棚から大陸斜面に移るあたりの堆積物中の I^- が全部間隙水中に移ったとすると 大体この値をとる。図14の中の内丸は島尻層群の基底砂礫に当る T_{13} 部層の値(福田ほか24名 1970)で そのヨウ素—塩素比は 2.53



⑯ ケーシング・パイプの降下作業



⑰ ケーシング・パイプに装着されたセントラライザー

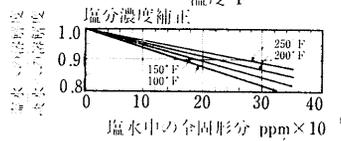
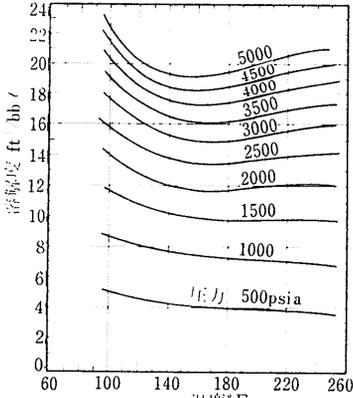
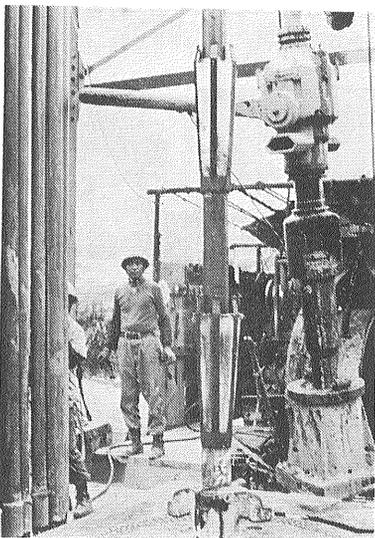


図15
純水に対する天然
ガス(CH₄)の溶
解度 (DODSON
and STANDING
1944; 石油鉱業便
覧より)

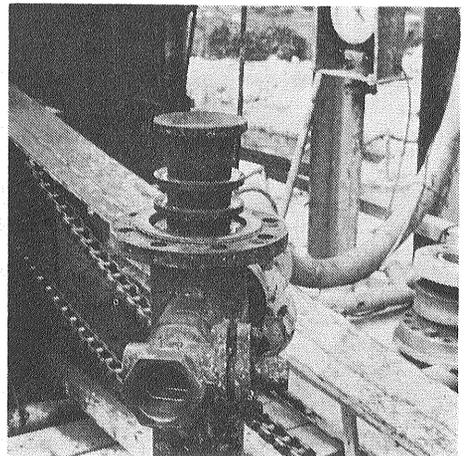
しかなく 内浅海帯の堆積環境を暗示している。

7. 天然ガス鉱床

具志頭R1号井が開発に成功した天然ガス鉱床を考えるに当たって もっとも重要なことは 産出ガス水比が異常に高いことである。すなわち 3月31日以後の産出試験について 産出ガス水比の加重平均を求めると 3.76という大きな値になる。これに対して 産出試験時に動いていた T₁ 部層および T₃ 部層に含まれる有効層厚の平均深度 すなわち それより上の有効層厚と下のそれとが等しくなる深度は 1,094m であり この深度の温度は 49°C また付随水の Cl⁻ は 20,020mg/l である



⑱
ケーシング・パイプのセ
メント放出孔の下に装着
されたセメント・バスケ
ット (中間遮水セメント
の流下を止めるために装
着する)



⑲
セメンチング・プラグの
投入

表1 塩素量と塩素度の関係

塩素量 [‰]	塩素度 [g/l]	差
15.00	15.28	0.28
16.00	16.32	0.32
17.00	17.37	0.37
18.00	18.41	0.41
19.00	19.46	0.46
20.00	20.51	0.51
21.00	21.57	0.57

(SVERDRUP ほか2名 1942; 福田 1972より)

から この部分の深度相応の飽和ガス水比は 次のようにして およそ1.57と算出される。

まず DODSON および STANDING (1944) の実測値 (図 15) によれば 深度 1,094m に対応する静水圧約110ksc (1,550psi) および温度 49°C (120°F 図15参照) における天然ガス(CH₄)の純水に対する溶解度は 10.9 (ft³/bbf) すなわち 1.94 (m³/kl) である。次に 地層水の塩分 S (‰) を求めるために 海水の塩分を塩素量 Cl (‰) から求める KNUDSEN の式

$$S = 0.030 + 1.8050Cl$$

を近似的に使うことにすると 20.02g/l という塩素度に対応する塩素量は 19.53 (‰) である (SVERDRUP ほか 2名 1949の 53頁 および福田 1972参照; 表1 図 16) から これに対応する塩分は 35.28 (‰) と算出される。この塩分に対応する塩分濃度補正を図15について求めると 0.81であるから 結局求める飽和ガス水比は 8.83ft³/bbf すなわち 1.57m³/kl となる。

これに対して 3.76 (m³/kl) という産出ガス水比が何

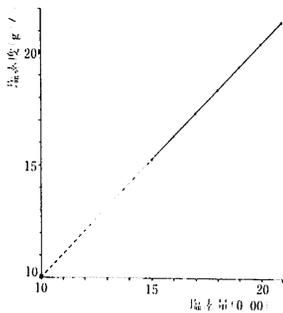


図16 塩素度と塩素量との関係 (表1を図化したもの) (福田 1972)

としても大き過ぎることは これに対応する圧力が 520 ksc にもなることから明らかである。この深度 5,200 m の静水圧という大きな圧力が 3.76 (m³/kL) を飽和ガス水比とする上に必要なことは 次のようにして求められる。まず 温度および地層水の塩素度を設定しなければならないが これは一応それぞれ 49°C (120°F) および 20,020mg/l とするほかない。そうすると 3.76 (m³/kL) すなわち 21.1 (ft³/bbl) が飽和ガス水比となるのに必要な圧力を図から求めるには

$$21.1 \div 0.81 = 26.05 \text{ (ft}^3/\text{bbl)}$$

に対応する圧力を 120°F の線上で求めればよいことになるが まったくスケール・アウトしてしまっている。幸い CULVERSON および McKETTA (1951) によって与えられた資料に基づいて HOUSE, JOHNSON および TOWSE (1975) が作成したグラフ (図17) がこの点を補ってくれる。このグラフには150°F 未満の曲線は示されていないが 150°F の曲線と 200°F の曲線とがほとんど重なっているので 150°F の曲線から読みとつてもさしつかえないと思われる。こうして読みとると 26.05

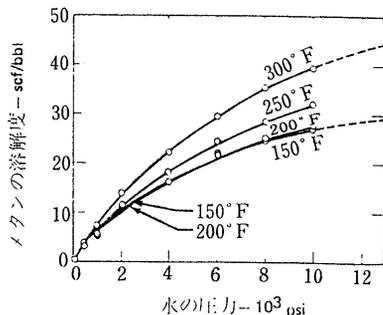
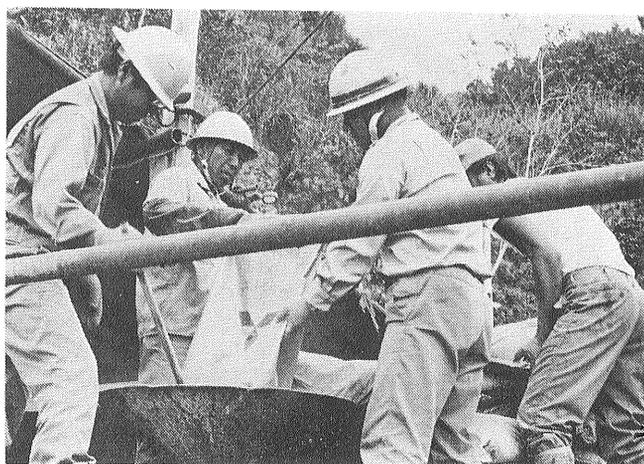


図17 純水に対するメタンの溶解度 (Houseほか2名 1975)

(ft³/bbl) のガス水比に対応する圧力は 7,400psi すなわちおよそ 520ksc である。

これは深度 5,200m に対応する静水圧であるが このような地所深度で 49°C という温度および 20,020mg/l という間隙水の塩素度を想定することは まったく無理である。塩素度については想定する手掛りを欠くが 温度については 1,094m以深の平均温度勾配を 2°C および 3°C とすると それぞれ 131°C (268°F) および 172°C (342°F) という予想温度となる。温度が高くなればメタンの水に対する溶解度は減少するから 3.76 (m³/kL) を飽和ガス水比とする上に必要な圧力はさらに大きくなり それを静水圧とする深度も増加するわけであるが もう1つの条件である間隙水の塩素度がきまらない限り この圧力は求められない。実例についてみると 大深度においては 塩素度は海水並より増加する場合と減少する場合の両方があり 想定はまったく不可能である。したがって 先に求めた 520ksc という圧力およびそれを静水圧とする深度 5,200m は 大体のオーダーを示すものとして理解されたい。



㊤ セメント溶解作業



㊤ ベーラー 3"ガス・パイプで作った。長さ10m。

表2 米国湾岸地帯の坑井および貯留層に関する代表的なパラメーター

貯留層の別 クラス	坑井深度 (ft) (m)	流体温度 (°F) (°C)	流体圧力 psi (ksc)	飽和溶解度 (ガス水比) ft ³ /bbt (m ³ /kl)
I	8,500	200	5,100	19
	(2,591)	(93)	(359)	(3.38)
II	13,000	250	9,100	30
	(3,962)	(121)	(640)	(5.34)
III	16,000	300	12,800	44
	(4,877)	(149)	(900)	(7.84)

(House ほか2名 1975)

ここで大切なことは 具志頭R1号井の深度 1,094m 付近の流体圧が 520ksc であれば 確かに産出ガス水比と同じ飽和ガス水比を想定し得るのであるが この場合には 水頭がおよそ

$$5,200\text{m} - 1,094\text{m} = 4,106\text{m}$$

にもなってしまう 地表面下 41.32m (海面上4.48m) という本坑井の自然水位を大きく上まわることになって 観測結果にまったく矛盾する。

しかし このような水溶型ガス鉱床も 世界的にみると 決して珍らしいものではない。たとえば 最近資源量が大きいということで米国で注目されている湾岸地帯 (Gulf Coast) の深部水溶型ガス鉱床がそれである。HOUSE, JOHNSON および TOWSE (1975) は この地帯の深部水溶型ガス鉱床を 貯留層の深度 (表2には坑井深度として示されている) によって3つのクラスに分けており クラス別の坑井深度 流体温度 流体圧力 および飽和溶解度を取りまとめて 表2として提示している。それによれば 流体圧力は深度対応の静水圧のそれぞれ 1.39倍 (I層) 1.62倍 (II層) および1.85倍 (III層)

もあって それに応じて飽和溶解度 (ガス水比) も大きくなっている。通常の石油・遊離ガス鉱床の端水 (edge water) もこれら深部水溶型ガス鉱床の中に含まれているのだから わが国のそれにも大量のガスを含んでいるものが少なくないに相違ない。

具志頭R1号井の高い産出ガス水比が 上に述べたようなことで説明できないとなると 何らかの形による遊離ガスの供給を考えざるを得ない。しかも それは掘削中の泥水圧を上まわるような高圧のものであってはならない。この場合 もっとも考え易いのは 本坑井の産出試験時に動いていた T₁ および T₃ の両部層中の孔隙の水飽和率が 100% でなく 天然ガスの気泡が砂粒に妨げられて動けない状態で含まれていることである。

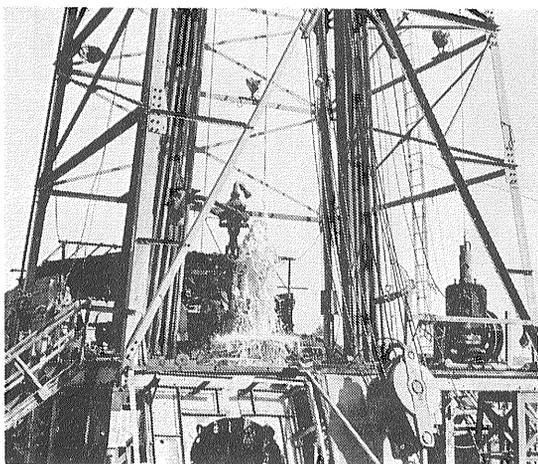
すでに述べたように 産出ガス水比は 3.76 (m³/kl) であり 飽和ガス水比は 1.57 (m³/kl) であるから この気泡の負担すべきガス水比は 両者の差の2.19 (m³/kl) である。ところが T₁ 部層および T₃ 部層に含まれる有効層厚の分布の平均深度は 1,094m この深度の温度は49°C また自然水位は地表面下 41.32m であるから 2.19 (m³/kl) をになる気泡の容積が 孔隙の全容積のおよそ何%になるかは 次の方程式を解くことによって求められる。

$$\frac{x}{100-x} = 2.19 \times \frac{273+49}{(1,094-41.32) \times 273}$$

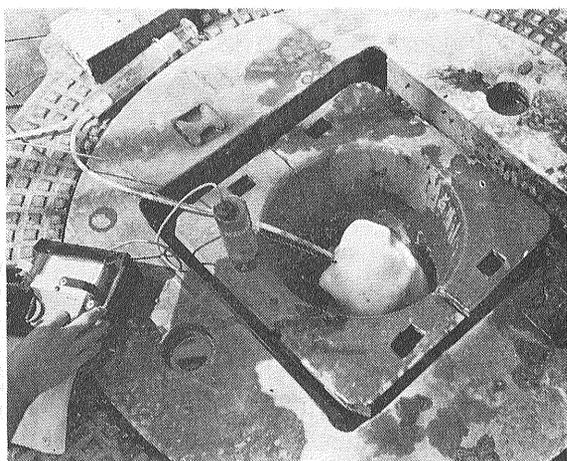
$$x = 2.4$$

すなわち この気泡の容積は孔隙の全容積のわずか 2.4% あれば足りるのである。この場合の水飽和率ももちろん97.6%である。

先に述べたように 具志頭R1号井については いろいろな条件で産出試験が行なわれたが 産出ガス水比は



㉒ ベーラー汲みに伴って噴出したガスと水、ガスが混っているため水は乳白色に見える。



㉓ ベーラー汲み後の自噴状態におけるサンプリング(2口注射器による)および付随水の電気伝導度の測定。

あまり変らなかつた。この事実を説明できる $T_1 \cdot T_3$ の両貯留層中における水とガスの存在様式は上に述べたガスで飽和された間隙水中に小気泡がある状態以外に考えられない。このような状態が未開発のガス層中の連続したガス相と水相の間にある幅をもって認められることは教科書（たとえば MUSKAT, M., 1949; LEVORSEN, A. I., 1654）にも記されているがそれは遊離ガス鉱床の場合であつて水溶型ガス鉱床については誰も触れていない。この場合遊離ガスの存在が必ずしも帽岩を必要としないことに注意して欲しい。このように具志頭 R 1 号井で確認された T_1 部層および T_3 部層に胚胎されたガス鉱床は新しいタイプのものである。それに対して鉱床名を付けたいところであるが名案が浮ばない。よい名前があつたら教えていただきたい。

それはさておき具志頭 R 1 号井の $T_1 \cdot T_3$ の両部層になぜ全体として飽和値の約 2.4 倍ものガスが含まれるに至つたのであろうか。これに対して 1,000m 以浅を仕上げた沖繩県天然ガス 1～3 号試験井においては産出ガス水比は飽和ガス水比にほぼ等しいが後者を若干上まわる程度であつた。そこでこの原因として考えられるのは一般に化学反応の速度は温度が 10°C 上ると 2～4 倍になることである。天然ガスの生成過程も結局は化学反応であるからこれ以上の説明は不要であらう。

8. 営業運転前に実施すべき測定・試験

具志頭 R 1 号井はそれから産出する天然ガスおよび付随水の利用を中心とした総合レジャー・センターが完成する昭和 53 年 3 月まで密閉・保存されることになっている。それから考えると本坑井の運転再開に先立って実施しなければならないことが 1 つある。それは坑井内の温度測定である。坑井内の水の温度がまわりの地中の温度と平衡状態に達するには静止状態で少なくとも半年は放置しなければならないので地下深部までの温度分布がくわしく知られているところは案外少ないのである。沖繩では同県の天然ガス 1 号および 2 号試験井でこの測定が行なわれているが琉球政府時代の日本政府の技術援助計画による調査がうやむやのうちに昭和 44 年度の 6 次調査をもって中断されてしまつたため 3 号試験井についてはこの測定は行なわれていない。この県有井についての測定は当然沖繩県が実施すべきであるが測定によって得られる資料は今後の沖繩島南部ガス田の開発に役立つばかりでなく学術的にも貴重なものであるからその際具志頭 R 1 号井についても測定しておくべきであらう。深度 1,700 m を超える坑井についてこのような測定を実施できる

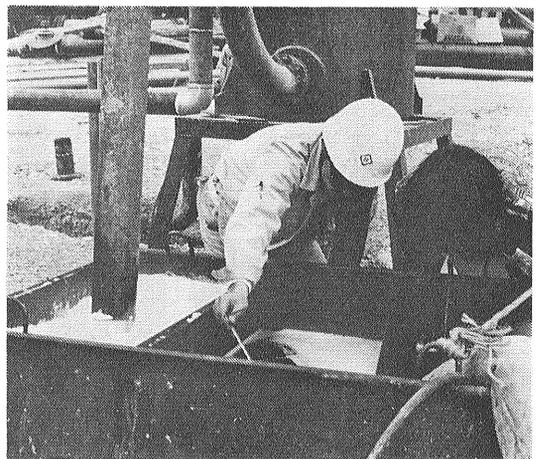
機会はまれであることを関係者は考えて欲しいものである。竣工式における（株）沖繩余暇開発の安座間社長の挨拶に事業を通して科学教育にも貢献したいということも含まれていた（現地の新聞報道による）のだからこのような目的の測定には進んで協力していただけるに相違ない。この測定に当って注意しなければならないことが 3 つある。

- 1) 測定は気温が年平均気温を割っている時に実施すべきである。それは地下の温度の出発点が年平均気温にあり気温の変化に左右されない恒温層の上限の深度（一般に 10～20m）における地温が年平均気温に等しいかきわめて近いからである。気温が年平均気温より著しく高いと坑井上部の温度が上昇し測定に支障をきたすのである。沖繩のように日射が強いところではその対策も必要である。
- 2) 測定は温度検層方式で連続記録とすることが望ましい。
- 3) 測定は上方から下方に向つてできるだけ速度を落して実施すべきである。これは坑井内の状態を乱さないための配慮にほかならない。地温分布を知るための坑井内の温度測定には失敗は許されないのである。

産出ガス水比が飽和ガス水比を大きく上まわつた原因については一応の説明を与えておいたが十分な根拠があつてのことではない。これについては静止時および運転時（自噴でもよい）について

- 1) 坑井内の温度分布の連続測定
- 2) 坑底試料採取器による深度別の試料採取 ガス水比の測定および採取試料（ガスおよび付随水）の分析
- 3) 坑井内の流量測定

を行なうことによって手掛りがつかめるかも知れない。以上のうち 1) の静止時についてはすでに述べてある。



㊦ 水温測定（整流板と量水堰の間で測っている）

2)の坑底試料採取器は“bottom hole sampler”の訳である。実はこれは任意の深度の坑井内の流体をそのままの状態で採取できる器具であって原語もまた訳語も適当ではない。ガス水比を測定するには地上にひき揚げたこの器具からまずガスを流出させてその量を測定し次いで付随水の計量をすればよい。ガス量の測定には一般に羽根車式ガスメーターが使われている。これは一般の家庭で都市ガスの計量に使われているものと同じ原理のガスメーターである。また3)に測定には一般にスピナー(spinner)という器具が使われている。これは海洋観測におけるエクマン・メルツ流速計と同様に羽根車が流速に応じて回転しその回転数と管径から流量を算出できるように設計された器具である。これによって深度別の流量をくわしく測定しこれを深度に対してプロットしたグラフを調べることによって貯留層からの流体の流出状況を推定し得る道理である。

9. 具志頭 R2 号井への助言

（沖縄余暇開発では1号井の計画当初から昭和52年度内に2号井を掘削することを計画していた。鉱業権および利用計画との関係から2号井は1号井からあまり遠くないところで掘削されることになるであろう。この場合とくに注意しなければならないのは欲張ってどの貯留層にも孔明管をセットしようとする点である。1号井の場合には、この地区における最初の坑井という事情からすべての貯留層に対して孔明管がセットされたが、実際に動いたのは結局T₁およびT₂の2部層だけであった。また沖縄県天然ガス2号試験井では405m以深のすべての貯留層に対して孔明管がセットされたが実際に動いたのは結局最下位のT₁₃

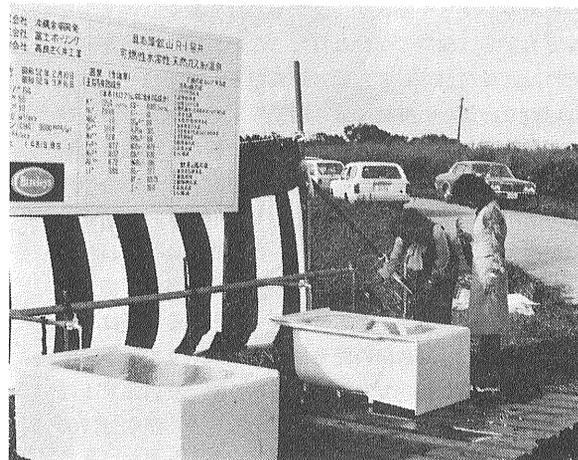
部層だけであった。このように孔明管がセットされた深度区間に複数の貯留層がある場合どれが実際に動くかは微妙な圧力の問題である。

具志頭R2号井について現在いえることはT₂部層だけを孔明管セットの対象とするのが賢明であるということである。そうすれば掘り止め深度は1,500m程度ですむしR1号井にマイナスを与えるような影響はないしさらにT₂部層だけでおよそ125mという有効層厚がありそれに対するガスの供給量も上位のT₁・T₂の両部層に対する供給量よりはるかに大きいことに注意して欲しい。折角多くの貯留層があるのにその一部だけに孔明管をセットの方が得策な場合があることは専門家以外にはなかなか理解しにくい。しかし身近な失敗例が宮崎ガス田佐土原地区にあるのだからその轍を踏まないようにして欲しいものである。しかも具志頭地区の場合には2号井が地質学的に1号井と同じブロック内に掘削されればそれによるT₂部層からの生産の進展が1号井における同部層の生産への寄与を早めることも考えられるのである。

具志頭R1号井について実施した物理検層は通常の電気検層(自然電位および比抵抗の測定)だけであった所要経費の関係で沖縄の民間企業としてはこれが限界であったろうがそのために天然ガス鉱床学的資料の取得に欠けるところが少なくなかった。R2号井については必要な種目の検層をすべて実施してこのようなことのないようにしたいものであるが企業にとってこれは大きな負担となる。しかもこのような検層によって得られる資料が公開されれば広く沖縄の天然ガス鉱床の探鉱・開発に役立つのだから公開を条件として何とか地方自治体なりが助成する方法はないものであろうか。



㊦ 竣工式における平良沖縄県知事の祝詞(知事の頭上の天然ガスをつめた色風船に注目された)



㊦ 勇気ある無料入浴客を待つ仮設露天浴場

10. あとがき

去る2月11・12の両日 琉球大学で開催された「沖縄の地質に関するシンポジウム」の席上 著者の1人福田は沖縄の天然ガスおよび付随資源について講演したところ 散会后学生の質問攻めにあった。沖縄に福田のような大きな資源があるということは聞いたことがない というのである。このように無い無い教育が徹底し かつドン・キホーテが突撃を敢行した幻の公害という名の風車が各地に作られている沖縄において 具志頭R1号井の掘削を可能にした当事者のご苦労は大変なものであったろう。また 本坑井を含む鉱区はもともと大豊不動産が申請中であったものである。結局同社と(株)沖縄余暇開発との話し合いで共同鉱業権とした上で今回の事業が行なわれたのである。これは 当事者が天然ガス鉱業について相当な知識をもっていなければできないことである。また 沖縄総合事務局および沖縄県の適切な行政指導も行なわれたことであろう。しかし 地元の理解がなければ このような事業はできるものではない。さらに 資源エネルギー庁石油部開発課のご理解によって 本坑井が昭和51年度の助成井の1つとなったことは まさに資金面でのカンフル注射であった。ここに 私ども地質調査所沖縄天然ガス研究グループの調査・研究の成果を活用する道をはじめて開いて下さった関係者各位に 45名のグループ員を代表して心から敬意を表する次第である。

しかし 具志頭R1号井が成功したといっても 沖縄における天然ガスおよび付随資源については 本格的な開発の前に調べておかなければならないことがある。そのうち 具志頭R1号井を含む既存の坑井についてやらなければならないことについては すでに述べておいたとおりである。次に 試験井が1つもない首里断層以北については 試験井による調査・測定・試験を中核とする総合的な調査・研究を 早急に計画・実施して欲しいものである。位置の選定が適切に行なわれれば この試験井は T_{13} 部層を対象としたもの およびその他の貯留層を対象としたものそれぞれ1本でもよい。これらの試験井が生産井としても使えるものになる確率はきわめて高いから 民間企業に余力があれば その試掘井として実施し 公開を条件として 坑井の仕上げに直接必要なもの以外の資料の取得に必要な経費を助成するとするならば 現在沖縄県が毎年計上している天然ガス関係の調査費だけでも相当なことができるであろう。試験井の位置選定に至るまでの調査・研究を含めて その活用が期待されている。以上に述べたことは 宮古島にもそのまま当てはまる。



㊦ 竣工式後の野外パーティ（知事 県会議長 商工会議所会頭以下 沖縄の名士数100人が参集した）

本稿に記したことの大半は (株)沖縄余暇開発の申請による昭和50・51両年度の受託調査によって得られた試・資料によるものである。擲筆に当り 公表を許された同社に対し 深く感謝の意を表する。

〔参考〕 本稿中の引用文献について さらに検討されたい場合には その大部分は下記の4論文の文献表に含まれているので 参照されたい。

- 福田 理ほか44名（地質調査所沖縄天然ガス研究グループ）
1971 沖縄における天然ガス資源調査の経緯と成果：石油技術協会誌 36巻 3号 153～169頁。
福田 理ほか17名（地質調査所沖縄天然ガス研究グループ地質・物探班）1971 琉球列島における新第三系：九州周縁海域の地質学的諸問題 90～101頁。
福田 理 1972 物理学的に見た水溶型ガス鉱床：岩井淳一教授記念論文集 525～536頁。
福田 理 1976 水溶型ヨウ素ガス鉱床について：天然ガス 19巻 9号 14～27頁。

以上の4論文の中に含まれていない文献は次のとおりである。

- 賀田貞一 1885 沖縄宮古八重山紀行：東京地学協会報告 第5号 3～46頁。
福田 理ほか24名（工業技術院地質調査所第6次沖縄天然ガス資源調査講師団）1970 第6次沖縄天然ガス資源調査現地報告書（未公表）：沖縄県工業試験所保管。
HOUSE, P. A., et al., 1975, Potential Power Generation and Gas Production from Gulf Coast Geopressure Reservoirs: UCRL-51813, Lawrence Livermore Laboratory, 40pp.
LEVORSEN, A. I., 1967, Geology of Petroleum: W. H. Freeman and Company, 724pp.
MUSKAT, M., 1949, Physical Principles of Oil Production: McGraw-Hill Book Company, INC., 922pp.
SVERDRUP, H. U., et al., 1949, The Ocean, Their Physics, and General Biology: Prentise-Hall, INC., 1087pp.