台湾における主要油田およびガス田の地下構造 について (その4)

——錦水油田 (Chinsui oil field)——

関 谷 英 一*

(昭和34年12月8日受理)

On the Subsurface Studies of Main Oil and Gas Fields in Taiwan (Part 4)

By

Eiichi SEKIYA

Abstract: The Chinsui oil field succeeded in the well No. 5 for the first time. This is the second oil field in Taiwan which produces gas in great quantities with oil. Petroleum is producing from the lowest Shukkoko sandstone shale formation while gas is flowing from the upper sandstone shale formation and the white sandstone formation.

The structure of this oil field is 8 km in length and is of anticlinal structure with somewhat steeper west wing. Forty-seven wells were drilled up to the present and produced about 9,200 kl petroleum and approximately 1,870,000,000 m³ gas as of the end of April, 1956.

This paper contains the result of the studies on the shallow zone Keichikurin formation in collaboration with the Chuton gas field, the conclusion of which is as follows:-

1. In the sandstone zone at the top of Keichikurin formation rejuvenation of 1-2 wells of Chihchitze area by the gunperforation is possible, but in the Ia layer rejuvenation can not be expected. Both the underground structures of the sandstone zone at the top of Keichikurin and the Ia layer of Laotien Liao area located further below Chihchitze, and there is a little hope of success there.

2. Judging from the change in the thickness of the each formation and etc, it is advisable to advance an examination into further lower formation by carrying out exploration in the depth.

油田のあらまし

錦水油田は北部台湾の苗栗街から北東約10 kmに位置し、出砒坑油田とともに、台湾における主要な油田である(第1図参照)。本油田は古くから貯水池や水田に、ガスの噴出とともに時折石油を伴ない、水田に油の薄膜を生じ、光彩をはなち、現地の住民はこれを見て、錦水とよび、これが地名となつたといわれている。油田発見については、1905年福留喜之助により背斜構造を発見され、1906年吉倉清次郎の調査によりさらに明確にされ、またガス徴・油徴等を明らかにした。1907年、宝

田石油は本地域の鉱区の許可をえて、1913年11月、R. 1号井を掘鑿した。1914年12月、深度517 mにて水および砂とともに大ガスを噴出し、掘鑿機は噴きとばされ、櫓は破壊され、これを抑制する方法なく、ガスを空中に飛散させた。1918年1月櫓を再建し、浚渫作業に始めたが、鉄管は折断され作業は不可能になり、同年5月廃坑とした。以後4号井まで失敗を重ねた。これは地質が硬く、普通の魚尾型ヒットでは真円で真直ぐの坑井を掘鑿することができなかつたこと、当時の泥水の研究がまだ今日のように発達していなかつたこと、時折介在する石炭層の附近で崩壊をきたした事、さらに多数のガ

* 石油資源 K.K.

第 1 図 錦水油田位置図

ス層と水層があつたため、水止が不完全であつたこと、などが数えられた。1921年10月、日本石油と宝田石油会社の合併が行われ、その後日本石油により継続探鉱がなされたのである。1921年10月5号井が掘鑿され、深度817.8mで大ガス層に逢着、初めて成功井となり、当初日産量1億 ft³ と称された。その後は次々と成功し、吸収式ガソリンプラントを建設し、1932年3月には天然揮発油平均日産48klに達し、当時本邦随一のガス田と称された。また R. 32号井は深度3,500mを掘鑿し、当時の最深井といわれた。しかし産ガス量は漸次減退し、現在に至っている。現在47坑が掘鑿され、1956年4月末総産ガス量1,870,397,284m³を産出しており、現日産量はガス30,000m³前後で、すでに老衰の一途をたどっている油田である。最近の連絡によれば、さらに R. 38号井を掘下げし、良好なガス徴を発見しているとのことである。

本論文では特に開発初期に噴出した浅層に対して検討し、浅層回春の可能性について研究した。本油田で浅層と称するのは、錦水頁岩層以下より白色砂岩層の上限まで、すなわち桂竹林層 (Keitikurin formation) である。現在までに桂竹林層より産出したガス量は、1層 a……約529万m³、1層 b、(旧名600m層)……72万m³である(第2表および第3図参照)。

第 1 表 錦水油田歴年生産量

年 度	原 油 (kl)	天然ガス (m ³)	揮 発 油 (kl)	カーボンブラ ック (kg)	(kl)	(m ³)
1630	4,000	4,681.216	6,965.000			
31		21,367.694	18,594.000	152.780		
32		19,017.000	12,548.000	731.020	16.2	
33		19,859.900	5,779.000	1,186.158	109.7	
34		18,089.400	6,098.000	1,367.197	125.7	
35		13,100.214	5,014.000	1,237.267	133.0	
36		20,849.000	3,854.090	736.610	132.0	
37		21,424.647	2,643.000	439.705	132.0	
38	440.555	17,914.253	2,706.000	696.337	138.0	
36	630.000	15,208.685	6,116.000	1,942.165	219.0	
40	738.830	63,969.820	3,778.500	1,191.700		
41	964.740	51,128.760	2,850.700	910.772		
42	561.874	53,570.710	3,204.500	959.157		
43	487.980	32,653.670	1,523.700	570.503		
44	1,071.880	43,713.715	2,346.650	953.050		
45	325.100	26,153.422	1,120.500	435.852		
56	405.705	28,839.253	1,266.919	354.012		
47	453.330	26,271.173	1,353.020	238.108		
48	448.050	16,724.684	756.614	129.942		
(49 上半年)	214.050	7,123.300	334.400	39.355	(kg) 2.862	254,658.6

(1939年以前は台湾鉱業統計、その他は中国石油公司)

第2表 油およびガス層の層厚・有効層厚とその産出量

油 層	層 厚 (m)			砂 層 厚 (m)			孔隙率 (%)		滲透率 (M.D)		1956年4月末(累計産量)	
	赤崎子 穹窿	老田寮 穹窿	R38井	赤崎子 穹窿	老田寮 穹窿	R38井	最 高	最 低	最 高	最 低	天然ガス (m³)	原 油 (kl)
第1層A	28.00	21.50	27.00	18.00	12.50	19.00	28.8	4.6	1830	0.31	5,289.705	
第1層B	46.00	43.00	47.00	35.00	29.00	36.00	19.7	7.8	590	0.04	723.065	
第1層C	52.00	59.00	57.00	24.50	16.00	30.00	20.5	7.9	2750	0.04	479.119	
第2層	57.00	54.50	56.00	47.00	44.00	44.00	25.1	4.5	3005	0.04	141,167.269	
第3層	72.00	54.00	76.00	54.00	41.00	61.00	31.0	3.5	1000	0.01	3,268.762	
第4層	82.00	77.00	82.00	57.50	54.00	52.00	22.1	3.3	2140	0.08	28,454.245	
第5層	63.50	52.00	68.00	49.50	30.00	46.00	24.6	7.4	2540	0.04	260,734.974	
第6層	70.00	83.50	64.06	56.00	58.00	50.00	25.7	7.6	2590	0.13	418,435.495	
第7層	48.00	35.00	53.00	27.50	21.00	24.00	26.0	14.3			174,189.452	
第8層	51.50	60.00	47.00	28.00	24.00	26.00					38,490.145	
第9層	130.50	146.00	139.00	73.50	70.00	82.00	26.0	5.2	1010	0.51	471,859.638	
第10層	121.00	98.00	126.00	56.00	50.00	52.00	15.3	12.0	759	2.6	108,732.807	
第11層	77.00	69.50	82.00	51.50	55.50	44.00	17.5	8.1	525	0.02	52,005.559	
第12層	24.50	28.00	24.00	23.00	23.00	24.00	14.7	13.2	144	26.9	62,598.035	
第13層	45.00		58.00	36.00		43.00	21.2	5.5	71	0.3	31,083.189	
第14層	34.00		34.00	34.00		34.00						
第15層	35.00		33.00	35.50		33.00						
第16層	8.00		16.00	7.40		8.00						
第17層	31.00		80.00	25.00		37.00					72,827.825	7,705.515
総 計											1,870,397.284	9,242.385

しかし竹東ガス田*においては、本ガス田で未開発である錦水頁岩層直下の砂岩層から438,000,000 m³のガスを産出し、竹東ガス田の28.2%を占めている。また竹東の600 m 層は、4,390,000 m³ (総産ガス量の2.821%)を産し、これは錦水ガス田の1層 a にはほぼ対比できる。

以上のことから、錦水頁岩層直下の砂岩層における産ガスの可能性については、初期に噴出した赤崎子(Chihchitze)地区の検討とともに、特に老田寮(Laotienliao)地区の研究に注目した。

地質および構造

本地域の地表地質は、北部大坪部落より、油田を中心として錦水頁岩層が発達し、さらに南方に背斜軸に沿って発達する。その上位にくる錦水砂岩層は、錦水附近において砂岩層・砂岩頁岩互層に分けられる。砂岩層は錦水頁岩の周縁部および R. 7号井附近にわたり分布し、砂岩頁岩互層はその周囲に発達する(第2図参照)。

地下の地質は、坑井の掘鑿によるコアの調査および調査記録の検討によって標準坑井とした R. 38号によれば、下部から次のようである(第3図参照)。

* 員嶼子資料ともよれば、大正の末期日本鉱業株式会社により発見され、1934年第1号井が掘鑿された

A. 出磺坑砂岩頁岩互層 坑井の掘鑿深度3,040 m以下3,563.30 m+で、灰白色細粒砂岩と砂質頁岩との互層である。本油田の産油量の83%を産出している第17層は、本層中の砂岩が貯溜岩となつている。

B. 北東砂岩層 坑井の掘鑿深度2,630~3,040 m間で、灰色の60 m±の厚い3枚の砂岩層および砂質頁岩・薄い頁岩・泥質砂岩の互層である。

C. 打鹿頁岩層 深度2,120~2,630 m間で、主として暗灰色~灰黒色頁岩からなり、本層中に豊富な *Cyclammina* を含む。本油田第2の産油層である第13層を有する。

D. 上部砂岩頁岩互層 坑井深度1,060~2,120 m間で、10~30 m±の粗粒から中粒の灰緑色の砂岩と頁岩との互層からなる。本層の下部はやや泥質の砂岩と頁岩の互層となり、豊富な *Operculina* を含む化石帯が3帯介在し、よい鍵層となつている。本層はまた主要なガスを産出する地層である。第5層より第12層までの8層があり、第6層は本油田第2の産ガス量を示し、現在まで約8億1,800万 m³を産出している。第9層は第1位で4億7,000万 m³、両層を合して本油田の産ガス量の50%を占めている。

E. 白砂岩層 白色粗粒~中粒の特徴ある砂岩層で、

第2図 錦水油田地質略図

1: 段丘, 2: 錦水砂岩頁岩互層, 3: 錦水砂岩層, 4: 錦水頁岩層

第 3 図

CHINSHUI OIL FIELD
STANDARD WELL LOG (R-38)

砒坑油田両翼の後竜溪に沿い出現する白砂岩層によく類似し、対比される。出砒坑油田西翼では厚さ130 m 内外であるが、本油田では230 m 前後の厚さを有する。坑井深度で830~1,060 m 内外の間に出現し、良好な貯溜岩となり第2層、第3層、第4層がこれである。

F. 桂竹林層 灰色~青灰色の泥質砂岩からなる。本層は出砒坑油田西翼においてもよく観察され、上部および下部に *Operculina venosa* の密集帯があるが、本油田においては余り浅い箇所のためコア採取されず、確認されていない。本層にある錦水頁岩層がよい cap rock になつているので、浅層の油、ガス層の研究は価値あるものと思される。本層の中部に40~50 m におよぶ頁岩部層が発達し、500 m 頁岩層と称しよい鍵層となつている。また本層下部のかに化石頁岩もまたよい鍵層である。坑井深度で220~830 m 前後の間に出現している。

G. 錦水頁岩層 暗灰色~黒灰色の泥岩で、非常によい cap rock である。本油田では厚さ300 m、出砒坑油田西翼では330 m 前後で、それほど層厚の変化はない。

本油田の構造は背斜をなしている。背斜軸の方向は油田北部地域において北北東を示し、南部においては北東と、ややその方向を東に変ずる。本構造は長さ約8 km で、北部にては南港溪の北岸にて、走向はほぼ東西を示し、北に10° 前後の傾斜で沈降する。また南部においては合成部落の南東部にて10° 内外の傾斜で沈降する。両翼の傾斜の変化は、油田の中央部で両翼とも10~20° の傾斜を示すが、錦水砂質頁岩互層の分布している地域で、東翼30~38° 内外、西翼30~50° 内外をしめし、やや西翼急である。

地下構造

地下構造を解明のため、本油田のコア調査*を行い、これを基準として鍵層を設定し、電気検層柱状図を主として対比をなした。

鍵層

本油田の鍵層は500 m 頁岩層、かに化石頁岩層、白砂岩層中の石炭層、Operculina 帯等を鍵層として対比を

* コア調査を実施した坑井は R. 10 号 (1,176~1,438 m), R. 12 (1,490~2,340 m), R. 19 号 (800~1,190 m), R. 26 号 (1,410~1,500 m), R. 32 号 (2,320~3,403 m) 等

なした (第4図参照)。

500 m 頁岩層 灰色~灰黒色頁岩部層で、ときどき砂質頁岩も多少存在する。各坑井ともほぼ500 m 前後に出現するので、この名称を附したものである。40~50 m (±) の厚さを有し、よい鍵層でよく追跡でき、また第1層のよい cap rock と思される。R. 28 号井のコア調査記録は第3表のごとくである。

かに化石頁岩層 500 m 頁岩層の基底より250 m (±) 第2層の頂部より45~50 m 上位にある厚さ約7 m の黒色~黒灰色頁岩である。この頁岩層中に化石を有し、従来本油田の主要な鍵層となつている。錦水 R. 35 号井のコア記録によれば、826~833 m の7 m 間は黒色緻密頁岩でかにの化石および貝化石を有し、上部に白砂岩の斑点を有する。

白砂岩層中の石炭層 白色粗粒~中粒の非常に特徴の

第3表 500m 頁岩層のコア調査記録 (R. 28号井による)

530.50~549.50m	500m の最上部灰色頁岩
549.50~556.00m	主として灰色頁岩, 白色粗~細粒砂岩の薄層を夾有する
556.00~559.00m	灰黒色硬質頁岩, 最下部に頁化石の破片
559.00~562.8 m	灰色砂質頁岩~頁岩, 介化石を有す
562.8 ~570.0 m	砂質頁岩~灰白色頁岩, 最下部は縞状頁岩
570.0 ~575.3 m	灰色頁岩
575.3 ~577.8 m	黒色頁岩, 白砂岩の夾みを有す
577.8 ~578.4 m	灰色頁岩
578.4 ~578.8 m	灰色頁岩に砂岩の夾み
578.8 ~581.3 m	灰色泥質砂岩, 化石を含む
581.3 ~582.4 m	灰白色粗粒砂岩, 化石を有す
582.4 ~584.4 m	砂質頁岩に灰色粗粒砂岩を夾む
584.4 ~585 m	灰色砂質頁岩, 貝化石を含む

第4表 R. 42号井のコア調査記録

第2層中の石炭層	
847.5~ 854.7m	灰色硬質頁岩
854.7~ 855.2m	石炭層, 厚さ 0.5 m
855.2~ 859 m	黒色硬質頁岩中に炭質物を含む
第4層基底の石炭層	
1034.5~1041.0m	白色中粒砂岩
1041.0~1041.7m	石炭層
1041.7~1043.7m	灰色頁岩
1043.7~1051.0m	灰色細粒砂岩に頁岩を挟む

第5表 R. 12号井のコア調査記録

1996.2~1996.7m	淡灰色硬質砂岩
1996.7~1997.1m	淡灰色硬質砂岩, 上部 10 cm, 下部 75 cm の2枚の砂層中に <i>Operculina</i> 密集, (<i>operculina</i> 第1帯)
1997.1~1998.7m	淡灰色硬質砂岩, 薄い泥質砂岩を夾む
1998.7~2096.2m	灰色砂質頁岩および縞状頁岩と泥質砂岩との互層
2096.2~2097.0m	暗灰色硬質砂岩 <i>Operculina</i> 密集
2097.0~2098.5m	暗灰色縞状頁岩
2098.5~2098.8m	暗灰色硬質砂岩 <i>Operculina</i> 密集
2098.8~2142.8m	暗灰色砂質頁岩
2142.8~2143.1m	淡灰色細粒砂岩 <i>Operculina</i> 密集 (<i>Operculina</i> 第3帯)
2143.1~2146.2m	淡灰色細粒砂岩
2146.2~2174.4m	暗灰色砂質頁岩~頁岩, 貝化石を含む

ある白砂岩層中に介在する石炭層は, よい鍵層として対比され, 白砂岩層自体も北部油田地域におけるよい鍵層である。本油田においては特に白砂岩層がよい貯溜層となっており, 油井の仕上げ等には特に詳しい対比が必要となり, 上記の石炭層がよい鍵層として用いられた。

第2層中の石炭層は前記かに化石頁岩の基底より 570 m 前後, 白砂岩層の頂部より 30~35 m 内外に介在し, 50~60 cm の厚さを有する石炭層である。本石炭層をコ

アあるいは掘層により確認すれば, 第3層の頂部に近いことがわかる。

第4層基底の石炭層は白砂岩層の頂部より 220~230 m 内外で出現し, 厚さは各坑井で相当変化する。R. 42号井のコア調査記録は第4表のようである。

Operculina 帯 出碓坑油田西翼で上部砂岩頁岩互層の基底に近いところに出現するが, 本油田も同様である。R. 12号井のコア記録によると, 1,996.7~

第4図 1層・2層の地下構造図および白砂岩層の等厚線図

実線：地下等深線，点線：白砂岩の等厚線

1,997.10 m, 2,096.20~2,098.8 m および 2,142.8~2,143.10 m に発見される。

Operculina 第1帯：第12層の下部約85 m に発見され、厚さ2.5 m 内外の硬質砂岩中の10~15 cm(±)の砂岩に密集して発見される。

Operculina 第2帯：第1帯より約100 m 下位にみられる。灰色硬質砂岩中に発見され、*Ditrupea* sp. を伴なう。

Operculina 第3帯：打鹿頁岩層の上部約32 m の淡灰色細粒砂岩中より発見される。R. 12号井のコア調査記録は第5表に示す通りである。

上述せる鍵層をもとに対比を行い、地下構造図を作成したが、本文では浅層のみを対照として報告する。

桂竹林層頂部の地下構造*

桂竹林層の上限は、竹東ガス田の300 m 層の上限に対比される。本層頂部における背斜軸は、北より赤崎子(Chihchitze)の R. 19, R. 15, R. 40, R. 8, R. 7号の各井を連ねた線上で、R. 28号付近で一旦沈み、鞍部を形成し、さらに老田寮(Laotienliao)地区の R. 35号井を通る。構造上もつとも高い地域は、赤崎子地域の R. 42, R. 40, R. 15, R. 2, R. 11, R. 12, R. 8号井付近で、海面下145 m 内外である。老田寮地域では R. 35号井で、海面下170 m である。構造の最隆起部より鞍部への沈降角は2° 内外である。赤崎子地域では明らかに北方へと沈降し、その等深線は閉じているが、老

* 本地下構造図は中国石油公司から借用できなかった

田寮では坑井の掘鑿された地域では、等深線は閉じず、まだ沈降を示していない。

1 層の地下構造

本層は錦水頁岩層より 320~340 m 下部にあるガス層で、背斜軸は上述の桂竹林層の頂部で画いたものと余り変化はない(第 4 図参照)。構造上もつとも高い地域は、赤崎子においては R. 40, R. 42, R. 8, R. 30, R. 12, R. 11, R. 2, R. 15 号井附近で、その深さは海面下—475 m 内外である。老田寮地域では、R. 35 号井附近で、その深さは海面下—510 m である。鞍部に対する沈降角は 3° 内外である。

2 層の地下構造および白砂岩層のアイソパックについて(第 4 図参照)

2 層の頂部、すなわち白砂岩層の頂部で画いたもので、この白砂岩層は北部油田地域全般にわたり、非常に顕著な鍵層である。2 層における背斜軸は上部層に比べ、やや西に移動し、R. 21 号井の東 100 m 内外の地点より R. 26 号井と R. 42 号井の間を通り、R. 38, R. 28, R. 31, R. 35 号等の各坑井附近を通る。構造上もつとも高い地域は、赤崎子地域では、R. 36, R. 42, R. 8 号井附近で、海面下—750 m(±) である。老田寮地域では R. 35 号井附近で、—750 m 前後である。すなわち、赤崎子地域は、老田寮地域に較べて、桂竹林層の頂部において 25 m 高く、また 1 層は 35 m 高い。しかし 2 層においては、ほぼ同水準である。この理由は第 4 図のごとく、白砂岩層のアイソパックで明らかなように、白砂岩層の厚さは、老田寮地域では 200~220 m であるが、赤崎子地域では最隆起部で 220 m 内外、両翼で 250~260 m、平均 230~240 m である。

以上の事実、白砂岩層の堆積状況を示すものとして、注目すべきであろう。換言すれば、白砂岩層の堆積時には老田寮地域はむしろ赤崎子より堆積量が少ないものとは解釈できないであろうか?。もしこの仮定が許されるとするならば、白砂岩層以下の各地層をも考えて、さらに研究を要するが、深掘に対して一考を要するものと思われ。

縦断面図について*

縦断面図について、一般的に赤崎子・老田寮の両隆起部の堆積状態は、相当変化の多いことを示している。

イ) 赤崎子地域の北寮砂岩層は、R. 20, R. 38, R. 32 号井では明確ではないが、この坑井順に薄くなる。

ロ) 上部砂岩頁岩互層は、R. 48, R. 36, R. 37, の各坑井で著しく厚さを増し、特に西翼と考えられる

R. 48 号井では著しく厚い。一方 R. 34, R. 38 号井附近では薄くなってくる。老田寮地域では北寮砂岩に到達したものがなく、上部砂岩頁岩互層は赤崎子に較べ、白色砂岩層下の頁岩層の部分が厚くなる。このため下部においてはやや対比困難となり、判然としないが、一般的に赤崎子に較べ厚くなっているものと予想される。

ハ) 白色砂岩層はアイソパックマップに示したように、老田寮地域が赤崎子地域より薄くなっている。しかし、桂竹林層および錦水頁岩層は両地域ともほぼ同じ層厚をもっている。上述せることを換言すれば、

1) 上部砂岩頁岩互層の堆積時は、赤崎子地域が老田寮地域に較べ上位にあり、背斜両翼の地層が厚くなっていることから考えて、すでに背斜が形成されつつあった。

2) 白色砂岩層の堆積時は、むしろ老田寮地域が、赤崎子地域に較べ、相対的な上昇の結果、堆積量が少なかったと考えられる。

3) 桂竹林・錦水頁岩の両層には、層厚の変化はそれほど著しくない。

浅層における産ガスの可能性

赤崎子地域

桂竹林層の最上部砂岩層については、R. 40 号井においてガンパー仕上げをおこない、日産 90,000 m³、水 5kl を採出した記録がある。本層に対する採ガス井は R. 40 号井のみである故、さらに 1~2 坑のガンパー仕上げによりガス採収は可能である。しかしガス井を改修する場合、セメンチングをなし、完全に水を遮断することが問題となる。

1 層については、R. 1, R. 5, R. 22 号井にて猛噴し、多くの坑井に徴候が認められるが、R. 22, R. 42, R. 1, R. 40, R. 5 等の各坑井により採出した現在では、将来の 1 層の採収はあまり期待できない。

老田寮地域

桂竹林層頂部の砂岩層および 1 層は、いずれもかなり下つており、赤崎子地域で採収された坑井の水準からいって、あまり期待できないように考えられる。すなわち、1 層は赤崎子地域の R. 41 号井にてガンパー仕上げの結果出水しており、その地下等深線上の位置は—500 m(±) である。しかるに本地域では、構造頂部附近の R. 35 号井でも—510 m(±) である。そのほか R. 43 号井においても、ガンパー仕上げによるテストの結果水を確認しており、本地域のガスの採収の可能性は少ないものと思われ。

* 本縦断面図は中国石油公司より借用できなかった

第 6 表 天然ガスの分析表

成分単位：%

坑井	比重	発熱量		CO ₂ (H ₂ S)	CmHn	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	N ₂ (inertgas)	He
		B.T.U.	Cal									
R. 1	0.573	980	9,340	0.91	0.15	0.22	0.15	0	96.83	0	1.76	0.004
R. 5	0.602	1,019	9,720	0.57	0.49	0.14	0.08	0	90.25	4.16	4.31	0.006
R. 8	0.584	1,025	9,740	0.78	0.56	0.34	0	0	94.14	3.12	1.05	
R. 10	0.580	1,000	9,500	0.81	0.41	0.32	0	0	95.35	1.56	1.55	
R. 24	0.585	1,035	9,830	1.23	0.28	0.07	0	0	94.82	3.47	0.13	
R. 25	0.573	1,000	9,500	0.03	0.26	0.37	0	0	94.06	2.68	1.60	

単位：%

第 7 表 原油の成分表

比重	揮発油(%)	燈油(%)	軽油(%)	機械油(%)	石蠟(%)	瀝青(%)
0.825	51	15	19	6	5	1

原油およびガスの性状

本油田の原油およびガスの一般性状については第 6, 7 表に示した。

将来に残る問題

錦水油田については、前述のように主として浅層を検討してきたが、結論として余り期待するものはなかった。しかし白砂岩層以下の地層対比を通じて、老田寮南部においては、いまだ産ガス地域が残されているものと確信される。

その理由としては、老田寮地域において、最も深い R. 43 号井が 1,830 m 前後より急に 25~45° 内外に傾斜を変じており、同地域の R. 46 号井のガス層である 1,750 m 前後の砂岩層はいまだ出現していないものと考えられる。すなわち R. 43 号井は東翼になる可能性が大きい。さらに R. 46, R. 35, R. 31 号井等はいずれも 2,000~3,000 万 m³ 内外の産ガスを示しているが、この南の地区では構造はまだクローズせず開いている。

以上のことから、引続いて探鉱が必要となってくる。これには現在の 15,000 分の 1 の地質図をさらに 10,000 分の 1 内外で精査を行い、でき得るかぎりの走向・斜傾をとり、断面図をシリーズに作成して、沈降角・背斜軸の移行を注意深く作図して、その上で深層の試掘位置を

選定するか、あるいは旧井を利用して追掘を実施すべきである。

追記 最近の連絡によれば調査を完了し R. 38 号井をさらに追掘し、良好なガス徴を確認し、高圧のため坑口装置を米国に買付中との連絡があった。

文 献

- 1) 福留喜之助：台湾油田調査報告，1909.
- 2) 大井上義近：台湾油田地質概査報告，1928.
- 3) 鳥居敬造・吉田要：新竹州苗栗及竹東油田調査報告，1931.
- 4) 上野幸作：日石の台湾に於ける石油事情，台湾鉱業会誌，第 51 巻，第 606 号，1935.
- 5) 鳥居敬三：台湾の油田に就いて，台湾鉱業会誌，第 51 巻，第 606 号，1935.
- 6) 山内肇：錦水油田コア調査，未発表資料.
- 7) 張麗旭：台湾之石油，台湾銀行季刊，第 3 巻，第 2 期，1950.
- 8) Chinese Petroleum Corporation：The Exploration and Exploitation of Petroleum Taiwan, 1953.
- 9) Leroy, L. W.: Subsurface Geologic Method, Colorado School of Mines, Golden, 1950.
- 10) Lahee Frederic, H.: Field Geology, Mc Graw-Hill Book Company, Mc, New York, 1931.
- 11) The Chinese Petroleum Corporation in Celebration of its 10 th Anniversary, Symposium on Petroleum Geology of Taiwan, 1957.