

(2) 遊離ガスの認定

大里 R-1 の深度 300m および 1,000m で実施された電気検層（有限会社日本ログテックが実施、比抵抗検層および自然電位検層：SP）では、SP がマイナスに振れている砂岩層において、long と short の比抵抗値（以下、 R_{long} 、 R_{short} ）の違いに注目すると、浅部では $R_{long} > R_{short}$ であり、深くなると $R_{long} \approx R_{short}$ 、さらに深度 200m 以深では $R_{long} < R_{short}$ となっている。これは、掘削泥水（地表水）の塩分濃度に比べ、地層水の塩分濃度が高い場合、泥水の坑壁からの浸入（invasion）によって説明できる。ところが、 T_1 層の上限付近（深度 390m 付近；図 2.2.22）では比抵抗値が大きく、 $R_{long} \approx R_{short}$ である。この直上には約 30m の泥岩層が発達しており、シールの役割を果たしていることから、この部分はガス層（あるいは少なくとも遊離ガスが存在）であると推定される。これは地震探鉱断面において、強反射として現れている可能性がある。

また、SP の振れ幅に注目すると、掘削泥水に変化が無いとすれば仮定すれば、相対的な地層水の塩分濃度を推定することも可能である、

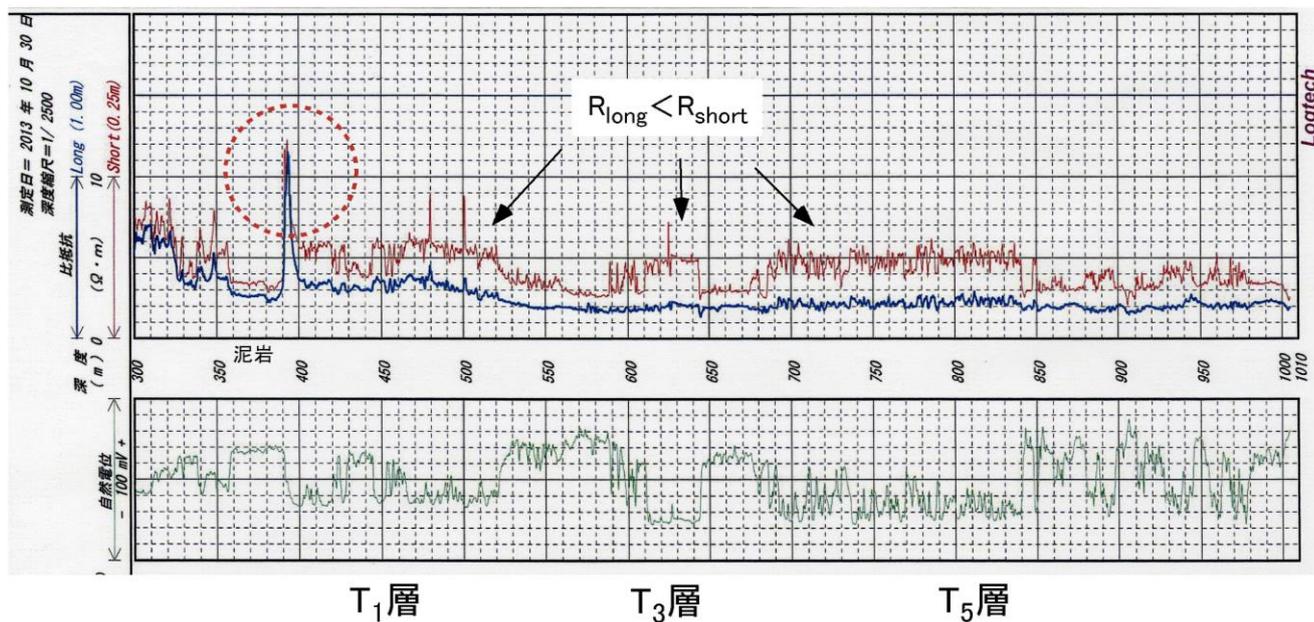


図 2.2.22 大里 R-1 の深度 1,000m で実施された検層図

(3) 砂岩優勢層の孔隙率

SP あるいは GR および比抵抗値の違いを用いて、砂岩優勢層 (T₇~T₁₃層) および基盤岩の比較的クリーンな砂岩を抽出し、 Δt 値から孔隙率 (ϕS) を算出した (表 2.2.6)。大里 R-1 では、T₁₃ 層において比抵抗値が異なる 2 種類の砂岩が認められるため、各々について孔隙率を算出した。

孔隙率の算出には以下の 2 種類の式を用いた。

① Raymar-Hunt の式

$$\phi S = (5/8) \times (\Delta t - \Delta t_{ma}) / \Delta t$$

ここで、 Δt は検層による測定値、 Δt_{ma} は matrix 値と呼ばれ、孔隙率が 0% の時の各岩質の Δt 値である。一般に、砂岩では $55 \mu \text{ sec/ft}$ が用いられる。豊見城層には $55 \mu \text{ sec/ft}$ を、基盤岩には $52 \mu \text{ sec/ft}$ を Δt_{ma} として用いた。

② Wyllies の式

$$\phi S = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \times 1/C_p$$

Δt 、 Δt_{ma} は①と同じであり、 Δt_f は泥水の Δt 値で、通常 $\Delta t_f = 189 \mu \text{ sec/ft}$ が用いられる。 C_p 値は圧密係数 (Compaction Factor) と呼ばれ、頁岩 (泥岩) の Δt 値が $100 \mu \text{ sec/ft}$ を超える軟らかい地層に対して、 $C_p = \text{頁岩(泥岩)の } \Delta t / 100$ を用い、それ以外の場合には、 $C_p = 1$ を用いる。

計算結果を表 2.2.6 に示す。本島南部では T₇ 層~T₁₃ 層および基盤岩、宮古島では島尻層群大神島層および八重山層群の砂岩層の孔隙率が得られた。Raymar-Hunt の式を用いた方が Wyllies の式を用いた場合よりも孔隙率の振幅が小さいので、本報告では Raymar-Hunt の式から計算した孔隙率を用いる。

T₇ 層~T₁₁ 層の孔隙率は 30% 前後であり、T₁₃ 層のそれは 20~25% であり、那覇 R-1 の方が大里 R-1 よりもやや大きい傾向が認められる。南城 R-1 では、コア試料 (T₉ 層) の孔隙率は 28% であり、 Δt から算出した孔隙率は 25~30% 程度であり、ほぼ同様の値である。また、大里 R-1 のコア試料の孔隙率は 21% (T₁₃ 層) であり、調和している。一方、基盤岩の孔隙率は那覇 R-1 が平均 7% であり、大里 R-1 の平均 12% (一部低孔隙率) よりも小さい。しかし、大里 R-1 のコア試料の孔隙率は 0.5% である。

大神島層の孔隙率は 26~30% であり、T₇ 層~T₁₁ 層の孔隙率と同程度である。また、八重山層群の孔隙率は 23~26% と T₇ 層~T₁₁ 層と T₁₃ 層の範囲内に入る。基礎試錐「宮古島沖」の砂岩コアの孔隙率は 12~21% である (円谷・佐藤, 1985)。

表 2.2.6 音波検層により算出した砂岩層の孔隙率

坑井名	深度 (m)	砂岩卓越層	岩相	Δt (μ /sec)	孔隙率 (ϕ S)		Δt_{ma} (μ /sec)	C_p	
					(1)	(2)			
那覇R-1									
	600 ~ 607	T ₉	砂岩	110	31	34	55	1.2	
	618 ~ 626		砂岩	115	33	37	55	1.2	
		T ₁₀ Shale	泥岩	120					
	790 ~ 797	T ₁₁	砂岩	119	33	39	55	1.2	
	797 ~ 811		砂岩	117	33	39	55	1.2	
		T ₁₂ Shale	泥岩	115					
	906 ~ 909	T ₁₃	礫岩	82	20	20	55	1.0	
	911 ~ 914		礫岩	75	17	15	55	1.0	
	926 ~ 934		砂岩	102	29	35	55	1.0	
	953 ~ 958		砂岩	102	29	35	55	1.0	
	976 ~ 980		礫岩	94	26	29	55	1.0	
	986 ~ 999		砂岩	61	9	6	52	1.0	
	1,034 ~ 1,039	基盤岩	砂岩	58	7	4	52	1.0	
	1,085 ~ 1,093		砂岩	59	7	5	52	1.0	
	1,108 ~ 1,113		砂岩	58	6	4	52	1.0	
	1,204 ~ 1,205		砂岩	58	6	4	52	1.0	
大里R-1									
	1,031 ~ 1,036	T ₇	砂岩	106	30	35	55	1.1	
	1,058 ~ 1,062		砂岩	103	29	33	55	1.1	
		T ₈ Shale	泥岩	110					
	1,157 ~ 1,161	T ₉	砂岩	98	27	29	55	1.1	
	1,162 ~ 1,167		砂岩	96	27	28	55	1.1	
		T ₁₀ Shale	泥岩	110					
	1,319 ~ 1,321	T ₁₁	砂岩	111	32	38	55	1.1	
	1,328 ~ 1,331		砂岩	111	32	38	55	1.1	
		T ₁₂ Shale	泥岩	110					
	1,511 ~ 1,513	T ₁₃	低比砂岩	91	25	27	55	1.0	
	1,518 ~ 1,520		抵抗砂岩	92	25	27	55	1.0	
	1,513 ~ 1,514		高比砂岩	79	19	18	55	1.0	
	1,517 ~ 1,518		抵抗砂岩	82	21	20	55	1.0	
	1,520 ~ 1,521		砂岩	83	21	21	55	1.0	
	1,659 ~ 1,665		砂岩	68	15	12	52	1.0	
	1,689 ~ 1,696	基盤岩	砂岩	75	19	17	52	1.0	
	1,735 ~ 1,740		砂岩	54	2	1	52	1.0	
	1,791 ~ 1,795		砂岩	63	11	8	52	1.0	
宮古R-1									
	1,291 ~ 1,302		砂岩	106	30	35	55	1.1	
	1,357 ~ 1,367		泥岩	110					
	1,529 ~ 1,535		砂岩	107	30	35	55	1.1	
	1,563 ~ 1,572	大神島層	砂岩	105	30	34	55	1.1	
	1,617 ~ 1,646		泥岩	105					
	1,723 ~ 1,730		砂岩	101	28	31	55	1.1	
	1,779 ~ 1,798		砂岩	96	27	31	55	1.0	
	1,818 ~ 1,832		砂岩	100	28	33	55	1.0	
	1,876 ~ 1,903		砂岩	96	27	31	55	1.0	
	1,966 ~ 1,978		砂岩	95	26	30	55	1.0	
	2,039 ~ 2,061			砂岩	88	23	24	55	1.0
	2,114 ~ 2,134		八重山層群	砂岩	92	25	28	55	1.0
	2,181 ~ 2,188			砂岩	92	25	28	55	1.0
	2,224 ~ 2,242	砂岩		90	24	26	55	1.0	
	2,303 ~ 2,323	砂岩		94	26	29	55	1.0	
	2,350 ~ 2,363	砂岩		88	23	24	55	1.0	
	2,400 ~ 2,412	砂岩		90	24	26	55	1.0	

(1): Raymar-Hunt, (2): Wyllies

(4) 地層水塩分濃度の推定

今回取得した検層データからは、地層中の水飽和率(S_w)を求める基本式である Archie の式を変形して算出する方法が適用可能である。Archie の式は、以下のように示される。

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \cdot \frac{R_w}{R_t} \quad \dots \dots \text{Archie の式}$$

S_w : Saturation of Water、 a : Tortuosity factor、 m : Cementation Factor、 n : Saturation Exponent

R_w : Resistivity of formation water、 R_t : Resistivity(ILD)

豊見城層の砂岩層については、通常砂岩に用いられる $a=0.62$ 、 $m=2.15$ 、 $n=2$ (Humble の式)を用いて S_w を算出する。水溶性ガスは地下状態では水層に溶けているので、 $S_w=1$ となる。したがって、上の式は次のように変形できる。

$$R_w = R_t \cdot \phi^{2.15/0.62}$$

この式に R_t (invasion を受けていない部分の比抵抗値=探査深度の深いツールの測定値)と音波検層より算出した孔隙率を代入することにより、 R_w (地層水の比抵抗値)を計算することができる。 R_w は温度により変化するため、Schlumberger 社のチャート (Gen-9) を用いて地層水の塩分濃度を求めた。

基盤岩のような固結した地層に対しては、炭酸塩岩で用いられる $a=1$ 、 $m=2$ 、 $n=2$ (Archie の式)を用いて地層水の塩分濃度を産出した。

$$R_w = R_t \cdot \phi^2$$

このような方法により推定した地層水の塩分濃度を表 2.2.7 に示す。大里 R-1 ではインダクション検層が実施されなかったため、 R_t としてノルマル検層の long を用いた。そのため、全体に低い塩分濃度となっている。インダクション検層はノルマル検層よりも探査深度が深く (インダクション deep : 約 3m, ノルマル long : 0.7~1m), 泥水のインベージョン (泥水の地層への浸入) の影響がほぼ届かない範囲での比抵抗が測定可能である。

島尻層群では T_7 層から T_{13} 層に向かい地層水の塩分濃度が低くなる傾向が認められる。基盤岩の地層水の塩分濃度は大里 R-1 では 1,600~3,000 ppm と非常に低い値であり、一方那覇 R-1 では 27,000~62,000 ppm と高い値となっている。 T_{13} 層と基盤岩を仕上げた那覇 R-1 や大里 R-1 で産出した地層水の塩分濃度は約 20,000 ppm であり、基盤岩中の砂岩の性質や固結度の高い岩石での孔隙率の算出方法、フラクチャーの貢献、定数 (a, m, n) の選定などが今回の方法に適していないことを示唆するものである。

表 2.2.7 検層から算出した地層水の塩分濃度

坑井名	深度 (m)	砂岩卓越層	岩相	比抵抗値 (ohmm) ILD	ϕS (%) (1)	Rw (ohmm)	温度 (°C)	塩分濃度 (ppm)	備考
那覇R-1									
	600 ~ 607		T ₉ 砂岩	2.0	31	0.26	38	18,000	(3)
	618 ~ 626		T ₉ 砂岩	1.7	33	0.25	38	17,500	(3)
	790 ~ 797		T ₁₁ 砂岩	1.6	33	0.25	41	17,000	(3)
	797 ~ 811		T ₁₁ 砂岩	1.8	33	0.27	42	16,000	(3)
	906 ~ 909		礫岩	8.0	20	0.42	44	9,500	(3)
	911 ~ 914		礫岩	6.4	17	0.22	44	19,000	(3)
	926 ~ 934		T ₁₃ 砂岩	2.3	29	0.26	44	16,000	(3)
	953 ~ 958		砂岩	2.3	29	0.25	45	16,000	(3)
	976 ~ 980		礫岩	4.0	26	0.35	45	11,500	(3)
	986 ~ 999		砂岩	20.9	9	0.16	45	27,000	(4)
	1,034 ~ 1,039		砂岩	25.8	7	0.11	46	40,000	(4)
	1,085 ~ 1,093	基盤	砂岩	27.0	7	0.14	48	30,000	(4)
	1,108 ~ 1,113		砂岩	16.9	6	0.07	48	62,000	(4)
	1,204 ~ 1,205		砂岩	27.3	6	0.11	50	37,000	(4)
大里R-1									
					Long				
	1,031 ~ 1,036		T ₇ 砂岩	4.6	30	0.31	45	13,000	(3)
	1,058 ~ 1,062		T ₇ 砂岩	6.2	29	0.36	46	11,000	(3)
	1,157 ~ 1,161		T ₉ 砂岩	7.7	27	0.40	48	9,000	(3)
	1,162 ~ 1,167		T ₉ 砂岩	7.6	27	0.40	48	9,000	(3)
	1,319 ~ 1,321		T ₁₁ 砂岩	5.2	32	0.35	51	10,000	(3)
	1,328 ~ 1,331		T ₁₁ 砂岩	4.7	32	0.30	51	12,000	(3)
	1,511 ~ 1,513		低比抵抗 砂岩	8.0	25	0.50	55	6,500	(3)
	1,518 ~ 1,520		低比抵抗 砂岩	7.3	25	0.47	55	7,000	(3)
	1,513 ~ 1,514	T ₁₃	高比抵抗 砂岩	9.6	19	0.30	55	11,500	(3)
	1,517 ~ 1,518		高比抵抗 砂岩	9.4	21	0.33	55	10,000	(3)
	1,520 ~ 1,521		高比抵抗 砂岩	9.2	21	0.33	55	10,000	(3)
	1,659 ~ 1,665		砂岩	22.9	15	1.21	57	3,000	(4)
	1,689 ~ 1,696	基盤	砂岩	18.6	19	1.50	58	2,500	(4)
	1,735 ~ 1,740		砂岩	158.4	2	0.18	59	1,600	(4)
	1,791 ~ 1,795		砂岩	41.0	11	1.15	61	2,900	(4)
宮古R-1									
	1,291 ~ 1,302		砂岩	1.6	30	0.19	52	20,000	(3)
	1,529 ~ 1,535		砂岩	1.3	30	0.16	57	21,000	(3)
	1,563 ~ 1,572		砂岩	1.0	30	0.12	57	30,000	(3)
	1,723 ~ 1,730	大神島層	砂岩	1.1	28	0.12	61	29,000	(3)
	1,779 ~ 1,798		砂岩	1.9	27	0.18	62	17,500	(3)
	1,818 ~ 1,832		砂岩	1.7	28	0.18	63	17,000	(3)
	1,876 ~ 1,903		砂岩	1.8	27	0.17	64	18,000	(3)
	1,966 ~ 1,978		砂岩	1.9	26	0.17	66	17,500	(3)
	2,039 ~ 2,061		砂岩	3.0	23	0.21	67	14,000	(3)
	2,114 ~ 2,134	八重山層群	砂岩	2.3	25	0.19	69	15,000	(3)
	2,181 ~ 2,188		砂岩	2.7	25	0.23	70	12,000	(3)
	2,224 ~ 2,242		砂岩	2.3	24	0.17	71	17,000	(3)
	2,303 ~ 2,323		砂岩	1.4	26	0.12	73	24,000	(3)
	2,350 ~ 2,363		砂岩	1.6	23	0.11	74	26,000	(3)
	2,400 ~ 2,412		砂岩	1.4	24	0.11	75	26,000	(3)

(3): Humblesの式, (4): Archieの式

2-4. 試料分析結果

(1) 根源岩分析結果

各坑井毎の分析結果を表 2.2.8~10 と図 2.2.23~25 に示す。有機炭素量 (Total Organic Carbon: TOC) は本島南部の那覇 R-1 では 0.06~0.62wt%、大里 R-1 では 0.08~0.55wt% であるが、ほとんどが 0.5 wt%未満の貧 (Poor) である。豊見城層の平均値はそれぞれ 0.40wt%, 0.43 wt%であり、基盤岩の平均値 (それぞれ 0.33wt%, 0.27 wt%) よりはやや高い。S₂もそれぞれ 0.18mg/g rock 以下、0.21 mg/g rock 以下と低く、すべて貧である。南城 R1(加藤ほか, 2012)では、T₁₃層付近で TOC が 1wt%を超えている。水素指数 (Hydrogen Index: H.I.) もそれぞれ 40 mg/g rock 以下、45 mg/g rock 以下と低く、すべて貧である。水素指数と酸素指数 (Oxygen Index: O.I.) のプロット (図 2.2.26) ではいずれも Type III よりも水素指数が低い領域にプロットされ、ほとんど根源岩能力はないと判断される。

表 2.2.8 那覇 R-1 の根源岩分析結果

深度 (m)	試料の 種類	層準	TOC (wt%)	ロックエバル分析						Ro (%)
				S ₁ (mg/g rock)	S ₂ (mg/g rock)	S ₃ (mg/g rock)	H.I. (mg/g)	O.I. (mg/g)	Tmax (°C)	
	550	CT 豊見城層								0.27
1	600	CT 豊見城層	0.42							
2	650	CT 豊見城層	0.44							
3	700	CT 豊見城層	0.42							
4	750	CT 豊見城層	0.45							
5	800	CT 豊見城層	0.38							
6	850	CT 豊見城層	0.45	0.01	0.18	0.57	40	127	428	
7	900	CT 豊見城層	0.45	0.01	0.14	0.62	31	138	418	(0.35)
8	943	コア 豊見城層	0.15							
9	950	CT 豊見城層	0.44							
10	1,000	CT 基盤岩	0.11							
11	1,027	コア 基盤岩	0.06							(4.3)
12	1,050	CT 基盤岩	0.16							
13	1,100	CT 基盤岩	0.40							
14	1,150	CT 基盤岩	0.35							
15	1,165	コア 基盤岩	0.45	0.01	0.02	0.10	4	20		(5.7)
16	1,200	CT 基盤岩	0.62	0.01	0.01	0.11	2	18		
17	1,243	CT 基盤岩	0.44	0.01	0.01	0.22	2	50		

GT:カッティングス

()は信頼度が低い

一方、宮古 R-1 では石炭や石炭を含む層準で TOC が高く、島尻層群の平均値は 0.51wt%、八重山層群は石炭の 2 試料を除いた平均値が 0.61wt%である。S₂も島尻層群で 1 を超えるものが 3 試料ある。水素指数-酸素指数プロット (図 2.2.26) でも石炭あるいはそれを含む層準は Type II に近い位置にプロットされ、良好な根源岩と判断される。

またその他の試料（特に八重山層群）も TypeⅢのやや下方にプロットされ、根源岩になりうると判断される。

熟成度指標である Tmax は本島南部の島尻層群の一部の試料で 430℃を超えているが、深度に対し明瞭な傾向も認められないことやビトリナイト反射率 (Ro) が 0.5%未満であることから、未熟成と判断と判断される。基盤岩は測定点数がすくないが Ro はいずれの試料も 4%を超えており、過熟成である。宮古 R-1 では Tmax は 430℃を超えるものがあるが、石炭や TypeⅢであることを考えれば Ro の信頼性がより高く、島尻層群も八重山層群 (Ro が 0.4%程度) も未熟成と判断される。地表の島尻層群の石炭の Ro はさらに低い。

表 2.2.9 大里 R-1 の根源岩分析結果

深度 (m)	試料の 種類	層準	TOC (wt%)	ロックエバル分析						Tmax (°C)	Ro (%)
				S ₁	S ₂	S ₃	H.I. (mg/g)	O.I.			
1	505	CT 豊見城層	0.28								
2	550	CT 豊見城層	0.42								
3	600	CT 豊見城層	0.47	0.02	0.19	0.58	40	123	428		
4	650	CT 豊見城層	0.42								
5	700	CT 豊見城層	0.44	0.01	0.20	0.38	45	86	428		
6	750	CT 豊見城層	0.39								
7	800	CT 豊見城層	0.48	0.01	0.16	0.81	33	169	442		
8	850	CT 豊見城層	0.32								
9	900	CT 豊見城層	0.43	0.01	0.16	0.56	37	130	430		
10	950	CT 豊見城層	0.39								
11	1,000	CT 豊見城層	0.48	0.01	0.21	0.63	44	131	435		
12	1,050	CT 豊見城層	0.44	0.01	0.14	0.53	32	120	433		
13	1,100	CT 豊見城層	0.42		0.14	0.73	33	174	427		
14	1,150	CT 豊見城層	0.51	0.01	0.18	0.60	35	118	428		
15	1,200	CT 豊見城層	0.43								
16	1,250	CT 豊見城層	0.43								
17	1,300	CT 豊見城層	0.43	0.00	0.14	0.35	33	81	425		
18	1,350	CT 豊見城層	0.42								
19	1,400	CT 豊見城層	0.48	0.01	0.19	0.38	40	79	425		
20	1,450	CT 豊見城層	0.46	0.01	0.17	0.28	37	61	418	0.34	
21	1,500	CT 豊見城層	0.50	0.00	0.16	0.34	32	68	426		
22	1,537.5	コア 豊見城層	0.31	0.00	0.11	0.18	35	58	425	0.29	
23	1,550	CT 基盤岩	0.39	0.00	0.10	0.28	26	72	421		
24	1,600	CT 基盤岩	0.55	0.00	0.01	0.06	2	11	420	(5.4)	
25	1,650	CT 基盤岩	0.21								
26	1,700	CT 基盤岩	0.30	0.00	0.02	0.13	7	43	415	(4.4)	
27	1,750	CT 基盤岩	0.13								
28	1,780	コア 基盤岩	0.08	0.00	0.00	0.22	0	275	494	(4.6)	
29	1,800	CT 基盤岩	0.24	0.00	0.02	0.19	8	79	418		

GT: カッティングス

()は信頼度が低い

表 2. 2. 10 宮古 R-1 の根源岩分析結果

深度 (m)	試料の 種類	層準	TOC (wt%)	ロックエバル分析						Ro (%)	
				S ₁ (mg/g rock)	S ₂ (mg/g rock)	S ₃ (mg/g rock)	H.I. (mg/g)	O.I. (mg/g)	Tmax (°C)		
1	550	CT	島尻層群	0.06							
2	600	CT	島尻層群	0.55	0.10	0.27	2.24	49	407	436	
3	650	CT	島尻層群	0.35							
4	700	CT	島尻層群	0.36							
5	750	CT	島尻層群	0.36							
6	800	CT	島尻層群	0.39	0.02	0.17	0.60	44	154	424	
7	850	CT	島尻層群	0.33							
8	900	CT	島尻層群	0.43	0.02	0.15	0.62	35	144	419	0.51
9	950	CT	島尻層群	0.41							
10	1,000	CT	島尻層群	0.35							
11	1,050	CT	島尻層群	0.35							
12	1,100	CT	島尻層群	0.23							
13	1,150	CT	島尻層群	0.63	0.01	0.18	1.05	29	167	431	
14	1,200	CT	島尻層群	0.36							
15	1,250	CT	島尻層群	0.65	0.44	1.89	2.97	291	457		
16	1,300	CT	島尻層群	0.35							
17	1,350	CT	島尻層群	0.28							
18	1,400	CT	島尻層群	0.35							
19	1,467.1	コア	島尻層群	0.00							
20	1,700	CT	島尻層群	0.48							
21	1,750	CT	島尻層群	2.01	0.05	1.86	0.99	93	49	435	
22	1,800	CT	島尻層群	3.32	0.15	5.96	1.05	179	32	430	
23	1,900	張り付き	島尻層群								0.38
24	2,000	CT	島尻層群	0.49	0.03	0.31	0.43	63	88	434	
25	2,100	CT	八重山層群	0.91	0.07	0.07	0.68	75	66	435	
26	2,150	CT	八重山層群	0.57	0.12	0.41	0.51	72	89		
27	2,173	CT	八重山層群	60.2	4.67	174	10.2	288	17	426	0.42
28	2,175	CT	八重山層群	15.7	0.59	46.8	2.49	299	16	428	0.43
29	2,200	CT	八重山層群	0.61	0.16	0.60	0.81	98	133	430	
30	2,250	CT	八重山層群	0.54	0.04	0.43	1.18	80	219	430	
31	2,300	CT	八重山層群	0.61	0.09	0.63	0.43	103	70	432	0.40
32	2,350	CT	八重山層群	0.44							
33	2,367	コア	八重山層群	0.96	0.01	0.90	0.53	94	55	433	
34	2,400	CT	八重山層群	0.82	0.07	0.81	0.53	99	65	432	0.40
35	大神島	地表	島尻層群	61.9	11.9	155	11.5	251	19	361	0.21

GT: カッティングス

()は信頼度が低い

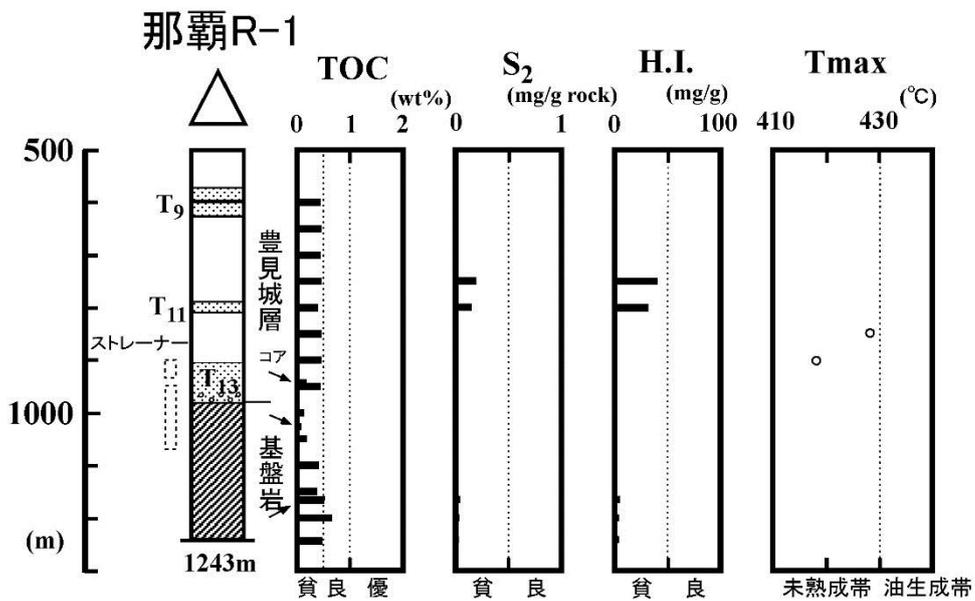


図 2. 2. 23 根源岩評価パラメータの深度変化(那覇 R-1)

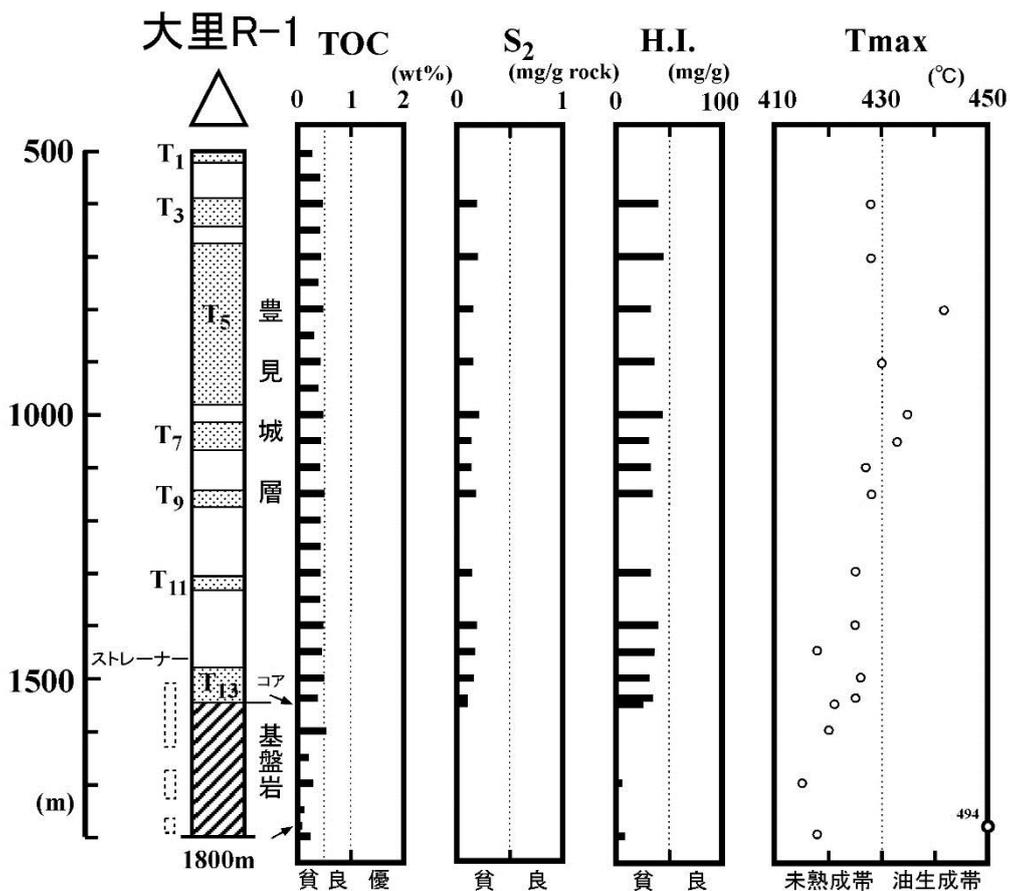


図 2. 2. 24 根源岩評価パラメータの深度変化(大里 R-1)

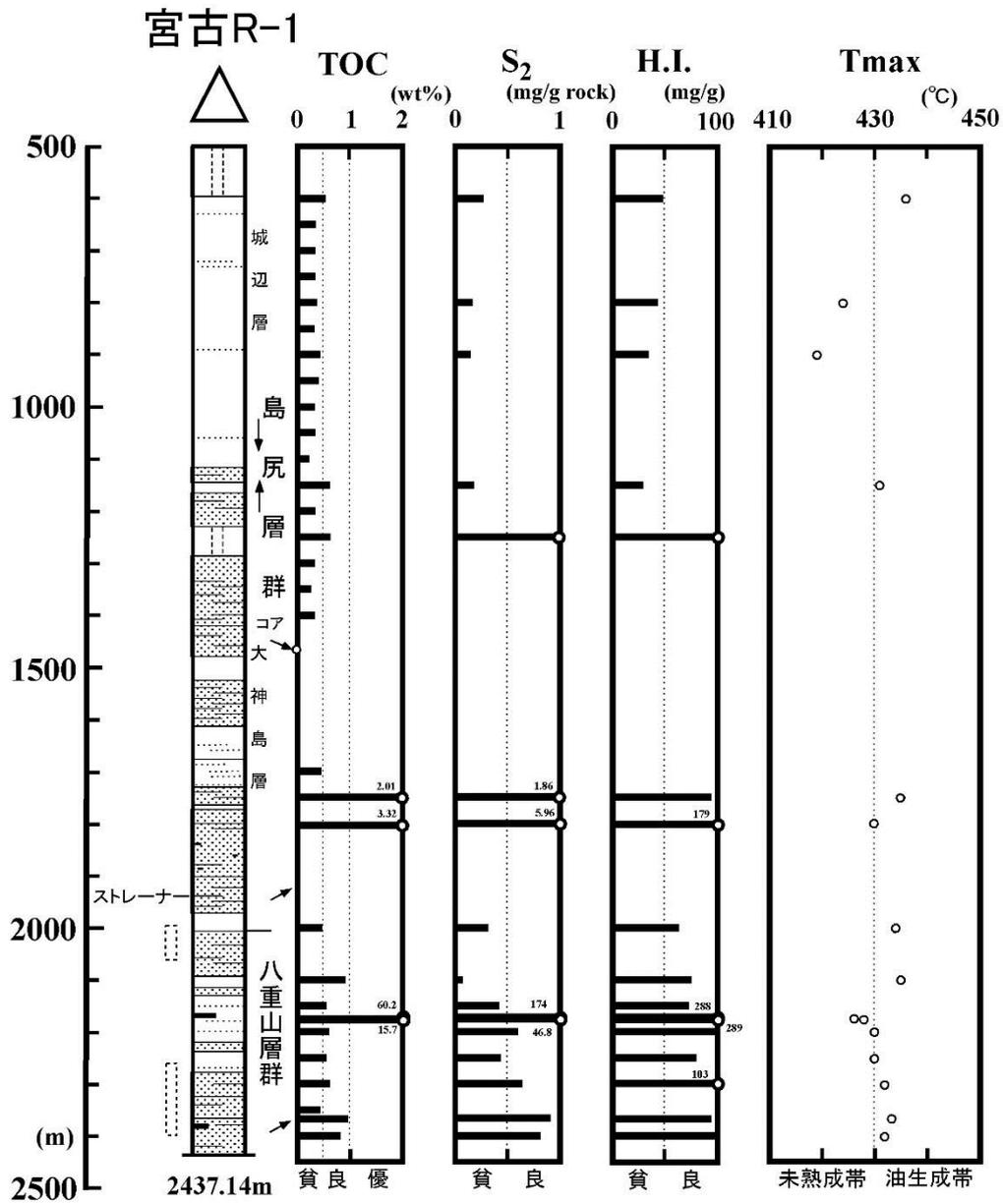


図 2. 2. 25 根源岩評価パラメータの深度変化 (宮古 R-1)

水素指数 (mg HC/g TOC)

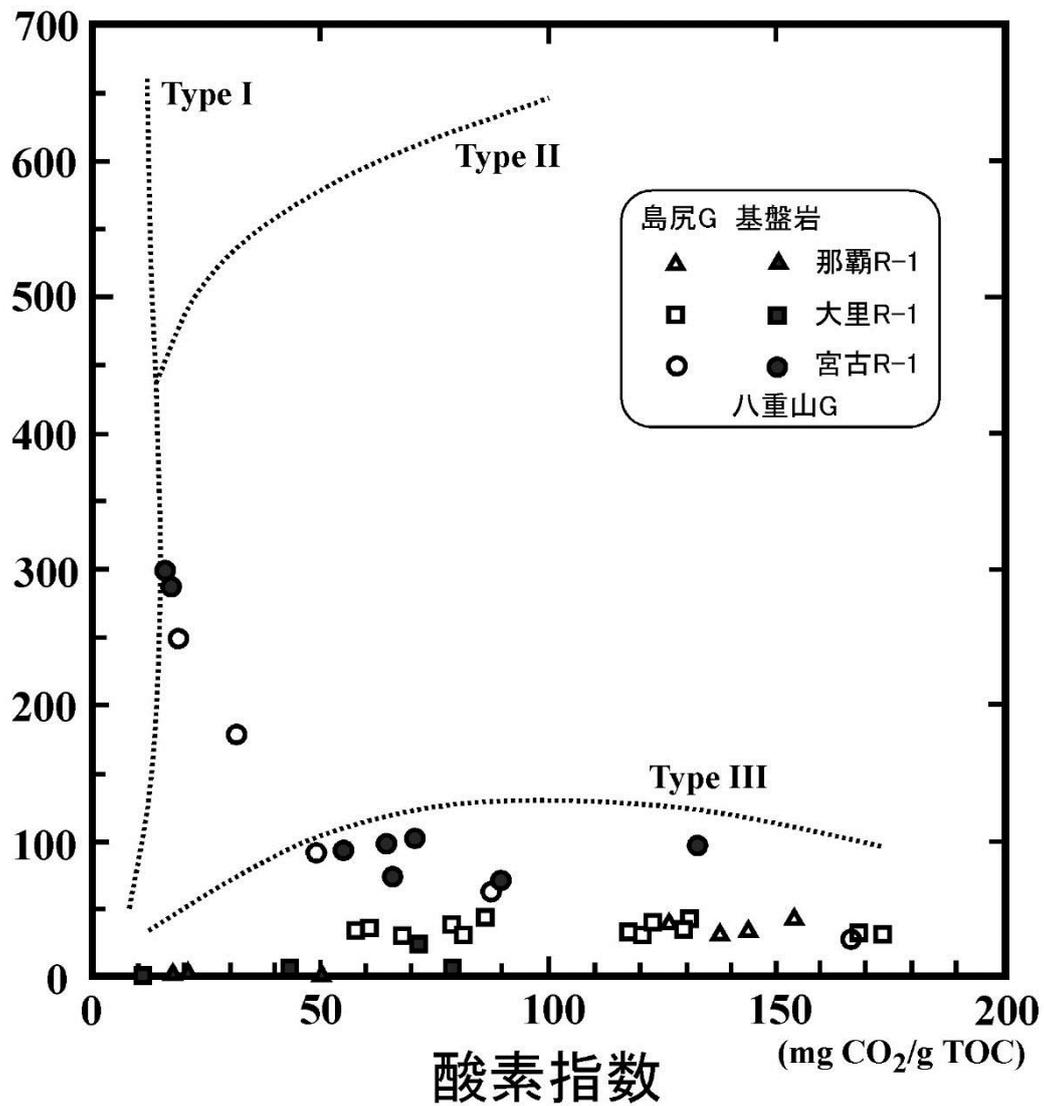


図 2.2.26 水素指数－酸素指数プロット

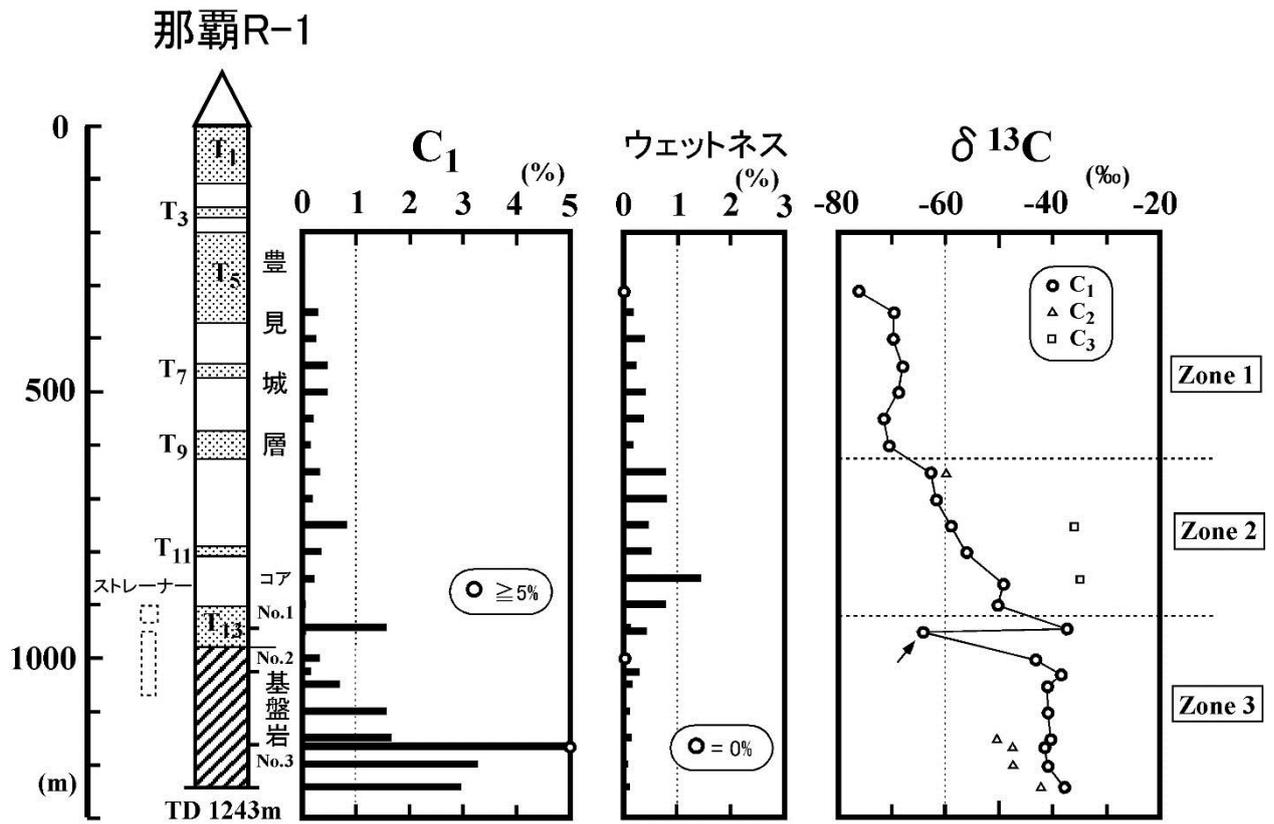


図 2.2.27 ヘッドスペースガスの深度変化 (那覇 R-1)

2.2 大里 R-1

分析結果を表 2.2.12 に示す。C₁ と C₂ は全深度で、C₃ は深度 1,600m 以深の基盤岩の一部を除き検出されている。C₄ や C₅ は深度 800m 以浅の浅部や深度 1,600m 以深の基盤岩では検出されないが、豊見城層下部では多くの深度で検出されている。C₁ 量は豊見城層の上部と基盤岩で多く、5%を超えるものもある。南城 R1(加藤ほか, 2012)と比較すると、浅部で明らかに C₁ 量が多い。ウェットネスは全体的に低く、1%未満が多いが、深度 1,450m は約 15% と高く、T₁₁ 層～T₁₃ 層間の泥岩部分で高い傾向は南城 R1 でも認められる。

また、基盤岩ではウェットネスが 0.8% 未満と低い傾向にある (表 2.2.12)。これらのガス組成と δ¹³C₁ の深度変化に基づいて、深度 500m 以深の掘削区間は大きく 3 つのゾーンに分けられる (図 2.2.28)。すなわち、上位から深度 505～1,100m 間 (ゾーン 1)、深度 1,150～1,350m 間 (ゾーン 2)、深度 1,400～1,800m 間 (ゾーン 3) である。基盤岩と T13 層のガス(主に C₁)は熱分解ガスからなるのに対し、上位層 (豊見城層中・上部) の C₁ は一部を除き微生物ガスである。深度 700m と 850m は熱分解ガスが主体である (図の矢印)。これらのゾーンは δ¹³C₁ - C₁/(C₂+C₃) 比プロット (図 2.2.29) でも容易に区別できる。一般に、吸着ガスは坑口で採取したガスに比べ重い成分 (C₂ 以上) に富んでいるため、C₁/(C₂+C₃) 比は小さくなる。また、ガスの移動過程では重い成分は岩石の表面に吸着され易いので、移動距離が長くなるほどこの比は大きくなる。

表 2.2.12 大里 R-1 のヘッドスペースガス分析結果

深度 (m)	試料の 種類	層準	O ₂ (%)	N ₂ (%)	炭 化 水 素 (ppm)										CO ₂ (ppm)	ウェットネス (%)	C ₁ / (C ₂ +C ₃)	C ₂ / C ₃	i-C ₄ / n-C ₄	δ ¹³ C (‰)						
					C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	n-C ₆	C ₁	C ₂						C ₃	i-C ₄					
1	505	CT	豊見城層	1.35	92.69	56,230	80	2							3,318	0.15	687	48					-64.5	-58.4		
2	550	CT	豊見城層	1.40	93.95	42,088	72	21							4,328	0.22	453	3.5					-66.7	-58.8	-34.1	
3	600	CT	豊見城層	5.29	93.49	4,749	26	4							7,425	0.63	158	6.6					-64.6	-60.0		
4	650	CT	豊見城層	1.66	93.15	47,367	79	13							4,441	0.19	514	6.2					-63.9	-59.2	-33.8	
5	700	CT	豊見城層	1.47	97.10	2,804	12	11							11,461	0.81	122	1.2					-38.4			
6	750	CT	豊見城層	1.52	96.95	552	3	5							14,727	1.39	71	0.70					-60.0			
7	800	CT	豊見城層	1.74	94.61	24,155	67	19							12,195	0.36	280	3.5					-61.3	-59.9	-35.8	
8	850	CT	豊見城層	1.38	96.99	7,398	13	20							8,872	0.45	220	0.67					-30.5	-55.7	-34.4	
9	900	CT	豊見城層	4.45	92.49	11,732	29	12	2						18,805	0.36	284	2.4					-61.4	-54.6	-36.9	
10	950	CT	豊見城層	1.72	96.87	9,194	39	31	12	3	11				4,822	0.92	131	1.2	3.5				-61.2	-56.0	-38.0	-29.3
11	1,000	CT	豊見城層	1.43	96.80	7,487	25	14	7	2	9				10,225	0.64	193	1.8	3.3				-59.9	-62.4	-34.9	
12	1,050	CT	豊見城層	1.51	98.05	4,357	22	18	10	4	17	1	1		1.23	108	1.2	2.6					-61.7	-59.1	-37.5	-23.4
13	1,100	CT	豊見城層	1.80	98.09	1,080	4	3	2						0.83	145	1.4						-58.5			
14	1,150	CT	豊見城層	1.39	97.35	12,079	39	11	9	2	8				406	0.49	244	3.6	5.1				-55.3	-58.2	-36.8	-26.9
15	1,200	CT	豊見城層	1.41	97.09	14,396	61	34	27	5	21	2			451	0.88	151	1.8	2.0				-53.3	-53.5	-35.4	-25.7
16	1,250	CT	豊見城層	1.39	96.97	15,658	47	29	18	5	17	2			637	0.62	206	1.6	3.8				-48.7	-49.3	-33.8	-24.8
17	1,300	CT	豊見城層	1.39	97.93	6,770	30	16	12	4	18	2	1		0.92	146	1.8	3.0					-47.1	-47.0	-35.3	-26.4
18	1,350	CT	豊見城層	1.41	98.35	2,086	14	9	7	2	8	1			255	1.52	90	1.5	3.3				-47.9	-44.1		
19	1,400	CT	豊見城層	1.33	97.75	803	6	16	10	3	12				8,355	4.14	37	0.36	3.5				-35.8		-36.5	-30.0
20	1,450	CT	豊見城層	3.12	96.86	193	3	18	10	2	8				14.95	9.0	0.18	4.3					-34.3		-35.6	-29.3
21	1,500	CT	豊見城層	1.32	96.30	3,356	8	10	7	2	10	1			20,396	0.81	180	0.83	3.5				-41.2		-38.2	
22	1,538	コア	豊見城層	1.32	95.43	29,355	55	14	3		4				3,034	0.24	429	3.9					-35.3	-38.9	-35.8	
23	1,550	CT	基盤岩	2.07	96.75	9,326	25	14	9	2	8				2,447	0.53	241	1.7					-32.8	-47.8	-36.1	-26.9
24	1,600	CT	基盤岩	6.58	87.10	61,178	33								1,923	0.05	1,833						-36.1	-44.1		
25	1,650	CT	基盤岩	4.89	91.56	29,674	51	5							5,730	0.19	525	10					-35.7	-38.1		
26	1,700	CT	基盤岩	7.99	91.15	7,876	25	3							641	0.35	288	9					-36.3	-40.9		
27	1,750	CT	基盤岩	5.04	94.37	3,050	22	1							2,832	0.76	130	16					-35.1	-34.7		
28	1,780	コア	基盤岩	13.55	78.09	83,574	42				1				0.05	1,975							-36.8	-43.1		
29	1,800	CT	基盤岩	3.64	95.79	5,703	15								0.26	377							-40.0			

ウェットネス=(C₂+C₃+i-C₄+n-C₄)/(C₁+C₂+C₃+i-C₄+n-C₄)×100
CT:カッティングス

一方、 $\delta^{13}\text{C}_1$ は移動過程では変化しないと考えられている。これらを考慮すると、ゾーン1は微生物ガス、ゾーン3は熱分解ガス、そしてゾーン2は微生物ガスと熱分解ガスの混合と解釈される。

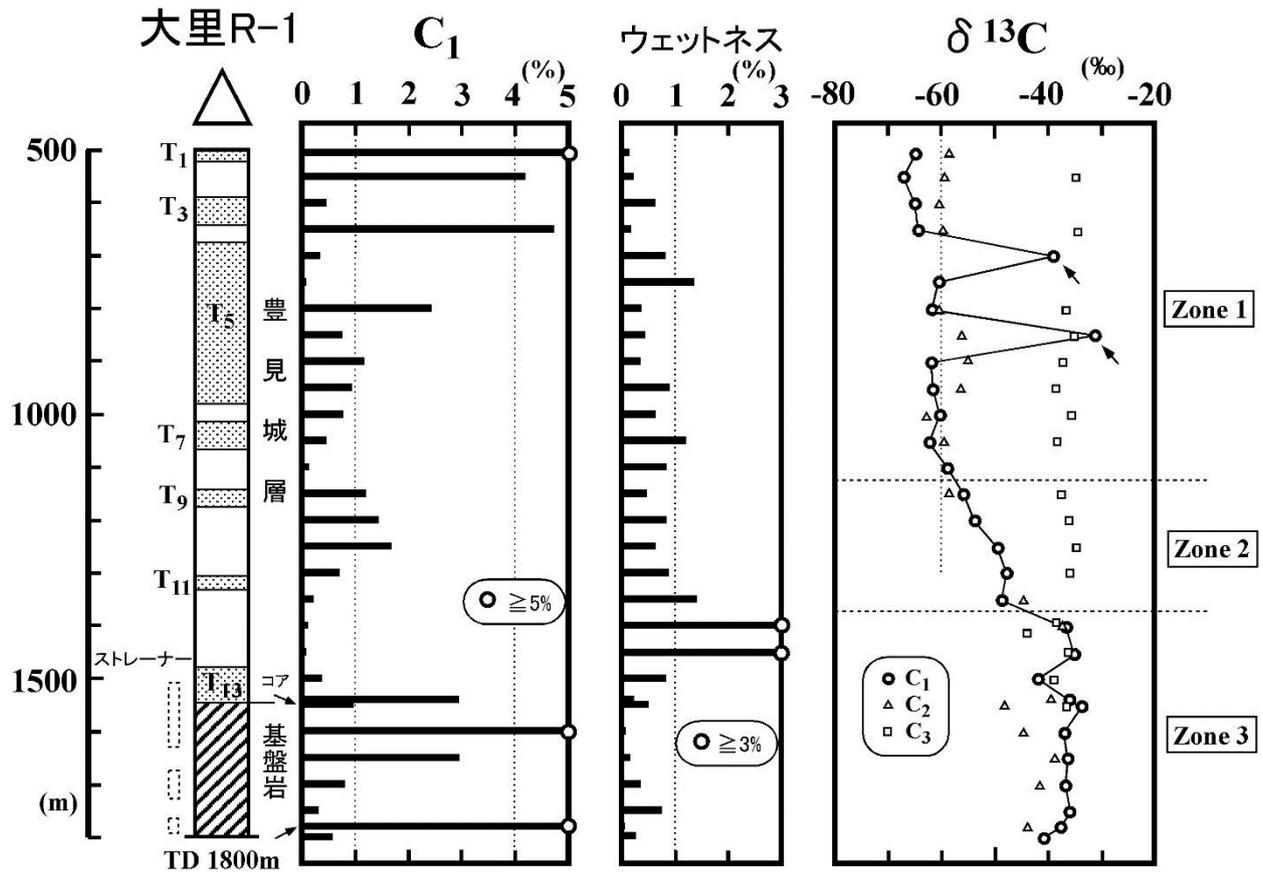


図 2.2.28 ヘッドスペースガスの深度変化 (大里 R-1)

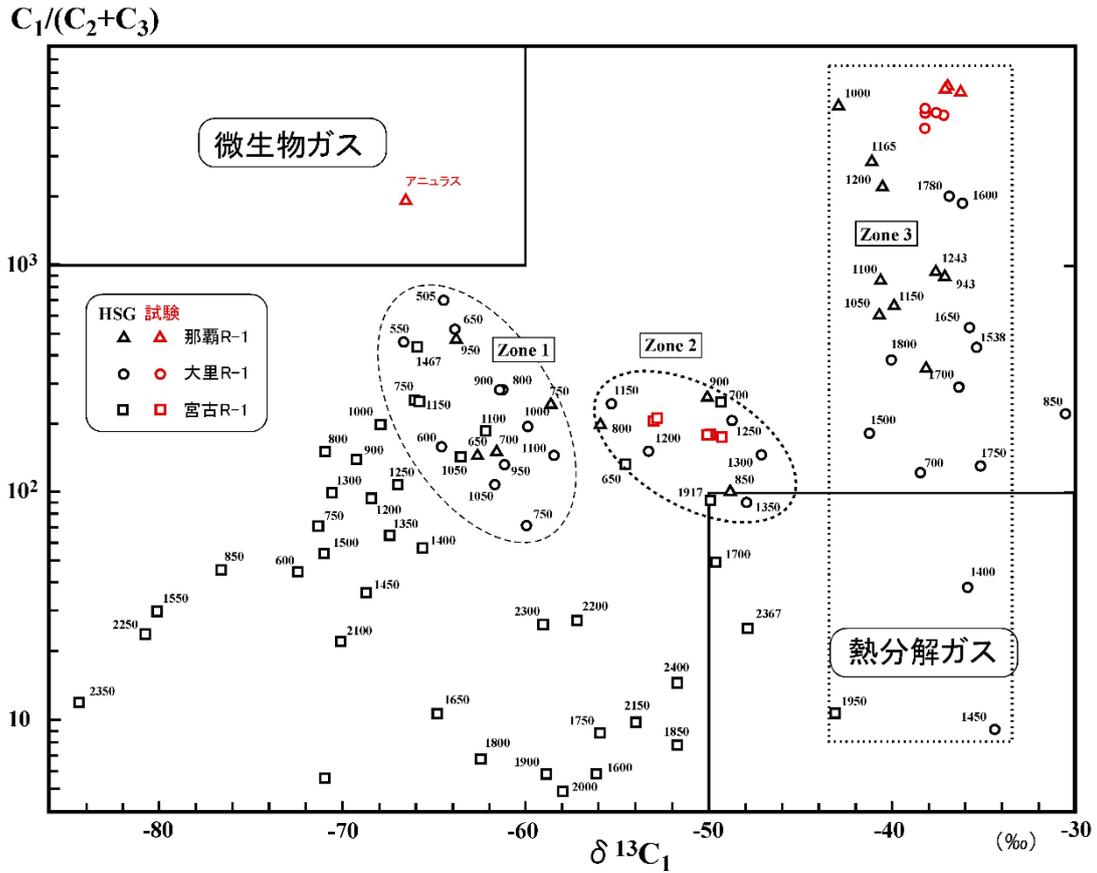


図 2. 2. 29 $\delta^{13}C_1 - C_1/(C_2+C_3)$ 比プロット

$\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$ プロット(図 2.2.30)でも、これらのゾーンは容易に区別できるが、ゾーン 1 はさらに深度 505~650m のグループと深度 800~1,050m のグループの 2 つに細分できる。また、ゾーン 2 は深部に向かって $\delta^{13}C_1$ と $\delta^{13}C_2$ が熱分解ガスに向かって共に重くなっており、低熟成度域における熟成の進行を表していると推定される。ゾーン 3 は主に $\delta^{13}C_2$ が変化しており、 C_1 と C_2 の起源が異なる(前者は熱分解ガスであり、後者は微生物ガスあるいは低熟成度の熱分解ガス)ことを表していると推定される。

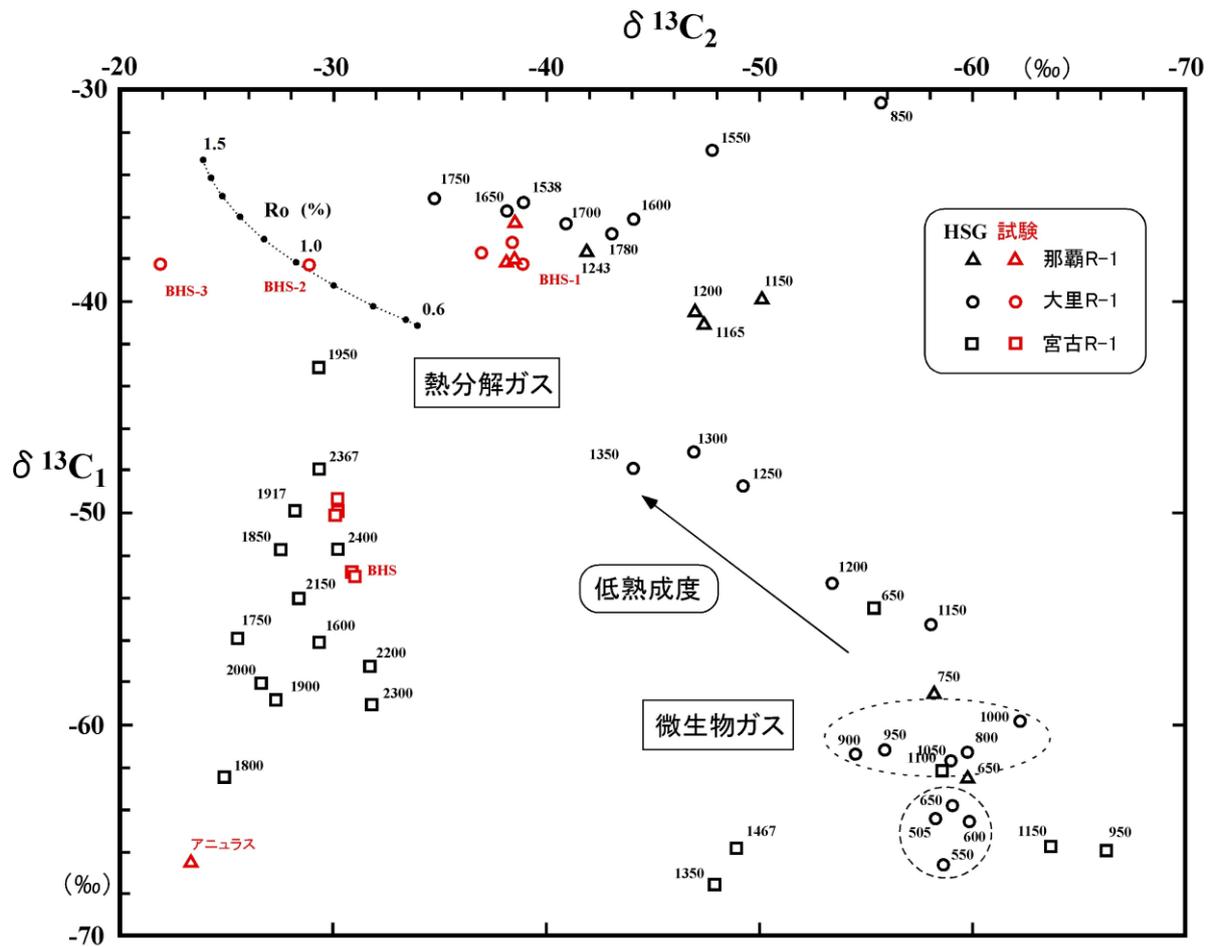


図 2.2.30 $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$ プロット

$\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ プロット(図 2.2.31)では、 $\delta^{13}C_3$ はほとんど変化しないで、 $\delta^{13}C_2$ のみが変化している。 C_3 は微生物活動では生成されないので、これらは低熟成度の熱分解ガスと推定される。HSGには、微生物ガスと通常の熟成した熱分解ガスに加え、低熟成度(続成段階)の熱分解ガスが存在する。

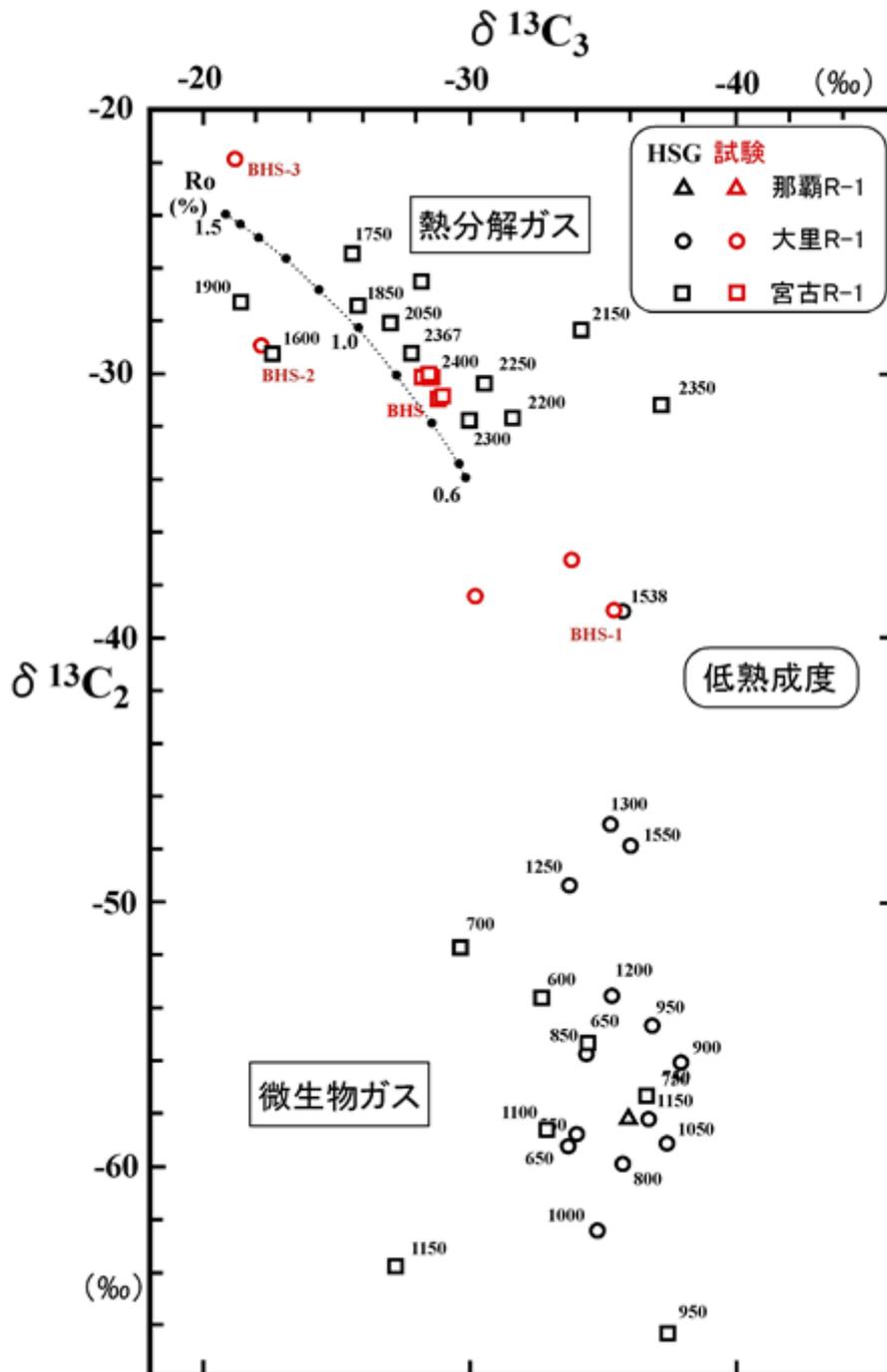


図 2. 2. 31 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ プロット

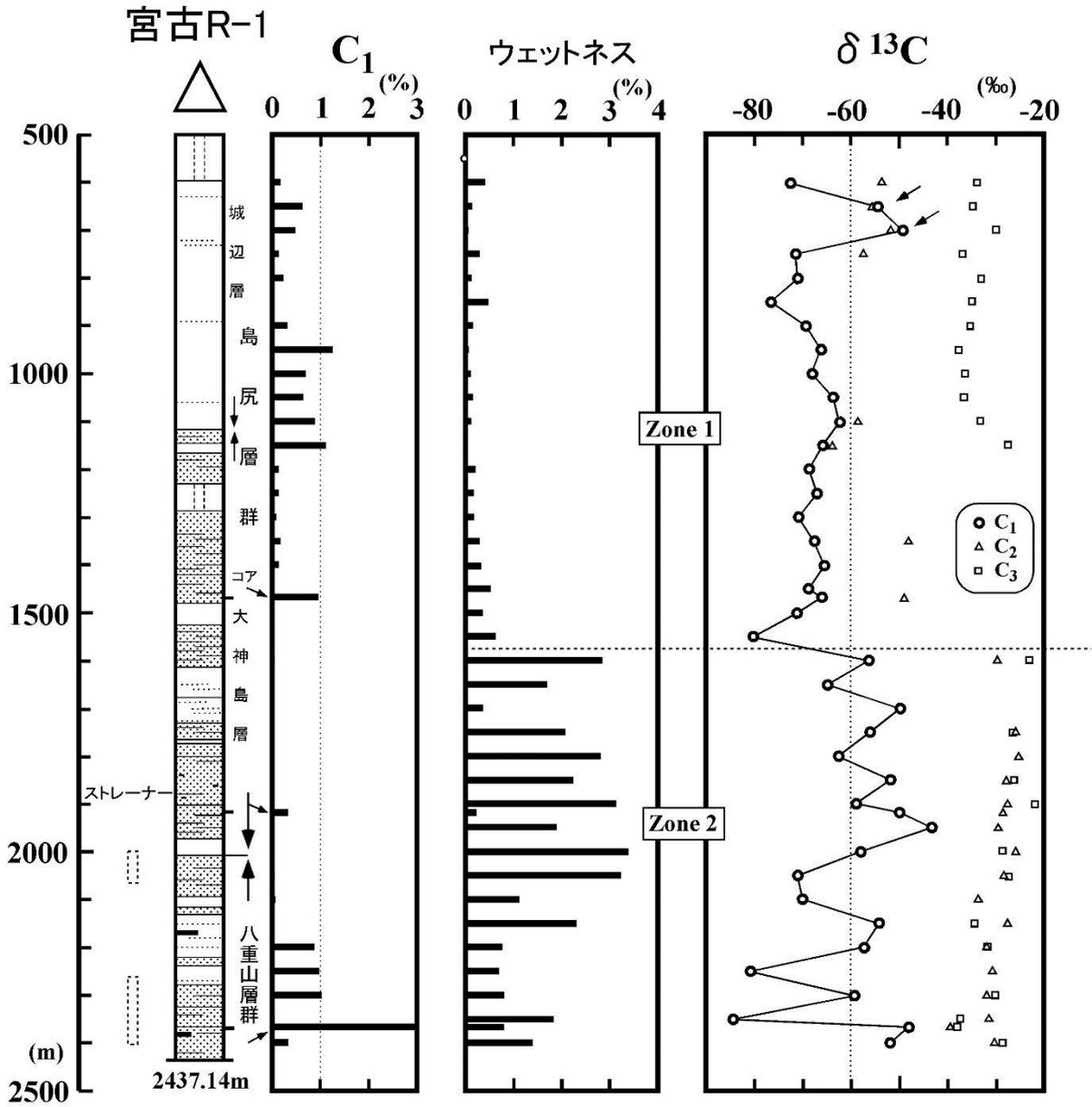


図 2. 2. 32 ヘッドスペースガスの深度変化 (宮古 R-1)

生産ガスの $\delta^{13}\text{C}_1$ は $-36\sim-38\%$ 、 $\delta^{13}\text{C}_2$ は -38% とほぼ同じ値であるが、大里 R-1 の BHS ガスの $\delta^{13}\text{C}_2$ や $\delta^{13}\text{C}_3$ は試料毎で異なっている。図 2.2.29, 30, 31 にはこれらのデータを HSG と一緒にプロットしてある。 $\delta^{13}\text{C}_1 - \text{C}_1/(\text{C}_2 + \text{C}_3)$ 比プロットでは、生産ガスも BHS のガスもゾーン 3 の上方にプロットされており(図 2.2.29)、深度 1,780m や 1,600m の HSG が最も近い位置にプロットされている。 $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$ プロット(図 2.2.30)では、BHS ガスは分散しており、BHS-1 のガスと生産ガスは $\delta^{13}\text{C}_1$ が若干異なっているが、 $\delta^{13}\text{C}_2$ は HSG の範囲内にある。BHS-2 のガスは熟成ライン (Ro ライン) 上にプロットされ、熟成度は Ro 換算で約 1% である。 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ プロット(図 2.2.31)では、BHS-1 のガスが生産ガスや深度 1,538m の HSG に最も類似している。このことは、大里 R-1 ではストレーナーを設置した 3 区間のうち、上部の区間から最も産出していることを示唆している。

宮古 R-1 では、生産ガスのガス組成と $\delta^{13}\text{C}$ はほぼ同じ値であり、測定の信頼性は高い。また、 N_2 が 40% 程度含まれているのが特徴である。BHS 試料は空気の混入が多く、参考値である。ウェットネスは 0.8% 程度と低く、 $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ 比も 2 を超えている。生産ガスの $\delta^{13}\text{C}$ は本島の基盤岩ガス(那覇 R-1 や大里 R-1) とは明らかに異なっている(図 2.2.29, 30, 31)。HSG との比較では、生産ガスは深度 2,400m やその付近の HSG に類似している(例えば、図 2.2.31)。

2) 地層水

連続揚湯試験時およびエアリフト時に各坑井から 4 試料の水試料を採取した。一般水質および水素・酸素同位体組成の分析結果を表 2.2.15 に示す。

各坑井とも 4 試料すべてがほぼ同じ値であり、分析の信頼性は非常に高い。 Na^+ と Cl^- を主とし、海水と比較すると、 SO_4^{2-} と Mg^{2+} が著しく減少し、有機物起源と考えられる NH_4^+ と I^- が増加しており、いわゆる化石海水の特徴を有している。

本島南部の那覇 R-1 と大里 R-1 は非常に類似しており、 Cl^- は約 12,000 mg/l であり、那覇周辺で基盤岩 (T13 層を含む) から産出している温泉水(地層水)(加藤ほか, 2012) とほぼ同じであり、他のイオンの濃度も類似している。南城 R1 の温泉水とは Cl^- 、 Na^+ 、 I^- 、 Mg^{2+} などから容易に区別できる(例えば、図 2.2.33)。

大里 R-1 の水素・酸素の同位体組成 (δD , $\delta^{18}\text{O}$) は若干分散しているが、那覇周辺の基盤岩から産出している温泉水と比較すると、 δD は $-15\sim-21\%$ とほぼ同じ範囲にあるが、 $\delta^{18}\text{O}$ が $-0.5\sim-0.8\%$ とやや軽い。一方、那覇 R-1 はどちらもやや重い、これらは一直線上にあり、化石海水起源で地表水による希釈は無いと判断される(図 2.2.34)。

宮古 R-1 は本島南部のものに比べると、やや塩分が高いが、I-が少ない (約 10mg/l)。宮古島の温泉水の I- も低い傾向になる (図 2.2.33)。しかし、 δD と $\delta^{18}O$ は類似しており、化石海水起源と推定される。

表 2.2.15 地層水の一般水質および水素・酸素同位体組成

坑井名 No.	採取日	採取時期	pH	温度 (°C)	(mg/l)										δD	$\delta^{18}O$
					Na ⁺	K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	NH ₄ ⁺	Cl ⁻	Br ⁻	I ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
那覇R-1																
	揚湯試験 905/1,074															
1	2014/4/2		7.61	23.3	6,860	71.7	48.0	406	75	11,500	53.4	29.8	1.5	118	-14	1.2
2	2014/4/15		7.58	23.3	6,980	73.3	49.1	419	77	11,800	54.6	30.2	ND	101	-13	1.2
3	2014/4/21		7.73	23.1	7,010	72.7	49.7	423	77	11,800	55.2	29.5	ND	96	-13	1.2
4	2014/4/28		7.64	23.2	6,820	73.0	50.0	431	78	11,500	55.1	30.5	ND	89	-14	1.2
大里R-1																
	揚湯試験 1,510/1,794															
1	2014/2/10	連続試験時	7.44	20.5	6,920	69.9	37.2	499	16	11,700	55.6	31.0	<1	70	-21	-0.8
2	2014/2/12	連続試験時	7.50	20.5	6,630	69.3	38.2	501	16	11,300	54.0	31.4	<1	68	-20	-0.7
3	2014/2/17	エアリフト	7.65	20.5	6,990	68.7	38.3	499	17	11,900	53.2	31.7	1.1	63	-15	-0.5
4	2014/2/21	エアリフト	7.67	20.5	7,130	69.5	38.7	504	18	12,200	53.0	32.2	<1	63	-20	-0.5
	2014/2/12		7.50	20.5	7,010	72.8	38.9	516	18	12,500	56.8	35.0		93.3	*	
宮古R-1																
	揚湯試験 1,996/2,399															
1	2014/4/28	連続試験時	7.52	21.0	9,710	87.0	59.8	387	20	15,500	51.4	10.0	11	286	-18	-0.1
2	2014/5/1	連続試験時	7.50	21.0	9,370	87.8	63.3	422	21	15,100	53.6	10.3	2.3	264	-16	-0.1
3	2014/5/7	エアリフト	7.58	21.1	9,970	87.4	63.6	431	22	16,000	54.2	10.1	1.7	270	-16	-0.1
4	2014/5/15	エアリフト	7.85	21.1	8,250	87.8	64.0	429	19	13,300	54.3	10.5	2.0	248	-16	-0.1
	海水		8.20		10,560	380	1,270	400	0.05	18,980	65.0	0.05	2,650	130	0	0

*: 温泉分析表

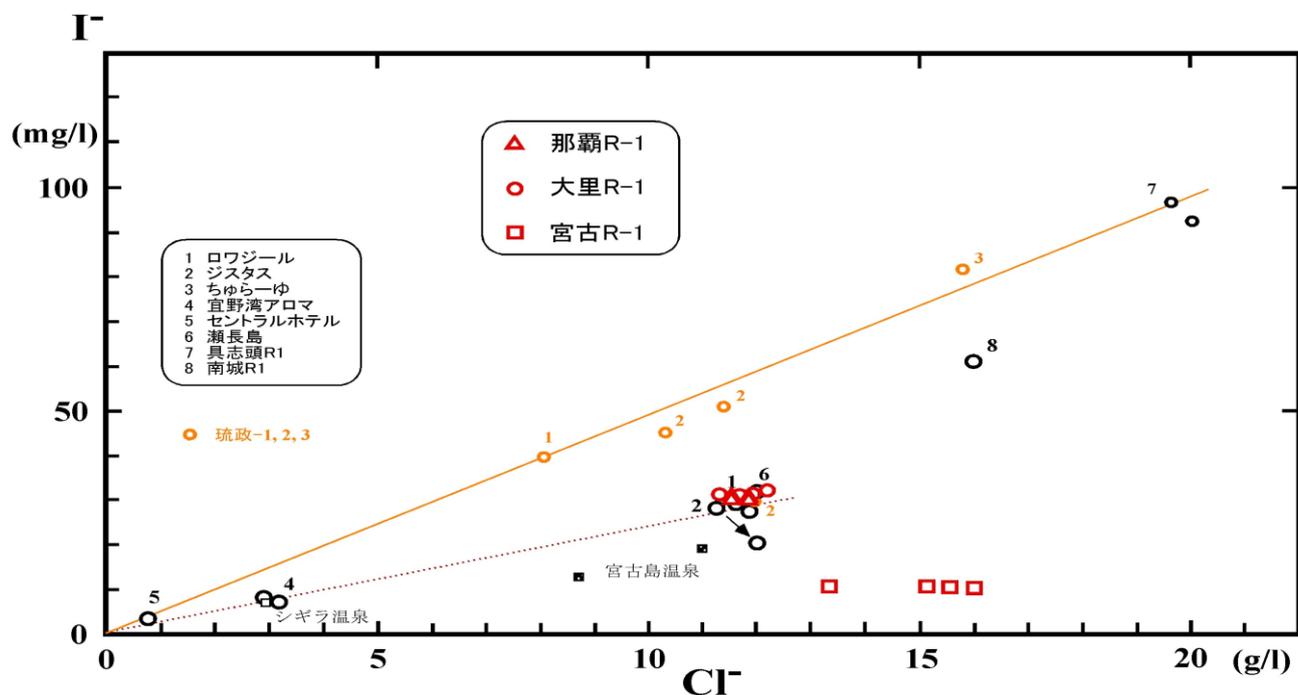


図 2.2.33 地層水の Cl-I-プロット

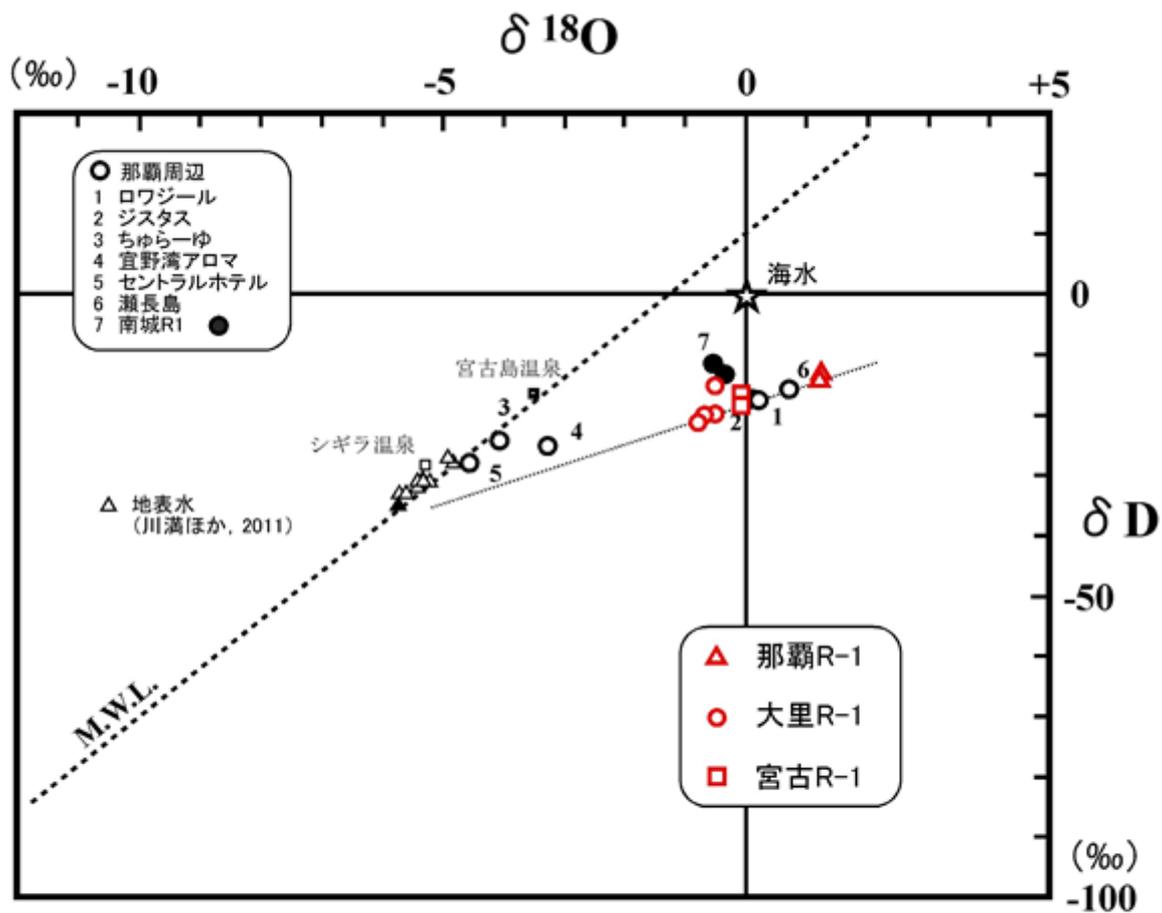


図 2.2.34 地層水の Cl--I-プロット

2-6. 炭化水素ポテンシャルに関する考察

本島南部においては、掘進中のマッドガスの徴候、ヘッドスペースガス分析結果、生産試験により、基盤岩（および T₁₃層を含む）が水溶性ガスの貯留層として十分な能力を有することが明らかとなった。これまでの温泉井や南城 R1 の結果を考慮すると、十分な拵り有していると推定される。ガス水比が坑井によりかなり変化するようであり、その原因を検討し、より高いガス水比が期待できる地域の絞り込みが必要であろう。また、どのようにこれを効率的に開発していくかを今後検討する必要がある。

大里 R-1 の T₁層で遊離ガスの存在が確認されたことで、従来から知られていた坑井の初期ガス水比が高いことの原因が明らかになった。地質学的条件を整えば、遊離ガスが存在することは、地震探鉱記録での強反射に注目することで、遊離ガスが存在する可能性が高い地域を抽出することが可能であることを示唆している。より浅い深度（数 100m～1,000m）での水溶性ガスの探鉱は、ガスだけでなく、高いヨード含有量も期待できる。

宮古島においては、今回初めて熱分解ガスから主になる水溶性ガスの存在と八重山層群の砂岩層が貯留層として十分能力を有することを確認することができた。しかし、八重山層群のガス水比は比較的 low、ガスには相当量の N₂ が含まれていることも明らかとなった。

ヘッドスペースガスの分析から、島尻層群中にも主に微生物ガスからなる水溶性ガスの存在が推定され、一部に熱分解ガスが混入している可能性があることから、これらの層準を評価することも必要である。また、北西-南東方向の正断層の存在が確認されており、より高いガス水比が期待できる断層トラップの可能性を検討することも必要である。

今回坑井掘削で得られた点のデータを、地震探鉱データと総合することで、面のデータにすることが可能であり、既存データの十分な活用がより一層望まれる。

2-7. まとめ

本島南部で掘削された那覇 R-1 および大里 R-1 は目的層である基盤岩を約 250m 掘削し、基盤岩が熱分解ガスからなる水溶性ガスの貯留層として十分な能力を有することを明らかにした。また、島尻層群では地質的条件を整えば遊離ガスが存在する可能性があることが判明し、より高いガス水比が期待できる地域を絞り込むひとつの方法を提案できると思われる。T₁₁ 層～T₁₃ 層間は地質学的にも、ガスの起源の上でも重要な区間であると推定されるので、今後より詳細な検討が望まれる。

宮古 R-1 では目的層である八重山層群を約 430m 掘削し、宮古島に熱分解ガスからなる水溶性ガスが存在し、八重山層群の砂岩層が貯留層として十分能力を有することが明らかになった。

ヘッドスペースガス分析から、島尻層群にも主に微生物ガスからなる水溶性ガスの存在が期待できるので、地質状況の異なる地域での更なる坑井の掘削を行い、評価に必要なデータを追加することが必要である。

3. 天然ガス資源評価と可能性

3-1. 天然ガスの賦存状況と坑井の生産能力を踏まえた開発計画の検討

本事業では、沖縄本島南部地域の大里 R-1 及び那覇 R-1、宮古島地域の宮古 R-1 の合計 3 か所において試掘井を掘削し、掘削中にはカッティングスの岩質記載、石灰質ナンノ化石や浮遊性有孔虫による地質年代の同定、各種物理検層等を、試掘井の仕上げ後には、各種生産試験や流体の採取分析を実施した。また、それぞれの地区の基盤岩の分布状況、天然ガス賦存状況及び生産能力に関する情報を収集することを大きな目的の 1 つとして試掘を実施した。

これらの試験及び分析結果と、本事業の実施以前に既におこなわれていた地質調査、探鉱及び試掘情報を総合的に検討し得られた天然ガスの賦存状況について以下にまとめる。加えて、本事業における各試掘井の生産能力についても概略を記し、天然ガスの利活用の検討の基礎資料とする。

3-1-1 沖縄本島南部

本事業では沖縄本島南部地域において、大里 R-1 及び那覇 R-1 の 2 か所の試掘井を掘削した。また、本事業の実施以前に、琉政-1、琉政-2、琉政-3、具志頭 R1、南城 R1（以下、「既存坑井」とする。）といった試掘井が本地域で掘削されている。それらの結果から考察される本地域の天然ガスの賦存状況及び大里 R-1 及び那覇 R-1 試掘井の生産試験結果と坑井の生産能力について以下に記す。

(1) 沖縄本島南部地域の天然ガスの賦存状況

本項では、沖縄本島南部地域の地質層序及び坑井対比等と天然ガスの賦存状況について、本事業で(株)地球科学総合研究所が担当した前項の「総合地質解析」に基づき、その概略を記す。

1) 層序及び坑井対比

沖縄本島南部では、基盤岩の上位に新第三紀後期中新世～第四紀更新世島尻層群が分布し、島尻層群は下位から、後期中新世豊見城層、鮮新世与那原層及び第四紀更新世新里層に細分されている。大里 R-1 周辺には与那原層が、那覇 R-1 周辺には豊見城層がそれぞれ分

布している。概して、島尻層群は南東方向に傾斜し、那覇から大里に向けて地層の分布深度は深くなる。

豊見城層については、本地域の天然ガス探鉱において有望な貯留層として注目されており、福田ほか（1970）、沖縄天然ガス研究グループ（1971）、福田（1977）に記載され、砂岩優勢層に対し奇数を当て合計 13 部層（上位から、T₁層、T₂層、・・・、T₁₃層）に細分されている。

T₁₃層の下位は不整合を介して基盤岩となるが、島尻層群と基盤岩の境界深度、つまり島尻層群の基底深度は、大里 R-1 及び那覇 R-1 のいずれの坑井においても容易に認定でき、大里 R-1 で約 GL-1500m、那覇 R-1 で約 GL-1000mである。なお、「GL-m」は坑井直近の地表面を基準とした深度である。

さらに、前項の「総合地質解析」では、既存坑井も含めた大里 R-1 及び那覇 R-1 の坑井対比をおこなっている。その結果、断層による地層の不連続や層相の変化は認められるものの、巨視的には基盤岩及び島尻層群の各層まで一応の対比がなされている。

2) 地層温度と孔隙率の検討

「総合地質解析」では、物理検層で得られた情報に基づき、地層温度及び孔隙率の検討をおこなっている。その結果概要を以下に記す。

【地層温度】

大里 R-1、那覇 R-1 及び宮古 R-1 のいずれも同一の直線に近似できる結果となっており、地表温度を 25℃、深度 GL-1800mでの地層温度を 66.1℃として地温勾配を 2.28℃/100m (=43.86m/℃) としている。また、この数字は、1980年に具志頭 R1 で実施された温度検層のデータとも調和的であるとしている。

【孔隙率】

孔隙率については、Raymar-Hunt の式の結果を採用して以下の結果としている。

沖縄本島南部地域では、T₇層～T₁₁層での孔隙率は 30%前後で、この値は南城 R1 (T₉層コア試料測定値) 28%と調和的である。また、T₁₃層での孔隙率は 20～25%で、この値は大里 R-1 (T₁₃コア試料測定値) 21%と調和的である。一方、基盤岩の孔隙率は大里 R-1 で平均 12%、那覇 R-1 平均 7%で、この値は大里 R-1 (基盤岩コア試料測定値) 0.5%とは乖離している。

3) 天然ガスの賦存状況

本地域の広い範囲に渡り、豊見城層の T₁ 層～T₁₃ 層には有望な天然ガスの賦存が既存坑井で確認されている。それに加え、本事業で産出対象層とした基盤岩についても天然ガスの賦存が確認された。以下に本事業により想定される本地域での天然ガスの賦存状況についての特徴と開発に際しての留意点を挙げる。

【基盤岩中の天然ガス】

大里 R-1 及び那覇 R-1 とともに T₁₃ 層及び基盤岩を仕上げ区間とした。T₁₃ 層は従来から有望な天然ガス胚胎層であることが知られているが、基盤岩からの天然ガスの産出が再確認された。

【天然ガスの胚胎構造とガス水比】

琉政-2 の生産試験では自噴が確認されており、ガス水比（以下、「GWR」とする。）は 1.5 程度であったとの報告があるが、そこから数 100m に位置する那覇 R-1 の生産試験時にはそのような事実は確認されていない。このことや、坑井対比等により断層が確認されていることから、局所的な地質構造上の相違により天然ガスの胚胎構造が一様ではなく側方変化を伴うことが推察される。そのため、初期の GWR が高い場合があるが、中長期の採算性を検討する場合は、仕上げ層及び地域の特性を把握することが重要である。

【地域による貯留層の特徴と開発計画】

既存坑井でも確認されている通り、T₁ 層～T₉ 層と T₁₃ 層及び基盤岩では、その天然ガス貯留層としての産出能力やかん水組成に違いがある。T₁ 層～T₉ 層は T₁₃ 層及び基盤岩に比べて、浸透率及び産出指数は低く、ヨウ素濃度は高いとされている。

地層の分布深度に注目すると、那覇周辺では、基盤岩の上限深度は約 GL-1000m であり、比較的浅い深度で目的に応じて効率的な坑井の開発が可能と思われる。一方、大里 R-1 周辺では、基盤岩の上限深度は約 GL-1500m ほどである。この場合、坑井の主要な目的にヨウ素を求める場合は浅い坑井を、温度（温泉や熱エネルギー）を求める場合は深い坑井を開発するなど、層準による産出能力やかん水組成の違いや地層の分布深度の違い等、地区毎の天然ガスの賦存状況の特徴に応じた開発をおこなうことが望ましい。

(2) なんじい鉱山大里 R-1 の生産試験結果と坑井能力

以下に、大里 R-1 で実施した揚水試験及び初測定の結果と、その坑井能力について概要を記す。

1) 揚水試験結果

連続揚水試験中のガス量は $850\text{m}^3/\text{day}$ 、揚水量は $500\text{kl}/\text{day}$ 程度で安定しており、GWR は平均値で 1.76 を示した。なお、GWR の平均値の算出は、連続揚水試験期間の内、試験開始日及び停止日のデータを除いた数値を使用した。

揚水試験中に坑口や地上配管から採取した試料について、温泉法に基づく水質分析及び可燃性ガス測定を実施した結果、ヨウ素濃度は $35.0\text{mg}/\text{l}$ 、可燃性ガス濃度は $95.5\text{vol}\%$ であった。

2) 初測定結果

坑井能力及び仕上層の諸数値の推定を目的として実施した、油層工学的な調査手法による一連の坑内測定（以下、「初測定」とする）の結果を以下にまとめる。

【遊離ガス】

定圧測定結果からは、遊離ガスの流入の可能性は確認できない。

【地層温度】

推定地下増温線には、運転時の GL-1795 m の温度である 69.22°C と、静止時の深度 GL-300m の温度である 40.39°C を採用した。増温線の温度勾配は約 $52\text{m}/^\circ\text{C}$ となる。

【流動挙動】

静止時の坑内においては、以下の流動挙動が推定される。

- ・ GL-1575m 以深における流動は非常に小さい。
- ・ GL-1575m 以浅は、“上昇流”
- ・ GL-1700m 以深は、弱い“下降流”

【主要産出区間】

運転時の温度曲線から推定される地層水の主要産出区間は次の通りである。

- ・第1 ストレーナーにおける GL-1550～1575m 付近 (T₁₃層の直下)
- ・第2 ストレーナー及びその直上のブラインド管部 (GL-1650～1700m 付近)
- ・第3 ストレーナーのトップ付近 (GL-1775m 付近)
- ・熱力学的な計算で得られた区間毎の推定産出水量グラフを見ると、第2 ストレーナー部直上の深度 GL-1650～1670m 付近の基盤岩からの産出が最大である。

【浸透解析結果】

圧力回復試験結果を解析して得られた浸透解析の結果は下表、「表 2.3.1 大里 R-1 浸透解析結果一覧表」の通りである。

表 2.3.1 大里 R-1 浸透解析結果一覧表

	フロー・キャパシティ [md・m]	浸透率 [md]	スキン ファクター	Δp スキン [ksc]	産出指数 [kl/d・ksc]
M.D.H 法	9,598.91	47.43	0.21	0.07	—
Horner 法	9,144.87	45.18	-0.19	-0.06	89.01

フロー・キャパシティは、坑井能力、即ち井戸における地層水の集水能力を表す。M.D.H 法と Horner 法ともに「8,000 強」の値を示す。この値は、南関東ガス田における茂原付近の坑井と比べると大きい、同ガス田における産出水量の大きな地域（横芝光町、山武市、内房地区 等）には及ばない。

浸透率は、透水性を示す値で、どちらの解析法においても 45md 前後（単位 md は「ミリダルシー」の意）の値を示す。この数値は茂原地区のガス井戸と比べると同等の値であるが、有効層厚の設定により変動する値であることに留意されたい。

スキんファクター及び Δp スキンは、掘削時に用いた泥水や添加剤等による目詰まりの影響度を評価する指標であるが、どの値も「ゼロ付近」にあり目詰まりの問題はない。

産出指数は、ドローダウン 1 kg/cm²（清水で約 10m の水頭降下）をかけた際に汲み上げられる産出水量でポンプ選定の際の目安にもなる。本値は、茂原市付近の水溶性ガス井と比べると大きい、産出水量の大きな地域の坑井には及ばない。

【坑内試料分析結果】

坑底試料採取器（Bottom Hole Sampler、以下「BHS」とする）を用いて所定 3 深度で採取した 3 試料の分析結果からは、各深度における特徴を明確に区別できるまでの差異は認められなかった。なお、連続揚水試験時に採取した試料のヨウ素濃度が、それら 3 試料のヨウ素濃度よりも小さい値であることは、主要産出区間外からの地層水の影響と推定される。

3) 坑井の生産能力

揚水試験及び初測定、それらに付帯して実施した各種試料の分析等の生産試験結果を坑井の天然ガス生産能力に注目してまとめると以下の通りとなる。なお、生産試験結果の詳細及び千葉県での各指標値の例を巻末資料「生産試験結果一覧表」に記したので参照されたい。

- ・基盤岩の深度 GL-1625～1725m 区間が主要な産出層と推定される。
- ・千葉県のガス井で見られるような強いクロスフローは認められない。
- ・フロー・キャパシティや産出指数等の坑井能力の指標値は、千葉県のガス井と比べて遜色のない坑井能力を示す。なお、掘削作業時に用いた泥水等による生産障害は無い。
- ・ガス水比は 1.5～2.0 程度と見積られる。なお、本坑井のストレーナー中央深度である GL-1650m での理論溶解度に基づくガス水比は 2.02 である。

（3）はいさい鉱山那覇 R-1 の生産試験結果と坑井能力

1) 揚水試験結果

連続揚水試験中のガス量は 690m³/day、揚水量は 650kl/day 程度で安定しており、GWR は平均値で 1.08 を示した。なお、GWR の平均値の算出は、連続揚水試験期間の内、試験開始日及び停止日のデータを除いた数値を使用した。

揚水試験中に坑口や地上配管から採取した試料について、温泉法に基づく水質分析及び可燃性ガス分析を実施した結果、ヨウ素濃度は 40.9mg/l、可燃性ガス濃度は 100.0vol% であった。

2) 初測定結果

坑井能力及び仕上層の諸数値の推定を目的として実施した初測定の結果を以下にまとめる。

【遊離ガス】

エアリフト運転時のドローダウンの変化からは、第 2 ストレーナーのボトム付近からの局所的な遊離ガスの流入が示唆される。しかし、本坑井では、第 2 ストレーナーボトム以深のブラインド管内に残った高比重の掘削泥水が圧力測定値に影響を与えていることが想定されるため、遊離ガスの流入があると結論付けることはできない。

【地層温度】

推定地下増温線には、静止時の深度 GL-1240 m である 51.51℃と、深度 GL-250m の温度である 34.57℃を採用した。増温線の温度勾配は約 59m/℃となる。

【流動挙動】

静止時の坑内においては、以下の流動挙動が推定される。

- ・ GL-1025m 以深における流動は非常に小さい
- ・ GL-1025m 以浅は第 1 ストレーナートップまで、弱い“上昇流”

【主要産出区間】

温度曲線から推定される地層水の主要産出区間は次の通りである。

- ・ 第 2 ストレーナーの下部から直下のブラインド管部 (GL-1000～1187.5m 付近)
- ・ 第 2 ストレーナーのトップ付近 (GL-950～1000m 付近)
- ・ 熱力学的な計算で得られた区間毎の推定産出水量グラフを見ると、上記第 2 ストレーナートップ付近における GL-975～1000m 間の産出が最大である。
- ・ 第 2 ストレーナーボトムより約 20m 深部のブラインド管のアニュラス部における GL-1187.5m 付近から地層水の産出がある。
- ・ 第 1 ストレーナー部からの産出割合は最も小さい。

【浸透解析結果】

圧力回復試験結果を解析して得られた浸透解析の結果は下表、「表 2.3.2 那覇 R-1 浸透解析結果一覧表」の通りである。

表 2.3.2 那覇 R-1 浸透解析結果一覧表

	フロー・キャパシティ [md·m]	浸透率 [md]	スキン ファクター	Δp スキン [ksc]	産出指数 [kl/d·ksc]
M.D.H 法	188,945.18	1,239.31	15.09	0.22	—
Horner 法	181,486.81	1,190.39	14.11	0.21	929.09

フロー・キャパシティは、M.D.H 法と Horner 法ともに「180,000 以上」の極めて大きな値を示す。これは、南関東ガス田の坑井と比べると突出して大きな坑井能力である。

浸透率は、どちらの解析法においても 1,200md 程の値を示す。これらは、茂原地区のガス井戸と比べると極めて大きい値であるが、有効層厚の設定により変動する値であることに留意されたい。

スキンファクターが 15 前後、 Δp スキンはゼロに近い値を示す。数値からは、坑井近傍の目詰まりが示唆されるが、本解析は大きな浸透率をもつ地層には適さないことと、 Δp スキン値もゼロに近い値であることから、目詰まりの問題はないと考えられる。

産出指数は南関東ガス田の坑井の産出水量と比べても突出して大きな値である。従って、小さい水頭降下で大量の揚水が可能であることを意味する。

3) 坑井の生産能力

揚水試験及び初測定、それらに付帯して実施した各種試料の分析等の生産試験結果を坑井の天然ガス生産能力に注目してまとめると以下の通りとなる。なお、生産試験結果の詳細及び千葉県での各指標値の例を巻末資料「生産試験結果一覧表」に記したので参照されたい。

- ・基盤岩の深度 GL-987.5～1087.5m 区間及び、その直上の T₁₃ 層最下部の深度 GL-950～987.5m 区間が主要な産出層と推定される。

- ・千葉県のガス井で見られるような強いクロスフローは認められない。

- ・フロー・キャパシティや産出指数等の坑井能力の指標値は、千葉県のガス井と比べて極めて大きな数値を示す。なお、掘削作業時に用いた泥水等による生産障害は無い。

- ・ガス水比は 1.0～1.5 程度と見積られる。なお、本坑井のストレーナー中央深度である GL-985m での理論溶解度に基づくガス水比は 1.57 である。

3-1-2 宮古島地域

本事業では宮古 R-1 の 1 か所において試掘井を掘削した。本地域における既存の情報としては、基礎試錐「宮古島沖」が存在し、その他に島内に 2 本の温泉井が掘削されている。それらの結果から考察される本地域の天然ガスの賦存状況及び宮古 R-1 試掘井の生産試験結果と坑井の生産能力について以下に記す。

(1) 宮古島地域の天然ガス賦存状況

本項では、宮古島地域の地質層序及び坑井対比等と天然ガスの賦存状況について、本事業で(株)地球科学総合研究所が担当した前項「総合地質解析」に基づき、その概略を記す。

1) 層序及び坑井対比

宮古島は直角三角形を呈する低平な隆起サンゴ礁の島(裾礁)であり、多くの海岸段丘が発達している(比企・小元、2013)。宮古島は、北西-南東の走向を有する。複数の活断層により傾動地塊に分断され、東から西へ緩傾斜するケスタ状の地形を呈する。

本地域では、新第三紀中新世八重山層群の上位に新第三紀鮮新世~第四紀更新世島尻層群が分布する。島尻層群は下位から、大神島層、城辺層及び平安名層に細分されている。さらに島尻層群の上位に第四紀更新世琉球層群が分布する。なお、宮古 R-1 では、琉球層群保良石灰岩が分布し、その直下に平安名層が分布する。

宮古 R-1 での島尻層群の岩質記載で特に注目されるのは、貝殻の混在と石炭礫・片である。これらは主に GL-1300m 以深にしばしば確認されている。

地質構造に関する事項としては、基礎試錐「宮古島沖」でも確認されている島尻層群を下部と上部に分ける不整合と、島尻層群基底の不整合の双方が宮古 R-1 での物理検層等で対比される。なお、宮古 R-1 で確認された島尻層群の基底深度は約 GL-2000m である。また、物理検層から求めた地層の傾斜は、上述の島尻層群を下部と上部に分断する不整合の深度 GL-1657m 以浅では南東方向に 10~25° 傾斜し、それ以深では、北西~北東方向に 15~35° 傾斜している。

2) 地層温度と孔隙率の検討

「総合地質解析」では、物理検層で得られた情報に基づき、地層温度及び孔隙率の検討をおこなっている。その結果概要を以下に記す。

【地層温度】

沖縄本島南部地域と同様、地表温度を 25℃、深度 GL-1800mでの地層温度を 66.1℃として地温勾配を 2.28℃/100m (=43.86m/℃) としている。

【孔隙率】

孔隙率については、Raymar-Hunt の式の結果を採用して以下の結果としている。

宮古島地域では、大神島層の孔隙率は 26～30%であり、豊見城層の T₇層～T₁₁層の孔隙率と同程度である。また、八重山層群の孔隙率は 23～26%と T₁₃層の範囲内である。

3) 天然ガスの賦存状況

掘削中のマッドガスの分析では、深度 GL-700～1000m程の島尻層群と、深度 GL-2000～2200m、GL-2300～2400mの八重山層群内でガス徴が確認された。この結果は大里 R-1 及び那覇 R-1 と比べるとガス徴に乏しい結果といえる。しかし、基礎試錐「宮古島沖」の結果からは、島尻層群の多くの層準でガス徴が確認されているため、本位地域の八重山層群及び島尻層群にはある程度の天然ガスが広く賦存していると考えられる。以下に本事業により想定される本地域での天然ガスの賦存状況についての特徴と開発に際しての留意点を挙げる。

【八重山層群の天然ガス】

本事業で掘削した宮古 R-1 のスクリーン区間は最上部の 12m程の区間を除き、全てが八重山層群にあたる。本坑井で実施した生産テストによるとガス水比は 1 程度であるが、天然ガスの賦存が確認された。しかし、ガス成分の分析結果によると 40vol%程の窒素が含まれることが確認されているため、ガスの利活用に際しては採算性が懸念される。

【ガス水比】

宮古島地域では、民間の温泉が 2 本存在するが、それらに関して詳しい情報は得られていない。なお、宮古 R-1 での生産試験で得られた GWR は 1 程度である。開発計画及び採算性を検討する場合は、GWR を 1 程度と見積もることが妥当である。

【地域による貯留層の特徴と開発計画】

八重山層群を対象として設置した宮古 R-1 では、GWR が 1 程度、窒素が 40vol%程含ま

れることが確認された。このことから、天然ガスを主たる目的とした八重山層群を対象とした開発は、沖縄本島南部地域に比べ経済性が劣ると考えられる。また、浅い島尻層群を対象とした開発の場合は、一定のガスの生産は見込めるが現時点では情報が少なく評価できない。

一方、温度（温泉や熱エネルギー）を目的とした開発においては、80℃前後の水温が確認されている八重山層群の開発は検討の価値があると思われる。本地域においても、天然ガスの賦存状況の特徴に応じた開発をおこなうことが望ましい。

（２）城辺ぱり鉱山宮古 R-1 の生産試験結果と坑井能力

１）揚水試験結果

連続揚水試験中のガス量は 530m³/day、揚水量は 620kl/day 程度で安定しており、GWR は平均値で 0.86 を示した。なお、GWR の平均値の算出は、連続揚水試験期間の内、試験開始日及び停止日のデータを除いた数値を使用した。

揚水試験中に坑口や地上配管から採取した試料について、温泉法に基づく水質分析及び可燃性ガス分析を実施した結果、ヨウ素濃度は 23.5mg/l、可燃性ガス濃度は 82.5vol%であった。

２）初測定結果

坑井能力及び仕上層の諸数値の推定を目的として実施した初測定の結果を以下にまとめる。

【遊離ガス】

定点圧力測定結果からは、遊離ガスの流入の可能性は確認できない。

【地層温度】

推定地下増温線には、静止時の坑底温度である 81.96℃と、深度 GL-200m の温度である 43.76℃を採用した。増温線の温度勾配は約 45m/℃となる。

【流動挙動】

静止時の坑内においては、以下の流動挙動が推定される。

- ・ GL-2025m 付近は“下降流”
- ・ 第 1 ストレーナーと第 2 ストレーナー間のブラインド部での流動は見られない。

- ・ GL-2375m 付近は “上昇流”

【主要産出区間】

- ・ 第1 ストレーナーにおける GL-2050m 付近
- ・ 第2 ストレーナー (GL-2300m～2350m 付近)
- ・ 熱力学的な計算で得られた区間毎の推定産出水量グラフを見ると、上記第2 ストレーナーにおける深度 GL-2300m～2325m 付近の産出が最大である。

【浸透解析結果】

圧力回復試験結果を解析して得られた浸透解析の結果は下表、「表 2.3.3 宮古 R-1 浸透解析結果一覧表」の通りである。

表 2.3.3 宮古 R-1 浸透解析結果一覧表

	フロー・キャパシティ [md・m]	浸透率 [md]	スキン ファクター	Δp スキン [ksc]	産出指数 [kl/d・ksc]
M.D.H 法	6245.77	42.50	0.97	0.43	—
Horner 法	5976.41	40.67	0.65	0.31	77.75

フロー・キャパシティは、M.D.H 法と Horner 法ともに「6,000 前後」の値を示す。この値は、南関東ガス田における茂原付近の坑井と比べると大きいですが、同ガス田における産出水量の大きな地域（横芝光町、山武市、内房地区 等）には及ばない。

浸透率は、どちらの解析法においても 40md 前後（単位 md は「ミリダルシー」）の値を示す。この数値は茂原地区のガス井戸と比べるとやや小さな値であるが、有効層厚の設定により変動する値であることに留意されたい。

スキンファクター及び Δp スキンは、どの値も「ゼロ付近」にあり目詰まりによる生産障害の問題はない。

産出指数は、ドローダウン 1 kg/cm^2 （清水で約 10m の水頭降下）をかけた際に汲み上げられる産出水量でポンプ選定の際の目安にもなる。本値は、茂原市付近の水溶性ガス井と比べると大きいですが、産出水量の大きな地域の坑井には及ばない

【坑内試料分析結果】

BHS を用いて所定 3 深度で採取した 3 試料の分析結果からは、各深度における特徴を明確に区別できるまでの差異は認められなかった。坑口採取試料と比べると、BHS 試料のヨウ素濃度が 10.3～14.5mg/l と坑口採取試料の 23.5mg/l と比べ低い値となっている。BHS 試料のガス成分分析では、メタン濃度として 60vol%前後の値が得られている。

3) 坑井の生産能力

揚水試験及び初測定、それらに付帯して実施した各種試料の分析等の生産試験結果を坑井の天然ガス生産能力に注目してまとめると以下の通りとなる。なお、生産試験結果の詳細及び千葉県での各指標値の例を巻末資料「生産試験結果一覧表」に記したので参照されたい。

- ・八重山層群の深度 GL-2260～2398m 区間が主要な産出層と推定される。

その区間内の GL-2300～2325m が最大産出区間である。

- ・千葉県のガス井で見られるような強いクロスフローは認められない。

- ・フロー・キャパシティや産出指数等の坑井能力の指標値は、千葉県のガス井と比べて遜色のない坑井能力を示す。なお、掘削作業時に用いた泥水等による生産障害は無い。

- ・ガス水比は 1.0 程度と見積られる。なお、本坑井の第 2 ストレーナー中央深度である GL-2330mでの理論溶解度に基づくガス水比は 2.6 である。

表 2.3.4 に、生産試験結果一覧を示す。

表 2.3.4 生産試験結果一覧表

本試験事業での生産試験結果															
坑井名	仕上層	初測定解析結果						連続揚水試験中の平均値 (試験開始日及び停止日除く)						温泉法に基づく分析・測定結果	
		解析手法	フロー・キャパシテイ (md·m)	浸透率 (md)	産出指数 (kl/d·ksc)	産出ガス量 (m ³ /day)	産出水量 (kl/day)	GWR	坑口水温 (°C)	可燃性ガス測定結果	水質分析結果			pH	
										可溶性ガス vol%	I ⁻ (mg/l)	Cl ⁻ (g/l)	I ⁻ /Cl ⁻		
大里R-1	T ₁₃ 層及び基盤岩	M.D.H法	9,599	47	-	869	499	1.74	58.9	95.5	35.0	12.5	2.8.E-03	7.5	
		Horner法	9,145	45	89.01										
那覇R-1	T ₁₃ 層及び基盤岩	M.D.H法	188,945	1,239	-	692	642	1.08	46.5	100	40.9	12.1	3.4.E-03	7.3	
		Horner法	181,487	1,190	929.09										
宮古R-1	T ₁₃ 層及び八重山層群	M.D.H法	6,246	43	-	530	618	0.86	69.7	82.5	23.5	15.3	1.5.E-03	7.3	
		Horner法	5,976	41	77.75										
千葉県坑井での参考値															
坑井種別	仕上層	初測定解析結果						生産量等						水質分析結果	
		解析手法	フロー・キャパシテイ (md·m)	浸透率 (md)	産出指数 (kl/d·ksc)	産出ガス量 (m ³ /day)	産出水量 (kl/day)	GWR	坑口水温 (°C)	可溶性ガス vol%	水質分析結果			pH	
										I ⁻ (mg/l)	Cl ⁻ (g/l)	I ⁻ /Cl ⁻			
茂原型	砂泥互層	M.D.H法	4,000	45	-	3,000	230	13.0	22	99	95	13	7.3.E-03	8.4	
		Horner法			25										
通常型	砂泥互層	M.D.H法	26,000	110	-	2,000	1,200	1.7	31		80	19	4.2.E-03	7.5	
		Horner法			350										

3-2. 千葉県での例を参考にした天然ガス開発計画と経済性評価

前項に記した各坑井の能力等に基づき、千葉県での天然ガス開発例を参考として、各試掘井周辺での開発を想定した場合の建設費の試算と、その試算結果に基づく経済性の評価を以下に記す。

3-2-1 千葉県での例を参考にした天然ガス開発計画

本事業で掘削した3坑井の試掘結果を基に、千葉県で通常型の水溶性天然ガスを開発した場合の建設費を参考として、沖縄本島南部（南城市・那覇市）及び宮古島市での天然ガス開発の経済性を検討した。通常型の開発では、地盤沈下の影響及び生産井同士の干渉を考慮し、各井戸間の直線距離は1,000m以上とることとしている。千葉県での天然ガスの開発では、1生産基地に対して生産井5坑井程度のもので多いため、基地から各井戸までの圧送管（ガスと「かん水」（塩分を含む地下水）を生産基地まで送る配管）を、道路下での埋設として曲がりを考慮し配管距離1,500mを想定した。開発計画の概念図を図2.3.1に記したので参照されたい。

なお、本検討で想定した開発計画は、具体的な場所を特定したものではない。また、ヨウ素の生産についての検討は含んでいない。

通常型とはガス水比が低く、ほぼ一定値で推移するという特徴がある水溶性天然ガス鉱床のことである。日本では、この産出経過を示す水溶性天然ガス田が多いことから、通常型と呼ばれている。

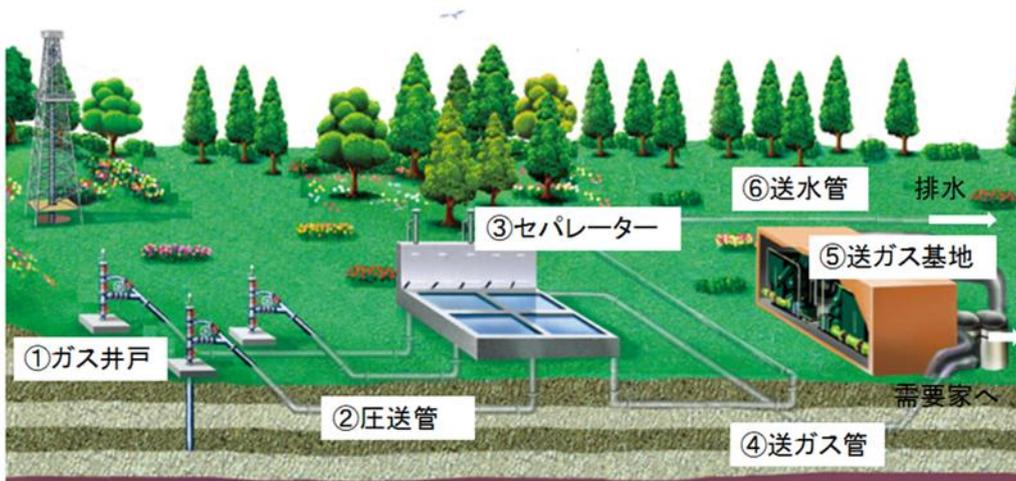


図 2.3.1 開発設備概念図

- ①ガス井戸：本計画ではガス井戸に水中モーターポンプ（ESP）を設置する
- ②圧送管：汲み上げたガスとかん水をセパレーターに送る
- ③セパレーター：ガスとかん水に分離する
- ④送ガス管：ガスを送る管
- ⑤送ガス基地：計量をおこない（必要に応じて圧力を上げて）需要家に送る
- ⑥送水管：かん水を排水するために送る管（ヨウ素を生産する場合は製造工場へ）

各地域の開発を南城市は PJ1、那覇市は PJ2、宮古島市は PJ3 として、その建設費の概算結果を以下に記す。仕様及び建設費の詳細は下記の表 2.3.5「開発計画の仕様と建設費一覧表」を参照されたい。

- ①PJ1：南城市 生産井 5 坑 建設費 約 39 億円
- ②PJ2：那覇市 生産井 5 坑 建設費 約 30 億円
- ③PJ3：宮古島市 生産井 5 坑 建設費 約 32 億円

PJ1（南城市）の開発については、ガスとともに生産される「かん水」を海岸まで送水（排水）することを前提としたため、他の案件に比べて建設費が増加している。

表 2.3.5 開発計画の仕様と建設費一覧表

	PJ1(南城)	PJ2(那覇)	PJ3(宮古島)
坑井数	5坑	5坑	5坑
揚水量	2,000kl/day	2,000kl/day	2,000kl/day
ガス水比	1.0~2.0	1.0~1.5	0.8~1.0
坑井深度(平均)	1,800m	1,300m	2,500m
圧送管	径 200APE 長さ 1,500m	径 200APE 長さ 1,500m	径 200APE 長さ 1,500m
基地	1基地	1基地	1基地
送水管	4,000m	2,000m	2,000m
送ガス管	5,000m	2,000m	2,000m
建設費	39億円	30億円	33億円

3-2-2 経済性評価

経済性評価の指標は、20年後の税金控除前のIRR（内部利益率）とNPV（正味現在価値：10%割引）とした。PJ1（南城市）、PJ2（那覇市）については、今回の試掘結果を考慮し、ガス水比を変動させて2ケース（最大ケース、最小ケース）の評価をおこなった。評価に際しては、すべての地区の生産ガスは、メタン100%、熱量39MJと仮定した。また、揚水量については、水中モーターポンプ（ESP）を設置することで2,000kl/dayとした。

なお、経済性評価は、設備投資、売上高、人件費を除く生産コストを元に計算し、事務所費、人件費等は考慮していない。各PJの評価結果は以下の通りである。

【ベースケース】

ガス販売単価：50円/Nm³

LNGcif 70,000円/t 相当(気化コストやパイプライン費用等を含まない39MJ換算値)

	PJ1(南城)		PJ2(那覇)		PJ3(宮古島)
ガス水比	2.0	1.5	1.5	1.0	0.9
年間生産量 (千Nm ³)	7,300	5,475	5,475	3,650	3,285
IRR	3.1%	—	2.6%	—	—
NPV (百万円)	▲ 1,625	▲ 2,309	▲ 1,336	▲ 2,020	▲ 2,386
資金回収	15年	22年	16年	—	—

【ケース1 販売価格の変動】

ガス販売単価：60円/Nm³

LNGcif 80,000円/t 相当(気化コストやパイプライン費用等を含まない39MJ換算値)

	PJ1(南城)		PJ2(那覇)		PJ3(宮古島)
ガス水比	2.0	1.5	1.5	1.0	0.9
年間生産量 (千Nm ³)	7,300	5,475	5,475	3,650	3,285
IRR	5.9%	1.9%	5.4%	—	—
NPV (百万円)	▲ 1,004	▲ 1,843	▲ 870	▲ 1,709	▲ 2,106
資金回収	12年	17年	13年	21年	—