

秋田県黒川油田地化学調査報告

本島 公司* 石和田 靖章* 牧 真一** 川野 昌樹**

Résumé

Geochemical Studies on Kuro-kawa Oil Field, Akita Prefecture

by

Kōji Motojima, Yasufumi Ishiwada, Shinichi Maki & Masaki Kawano

The Kuro-kawa oil field is located about 16 km north of the Akita city. It is, in Japan, one of the largest field on its total oil production by the time.

In the autumn of 1953, the writers have studied this field by means of the geochemical method, the same method as adopted in the study of methane gas field by the ordinary type in this country. Crude oil in the field is yielded by pumping wells. Therefore, the brine samples for analysis were obtained at casing head. Some analytical elements were carried out in site, and others in field laboratory.

This oil field forms a dome structure. Its axial part is composed of the lower pliocene gray shale, i.e. Tentokuji formation, on the surface. Oil is produced from two horizons, that is, the shallower reservoir in 200 m deep, and the other in 400—500 m deep.

According to the drilling record of R-144 well, the geologic succession is as follows ;

Depth from ground surface	Formation
0—165 m	Tentokuji grey shale
165—325 m	Funa-kawa black shale
325—450 m	Onna-gawa hard shale intercalating andesites

The ranges of concentration of the main chemical constituents in the brine are as follows:

Cl ⁻	1,600—16,700 mg/l (Shallower reservoir)	
	6,500—17,500 "	(Deeper reservoir)
NH ₄ ⁺	7.5—75 "	
Excess base	5—45 m.eq/l	in general
Total CO ₂	600—800 mg/l	in general
pH, RpH	pH 6.2—6.4 } (Shallower reservoir)	
	RpH 6.6—7.8 }	
	pH 7.0—7.8 } (Deeper reservoir)	
	RpH 7.4—8.4 }	
P	0.00—0.1 mg/l	
KMnO ₄ cons.	80—200 mg/l	in general
NO ₂ ⁻	0.000 "	
Mg ⁺⁺	65—370 "	
Ca ⁺⁺	100—300 "	

* 燃料部

** 技術部

SO ₄ ⁻	1 mg/l>
Dissolved O ₂	0.1—0.5 cc/l in general
I ⁻	7—20 mg/l
	I ⁻ /Cl ⁻ (1.0—1.3) × 10 ⁻³
Br ⁻	20—50 gg/l
	Br ⁻ /Cl ⁻ (3.0—3.25) × 10 ⁻³

Cl⁻ distribution in regard to the deeper reservoir coincides roughly with the underground structure of the reservoir but NH₄⁺ distribution does not show the same relation.

The oil-water ratio in each well seems to have some interrelations with Cl⁻ and NH₄⁺ concentrations of the brine.

1. 緒 言

石油課においては、昭和26年から28年に至る3カ年にわたつて、秋田市の北方にある油田地帯のうち、五城目町から黒川・豊川両村に及ぶ地域に対する地表地質ならびに古生物精査を実施した。昭和28年夏には、黒川および豊川両油田附近の地表地質調査を実施することになったので、天然ガスについて行うと同じ地下水法によつて、油田の実態の一面を把握しようとしてみた。

1つの油田に対して、どのような方法で地化学調査を行うのが良いかは現在では全くの未知に属することなので、老朽化した黒川油田のポンプ採油井から得た地下水(油田鹹水)について行つて得た分析の数値を掲げることがを主として、こゝに報告する。

現地調査に際しては帝国石油株式会社黒川支所から多大の援助を受け、また同社の本社ならびに秋田鉱業所からも資料の提供を受けた。こゝに記して深謝の意を表する。

2. 黒川油田概略

黒川油田は秋田県南秋田郡黒川村にあつて、明治7年頃すでに4油井があり、明治32年には伊木技師による油田図幅調査が行われている。

大正元年、綱式による試掘により出油をみたが、同4年にロータリー式による本格的な開発が始められた。全盛期は大正5年で、1万石井として記録に残るR-5号井の大噴油をみたのはこの年である。大正6年に小田技師の地質調査が実施され、大正7年(1918)以後は間掘りと深掘りが行われた。

昭和5年(1930)、R-143号によつて1,632 mまで探査されたがよい結果を得ず、現在に至るまで旧井による採油を続けている。

大正5年下半期の産油量は約9万tに達しているが、現在は約90坑井によるポンプ採油により月産約400KL

の産油を示し、1坑当たり日産油量は約0.2KL弱である。

黒川油田の地質構造(第1図参照)はほぼ南北に長軸を有するドーム構造で、東翼の傾斜は15~18°、西翼は急で45°に達する。地表に露出する岩石は天徳寺層に属する暗灰色泥岩である。本油田内の南部にあるR-144号井の資料によれば

地表~165m	天徳寺層
165~325m	船川黒色頁岩層
325~500m	女川層

で、主油層には約400mで達し、それより下は多孔質の安山岩にはいつている。

おもな出油層は2層あり、浅層は深度130~250m、深層は本油田の主油槽となつていて400~500m前後の深度を有する。

3. 調査方法

前述のように、当油田の採油井はいずれもポンプ採油を行つているので、分析用試料としては坑口付近で原油と水とを分離し、なるべく原油分のはいらぬ鹹水をもつてこれにあてた。

汲上げ時間の短い坑井では、長時間チュービング中に停滞した水を採つていることになり、また井戸側管下部にある水を採つても、坑井中には遮水が不完全と思われるものがあるので、必ずしも分析値がアンカー位置の鹹水を代表しているとは考えられない。

おもな成分の分析法は次の通りである。

Cl⁻ モール氏法。

NH₄⁺ 空気蒸溜法。

Excess base B. C. P. を指示薬として HCl 規定液で求めた。

Total CO₂ Ba(OH)₂ 溶液による吸収法。

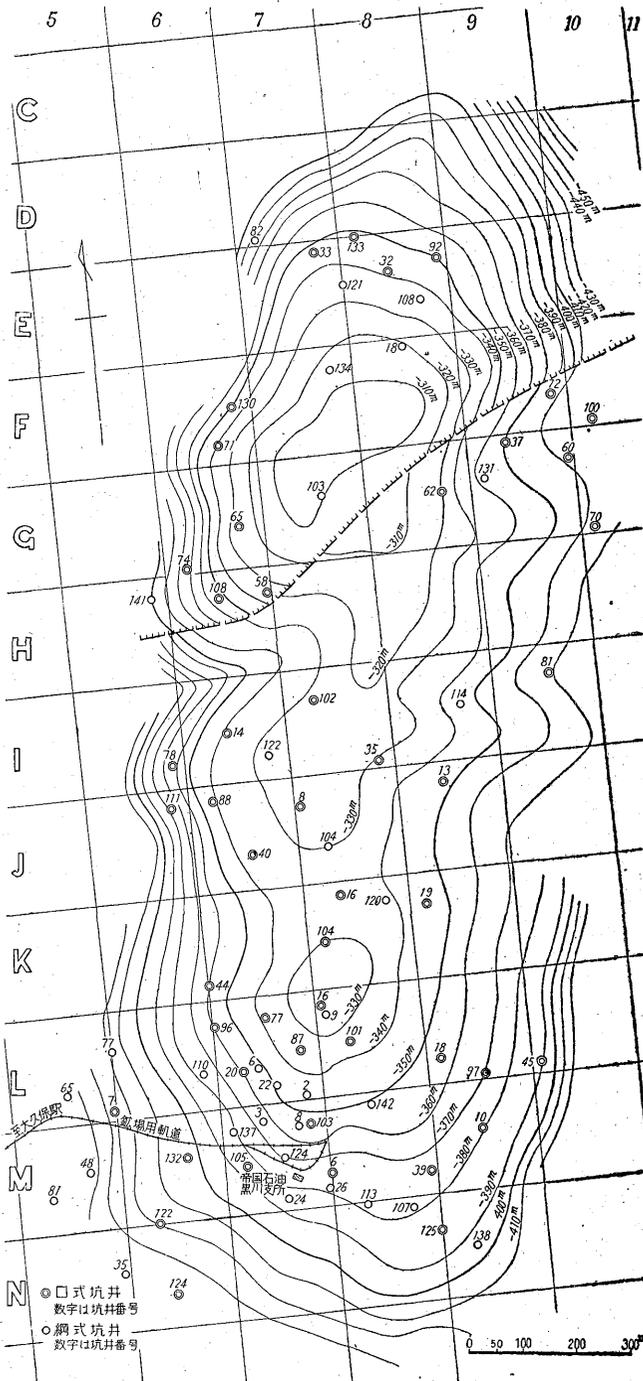
Free CO₂ フェノールフタレインを指示薬として、Na₂CO₃ 規定液で滴定。

pH, RpH 比色法。

秋田県黒川油田地化学調査報告 (本島公司外3名)

Fe⁺⁺ デピリダル法。
 Fe⁺ Fe⁺⁺⁺→Fe⁺⁺ として Fe⁺⁺ と同じ方法によつた。

P モリブデン青による方法。
 KMnO₄ cons. 常法
 Ca⁺⁺ 蔘酸カルシウムを KMnO₄ で滴定
 Mg⁺⁺ 重量分析。
 SO₄⁻ 比濁法。
 dis. O₂
 dis. CH₄+N₂ } CO₂泡による追出し法。



第1図 秋田県黒川油田地下構造および地化学測点位置図 1953-8 調査 (地下構造図は帝石原図)

4. 測定の結果

調査した坑井の位置を第1図に示し、これに対応する測定値は第1表に一括した。

Cl⁻ 浅層井の水では 1,600 mg/l 前後から 16,700 mg/l まであり、深層井では 6,900~17,500 mg/l である。なお詳細にみれば浅層井では 6 例中の 1 例を除いて、Cl⁻ < 8,500 mg/l であるが、深層井にあつては、逆に Cl⁻ < 9,000 mg/l は 2 例しかなく、深層井水の Cl⁻ が濃い。

NH₄⁺ いずれも 7.5~75m. g/l の間にある。浅層と深層との間に差がない。

Excess base 多くは 5~45 meq/l であつて、浅層・深層間に大差はみうけられない。

Total CO₂ 坑井数別分布は第2図のようになつて、600~800 mg/l に最も多くの坑井が集まつている。2,000 mg/l を超えるものもある。

Free CO₂ 30~100 mg/l 程度が最も多い。

pH, R pH 第3図にその坑井数別分布図を示す。深層水では pH が 7.0~7.8 の間に最も多く、R pH はやゝアルカリ側の 7.4~8.2 に集中する。浅層水の pH, R pH は深層水よりやゝ酸性へ傾き、pH=6.2~7.4, R pH=6.6~7.8 の間に分布する。

Fe 第1表にみられるように、多量の Fe を含むものがある。水量の多いものにあつては、地層水中の Fe 量をはゞ示すであろうが、何分にもポンプ採油井なので正確なことは今後の研

地質調査所月報 (第6卷 第9号)

第1表 秋田県黒川油田地化学

坑井名	Cl ⁻ mg/l	NH ₄ ⁺ mg/l	Excess Base m. eq/l	total CO ₂ mg/l	free CO ₂ mg/l	pH	RpH	Fe ⁺⁺ mg/l	Fe ⁺ mg/l	P mg/l	KMnO ₄ cons. mg/l
R- 6	156 ₉₀	36. 6	27. 2 ₀	13 ₉₀	20 ₂	6. 9	7. 8-	6. 7 ₃	11. 2 ₀	0. 0 ₂	11 ₅ .
R- 7	143 ₆₀	70. 0	26. 8 ₀	13 ₉₀	13 ₂	7. 4	8. 0
R- 8	135 ₀₀	18. 3	17. 6 ₂	61 ₇	CO ₃ ²⁻ 24. 0	8. 1	8. 2
R- 10	156 ₁₀	13. 3	16. 1 ₁	...	31 ₇ .	6. 6	7. 4
R- 13	105 ₈₀	35. 3	19. 2 ₀	76 ₂	92. 4	7. 4	7. 8	10. 2	10. 7	0. 0 ₁	25 ₆
R- 14	141 ₄₀	15. 0	22. 5 ₇	108 ₉	114.	7. 1	7. 8
R- 15	154 ₁₀	15. 7	2. 4 ₀	99. 0	13. 2	7. 8	8. 0	2. 0	2. 3	0. 0 ₂	17 ₁ .
R- 16	148 ₂₀	...	13. 9 ₂	63 ₂ .	13. 2	7. 8	8. 0
R- 18	143 ₉₀	27. 0	14. 8 ₂	56 ₄ .	48. 5	7. 2	7. 6	3. 1 ₅	...	0. 0 ₂	10 ₂
R- 19	143 ₅₀	...	18. 8 ₁	88 ₂	57. 2	7. 6	7. 9	tr.	0. 2 ₂
R- 20	153 ₂₀	25. 4	20. 8 ₅	71 ₅	22. 0	7. 8	8. 1
R- 32	133 ₂₀	16. 2	6. 5 ₉	21 ₆	8. 8	7. 4	7. 8	...	14. 4	0. 0 ₃	10 ₇ .
R- 33	135 ₈₀	24. 4	10. 2 ₀	40 ₉	35. 3	7. 3	7. 7
R- 35	137 ₅₀	10. 0	9. 3 ₁	65 ₃	13. 2	7. 6	7. 8	29. 4	30. 6	0. 0 ₁	18 ₃ .
R- 37	161 ₅₀	31. 6	17. 6 ₄	42 ₀	52. 8	7. 4	7. 8
R- 39	158 ₈₀	20. 0	15. 9 ₂	71 ₂	22. 0	7. 8	8. 0
R- 40	164 ₅₀	36. 4	35. 0 ₅	142 ₉	11 ₅ .	7. 3	7. 8
R- 44	138 ₈₀	...	18. 8 ₁	94 ₉	16 ₇ .	7. 1	7. 6	6. 4 ₃	6. 7 ₈
R- 45	136 ₅₀	31. 5	10. 9 ₅	38 ₇	4. 5	8. 0	8. 2	0. 4 ₃	...	0. 0 ₅	76. 7
R- 58	118 ₂₀	...	17. 6 ₂	99 ₄	88. 0	7. 1	7. 6	11. 1	11. 8
R- 60	162 ₀₀	23. 7	7. 5 ₃	42 ₅	48. 3	7. 4	7. 8	9. 1 ₆	9. 7 ₇	tr.	24 ₅ .
R- 62	161 ₀₀	36. 3	5. 1 ₆	26 ₁	CO ₃ ²⁻ 12.	8. 1	8. 2	2. 5 ₀	2. 5 ₆	tr.	18 ₄ .
R- 65	115 ₃₀	17. 7	19. 6 ₉	92 ₁	14 ₁ .	7. 0	7. 4
R- 70	160 ₂₀	19. 4	9. 1 ₂	31 ₂	30. 8	7. 4	7. 7
R- 71	157 ₈₀	36. 7	14. 5 ₀	62 ₅	57. 3	7. 6	7. 8	10. 4 ₀	11. 3 ₀	tr.	21 ₆
R- 72	139 ₈₀	20. 0	10. 1 ₉	44 ₆	35. 2	7. 4	7. 7	3. 0 ₆	3. 2 ₄	0. 0 ₁	21 ₅
R- 74	132 ₈₀	10. 9	10. 1 ₉	38 ₈	17. 6	7. 5	8. 0	4. 1 ₅	6. 3 ₀	0. 0 ₂	10 ₇
R- 77	150 ₇₀	24. 7	15. 4 ₉	67 ₇	CO ₃ ²⁻ 30.	8. 1	8. 2	0. 2 ₂	0. 9 ₁	tr.	28 ₄
R- 78	146 ₆₀	20. 1	17. 2 ₆	51 ₇	57. 2	7. 1-	7. 8	3. 7 ₃	3. 8 ₄	tr.	21 ₈
R- 81	169 ₈₀	34. 2	17. 8 ₂	68 ₉	22. 0	7. 6	8. 0	0. 1 ₁	0. 2 ₅	0. 0 ₁	24 ₈
R- 87	152 ₄₀	28. 3	15. 8 ₀	69 ₃	8. 8	7. 9	8. 1	0. 1 ₈	0. 3 ₃	0. 0 ₉	18 ₄
R- 88	140 ₁₀	24. 1	15. 6 ₉	73 ₅	74. 8	7. 1	7. 5	10. 1 ₉	10. 6 ₀	tr.	18 ₁
R- 92	150 ₆₀	21. 9	9. 0 ₂	35 ₆	26. 4	7. 5	7. 8	7. 3 ₄	7. 8 ₂	0. 0 ₂	25. 3
R- 96	144 ₀₀	10. 0	21. 1 ₅	127 ₆	66. 6	7. 4	7. 8
R- 97	159 ₀₀	16. 9	15. 7 ₄	68 ₈	48. 4	7. 4	7. 8
R-100	163 ₆₀	28. 4	6. 2 ₇	22 ₆	22. 0	7. 6	7. 9	4. 7 ₆	5. 5 ₅	tr.	12 ₀
R-101	99 ₇₀	26. 6	11. 8 ₀	94 ₆	CO ₃ ²⁻ 36.	8. 2	8. 2
R-102	159 ₁₀	...	31. 4 ₉	138 ₂	24 ₆ .	7. 0	7. 6	5. 4 ₆	5. 5 ₉
R-103	77 ₂₀	30. 0	23. 8 ₀	78 ₅	8. 4	7. 6	7. 9	0. 4 ₂	0. 6 ₉	1. 2 ₁	28 ₉
R-104	143 ₈₀	...	17. 3 ₃	66 ₄	22. 0	7. 8	8. 0
R-105	138 ₄₀	28. 8	22. 7 ₅	102 ₂	19 ₈ .	7. 1-	7. 4	10. 0 ₀	11. 5 ₀	0. 0 ₂	94. 6
R-108	123 ₇₀	18. 2	13. 5 ₂	75 ₅	14 ₅ .	7. 0	7. 6	11. 6 ₇	12. 4 ₁
R-111	95 ₇₀	20. 7	24. 9 ₅	104 ₃	11 ₅ .	7. 4	7. 8
R-112	122 ₈₀	17. 5	10. 3 ₂	41 ₁	1. 7 ₅	...	0. 0 ₁	11 ₄
R-125	153 ₈₀	...	20. 8 ₅	90 ₄	57. 2	7. 5	7. 9	tr.	tr.
R-130	127 ₉₀	11. 5	5. 1 ₀	28 ₉	74. 8	7. 0	7. 3	11. 8 ₅	12. 0 ₈	...	14 ₂
R-132	147 ₃₀	43. 3	27. 4 ₀	139 ₂ .	16 ₇ .	6. 8 ⁺	7. 1
R-133	143 ₈₀	21. 8	10. 3 ₅	44 ₂ .	28. 2	7. 3	7. 6	...	1. 9 ₁	0. 0 ₃	15 ₅ .
C- 2	496 ₀	16. 6	25. 7 ₅	97 ₆	35 ₂ .	6. 5	6. 8
C- 3	127 ₀₀	27. 5	24. 2 ₀	72 ₃ .	44. 0	7. 6 ⁺	7. 8 ⁺
C- 8	408 ₀	14. 1	27. 8 ₀	168 ₀ .	19 ₄ .	7. 0	7. 4
C- 9	174 ₉₀	48. 8	45. 6 ₀	225 ₀ .	48 ₄ .	6. 7	7. 5
C- 17	442 ₀	8. 6 ₈	23. 1 ₇	125 ₀ .	60 ₇ .	6. 5	7. 0-

秋田県黒川油田地化学調査報告 (本島公司外3名)

調査表

PL……ケーシングベッドと試料採取箇所との距離

NO ₂ ⁻ mg/l	I ⁻ mg/l	Br ⁻ mg/l	Ca ⁺⁺ mg/l	Mg ⁺⁺ mg/l	SO ₄ ⁻⁻ mg/l	Tw water temp. °C	Ta air temp. °C	PL m	Color of water	dis. CH ₄ +N ₂ +Ar cc/l	dis. O ₂ cc/l
0.00	17.1	43.8	175.6	255.5	1>	24.7	23.7	0.6 ₂
...	16.2	32.8
...	14.7	31.8	6
...	19.0	47.3	15.3	29.7	4
0.00	167.7	96.6	1>	14.5	29.7	4	...	48.6	0.5 ₃
...	26.6	28.2	90
0.00	285.4	142.5	1>	17.8	28.5	39.0	0.6 ₆
...	14.7	30.7	5	...	48.6	0.2 ₀
0.00	173.7	214.6	1>	28.3	31.5	21.2	0.3 ₃
0.00	131.7	195.3	1>	16.8	29.8	6	...	48.6	0.2 ₀
...	19.3	31.0	...	無
0.00	189.6	154.3	...	30.2	33.2	4	無色透明	24.5	0.1 ₀
...	26.4	31.5	55
0.00	171.7	174.4	1>	29.0	29.8	4	無, 微白	22.1	0.3 ₁
...	18.7	27.4	3
...	23.2	27.0	80
...	15.4	33.6	7
0.00	239.5	217.6	12	28.4	29.5	5	...	30.5	1.0 ₅
0.00	161.7	181.8	1>	26.5	31.5	27.1	0.3 ₈
0.00	151.7	161.7	1>	29.1	30.2	230	...	23.2	0.1 ₆
...
0.00	285.4	208.0	1>	22.4	30.7	100	...	36.0	0.4 ₃
0.00	155.7	136.4	1>	16.2	29.7	4	...	37.1	0.1 ₇
...	20.7	26.6	7
0.00	24.5	30.1	80
0.00	103.8	161.3	1>	25.5	27.3	80	無, 微白	26.4	0.3 ₆
...
0.00	201.6	175.2	1>	21.6	30.7	4	無	53.2	0.4 ₉
0.00	153.7	168.3	1>	27.1	29.5	80	無, 微白	26.0	0.4 ₂
0.00	65.9	217.6	1>	17.8	26.0	4	無	29.8	0.6 ₆
0.00	175.6	98.0	1>	26.2	24.0	200<	〃	25.7	0.2 ₈
0.00	103.8	163.1	1>	18.0	29.5	4	〃	39.4	0.4 ₉
...
0.00	103.8	239.9	1>	21.3	51.4	0.3 ₅
0.00	171.7	170.5	1>	28.3	24.5	25	無, 微白	37.2	0.6 ₉
0.00	229.5	194.0	1>	26.5	30.5	65	〃	31.4	0.4 ₂
...	33.5	31.7
...	103.8	239.9	1>	15.8	27.4	7
...
0.00	275.5	192.2	1>	25.6	28.2	50	無	29.9	0.5 ₅
...	19.5
0.00	173.7	202.8	1>	18.6	30.2	20	...	28.3	0.4 ₂
0.00	107.8	106.3	1>	18.3	54.8	0.1 ₆
...	14.5	43.8	109.8	173.4	1>	17.4	30.3	4
...
0.00	151.7	240.4	1>	31.5	24.3	0.1 ₄
0.00	26.6	26.6	200<
...	25.2	30.8	100
0.00	313.4	190.1	1>	25.1	26.0	25.1	0.1 ₀
0.00	207.6	291.0	1>	18.8	27.2	5	...	30.4	0.3 ₃
...
0.00	261.5	84.0	1>	36.0	27.3	4	...	19.3	0.3 ₆
...	27.0
0.00	...	32.3	205.6	192.6	1>	26.8	31.2	10	...	37.2	0.2 ₈
...
...	20.4	30.0
...	17.2	31.0
...	17.8
...	16.5	28.5
...	18.5	28.5	20	...	27.5	0.1 ₇

地質調查所月報 (第6卷 第9号)

坑井名	Cl ⁻ mg/l	NH ₄ ⁺ mg/l	Excess Base m. eq/l	total CO ₂ mg/l	free CO ₂ mg/l	pH	RpH	Fe ⁺⁺ mg/l	Fe ^t mg/l	P mg/l	KMnO ₄ cons. mg/l
C-18	855 ₀	28.6	27.0 ₉	169 ₃	28 ₂	6.7	7.3
C-22	163 ₀	8.5 ₀	7.5 ₂	72 ₃	62 ₅	6.2	6.8 ⁻
C-24	170 ₃₀	57.6	60.2 ₀	193 ₅	28 ₂	6.9	7.4 ⁺
C-26	631 ₀	23.8	29.2 ₅	157 ₀	48 ₄	6.4	6.8 ⁻
C-35	163 ₅₀	73.2	40.1 ₉	189 ₈	15 ₄	7.2	7.8
C-48	132 ₁₀	47.7	21.0 ₂	120 ₈	24 ₂	6.8	7.7	9.0 ₀	9.0 ₀	0.0 ₄	10 ₁
C-77	138 ₅₀	12.2	15.8 ₀	76 ₀	66.0	7.2	7.8	4.2 ₈	5.2 ₃	0.0 ₃	70.2
C-81	179 ₁₀	48.6	34.8 ₈	186 ₀	299.	6.9	7.7
C-82	133 ₉₀	27.3	10.4 ₇	49 ₂	23.8	7.4 ⁻	7.7	5.7 ₃ [*]	4.7 ₂ [*]	0.0 ₂	16 ₃
C-103	168 ₀₀	42.9	24.1	117 ₅	24 ₇	7.0	7.7	16.6	17.0	0.0 ₃	26 ₇
C-104	150 ₂₀	...	35.8 ₄	148 ₃	61 ₆	6.7	7.4	9.0 ₅	9.7 ₃
C-107	153 ₉₀	25.3	20.2 ₅	66 ₇	...	7.9	8.0	2.5 ₀	...	0.0 ₂	14 ₂
C-108	149 ₀₀	26.3	9.8 ₈	43 ₁	157.2	7.4	7.6 ⁺	20.8	23.2	0.0 ₃	33 ₈
C-110	133 ₀₀	36.2	23.4 ₉	76 ₆	15 ₄	7.0	7.6
C-113	161 ₅₀	27.6	26.4 ₅	101 ₂	11 ₄	7.2	7.5
C-114	146 ₅₀	26.1	18.6 ₅	72 ₂	92.4	7.4	7.8	0.0 ₅	18 ₅
C-120	93 ₅₀	...	31.2 ₉	123 ₇	29 ₁	7.0	7.6
C-121	171 ₅₀	52.5	15.0 ₁	64 ₇	19 ₄	7.2	7.5	13.1	13.6	0.0 ₁	17 ₁
C-122	163 ₅₀	47.7	43.7 ₆	158 ₁	21 ₆	7.2	7.8
C-124	134 ₅₀	14.7	24.2 ₀	127 ₆	11 ₀	7.3	7.8
C-131	145 ₃₀	16.7	9.4 ₁	42 ₀	22.0	7.4	7.9	6.7 ₆ [*]	6.3 ₆ [*]	0.0 ₃	...
C-134	696 ₀	19.7	16.0 ₈	75 ₅	14 ₅	7.0	7.4	12.5	13.0	0.1 ₀	13 ₃
C-137	143 ₈₀	7.6 ₀	18.0 ₀	84 ₅	13 ₂	7.1	7.6
C-138	158 ₉₀	45.2	21.4 ₅	214 ₆	96.8	7.4	7.8
C-141	131 ₂₀	20.4	12.7 ₅	70 ₁	10 ₁	7.0	7.7	10.0	10.5	0.0 ₂	79.2
C-142	154 ₁₀	46.6	25.6 ₀	116 ₇	52.8	7.5	8.0	7.4 ₈	7.8 ₂	0.0 ₃	14 ₄

秋田県黒川油田地化学調査報告 (本島公司外3名)

NO ₂ ⁻ mg/l	I ⁻ mg/l	Br ⁻ mg/l	Ca ⁺⁺ mg/l	Mg ⁺⁺ mg/l	SO ₄ ⁻⁻ mg/l	T _w water temp. °C	T _a air temp. °C	PL m	Color of water	dis. CH ₄ +N ₂ +Ar cc/l	dis. O ₂ cc/l
...	16.4	27.3	3
...	—	—	—
...	—	—	—
...	15.9	—	—
...	23.8	26.2	—
0.00	233.5	182.6	1>	24.8	27.7	—	...	24.5	0.10
0.00	299.4	220.7	1>	30.0	28.6	—	...	21.7	0.46
...	14.9	27.8	—
0.00	177.6	139.5	1>	26.3	31.2	150	...	29.9	0.15
0.00	159.7	227.1	1>	16.0	34.3	4	...	37.3	0.31
0.00	1>	20.6	32.1	25	...	18.3	0.21
0.00	18.4	49.8	159.7	335.2	1>	—	—	—	...	23.9	0.00
0.00	219.6	201.4	1>	27.7	27.4	25	...	25.7	0.07
...	15.7	27.6	—
...	—	—	—
0.00	262.9	126.2	1>	14.2	26.8	4	...	46.2	0.17
...	14.7	30.7	5
0.00	191.6	139.9	1>	25.5	31.0	55	...	26.6	0.10
...	13.4	32.3	4
...	23.0	30.2	—
0.00	209.6	175.7	1>	24.3	29.7	6	無, 透	25.9	0.79
0.00	7.1	21.5	155.7	64.3	1>	13.3	24.7	4	〃	46.3	0.42
...	29.9	30.2	—
...	23.9	28.7	—	...	30.9	0.42
0.00	227.5	159.4	1>	33.0	29.5	15	...	23.5	0.41
0.00	109.8	180.1	1>	26.0	—	—	...	33.4	0.24

地質調査所月報 (第6巻 第9号)

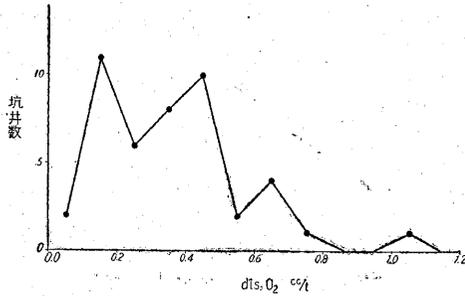
坑井名	坑井位置	坑井深度 m	遮水深度 m	アンカー 位置 m	採油ポン プ位置 m	作井 年月日	現日産油 量 KL	現日産水 量 KL	チューブ ングの径 吋	採油時間 時/日
R- 6	7M	490.9	290.9	490.9	471.7	大 8. 8. 5	0.088	1.912	2	6.
R- 7	4L	508.8	323.6	469.1	362.3	正 11. 7. 8	0.022	0.177	2	2.
R- 8	7J	514.8	286.9	443.3	476.0	" 10. 4. 14	0.082	0.118	2	2.
R- 10	8M	514.5	311.8	440.0	424.7	" 10. 2. 19	0.078	0.572	2	1.
R- 13	8J	481.5	307.7	422.0	456.4	" 10. 11. 15	0.071	0.209	2	1.
R- 14	6I	481.8	317.6	417.6	408.5	" 10. 8. 27	0.652	7.748	2 1/2	24.
R- 15	7L	532.7	285.8	377.5	516.2	" 9. 2. 8	0.205	0.025	2	1.
R- 16	7K	505.4	320.6	405.5	500.0	" 9. 12. 27	0.024	0.034	2	0.1
R- 18	8L	478.2	291.5	400.2	456.4	" 10. 12. 25	0.062	1.038	2	3.
R- 19	8K	443.0	321.8	432.9	424.1	" 11. 2. 25	0.040	0.010	2	0.5
R- 20	6L	463.6	303.6	436.0	447.9	" 11. 1. 20	0.078	0.922	2	3.
R- 32	8E	427.6	351.5	424.5	404.1	" 11. 3. 21	0.090	9.070	2	24.
R- 33	7E	430.6	318.9	400.0	409.9	" 10. 7. 2	0.097	0.092	2	0.1
R- 35	7I	473.0	309.7	406.7	401.0	" 9. 10. 27	0.231	6.969	2	24.
R- 37	9G	416.5	310.0	400.0	403.0	" 15. 11. 4	0.046	0.073	2	1.
R- 39	7M	464.2	328.2	464.2	410.0	" 11. 1. 22	0.097	0.353	2	0.5
R- 40	6J	524.8	317.9	499.6	500.0	" 9. 10. 25	0.048	0.052	2	0.5
R- 44	6K	490.9	372.3	486.3	440.0	" 9. 11. 3	0.024	0.770	2	3.
R- 45	9L	490.9	295.5	490.9	467.5	" 10. 5. 25	0.140	1.660	2	20.
R- 58	6H	500.0	298.8	437.0	443.6	" 9. 7. 25	0.204	0.696	2	2.
R- 60	9G	455.2	282.2	395.5	437.1	" 10. 5. 22	0.637	0.113	2	2.
R- 62	8G	483.3	303.3	371.5	468.9	" 10. 1. 7	0.063	0.007	2 1/2	0.2
R- 65	6G	472.7	292.3	419.7	449.9	" 10. 6. 23	0.467	1.933	2	24.
R- 70	10G	492.4	306.4	461.2	471.6	" 11. 3. 29	0.156	0.044	2	1.
R- 71	6F	490.9	302.1	433.3	472.1	" 10. 9. 13	0.058	0.066	2 1/2	0.2
R- 72	9F	453.6	292.1	386.4	396.8	" 10. 7. 29	0.588	0.112	2	2.
R- 74	6G	486.1	294.5	427.0	442.5	" 10. 10. 9	0.574	9.026	2	24.
R- 77	6L	509.4	294.5	481.5	436.7	" 6. 4. 6	0.086	0.564	2	2.
R- 78	5I	486.4	290.9	422.7	427.8	" 10. 8. 6	0.160	7.040	2	24.
R- 81	9I	512.7	294.6	445.0	490.9	" 11. 8. 8	0.158	0.042	2	1.
R- 87	6L	479.1	298.5	479.1	408.3	" 6. 9. 19	0.108	1.692	2	7.
R- 88	6J	500.6	316.4	471.2	460.0	" 10. 11. 4	0.175	9.425	2	—
R- 92	8E	425.8	247.6	377.9	381.9	" 8. 10. 24	0.168	6.532	2	24.
R- 96	6L	464.5	305.5	409.2	444.4	" 12. 7. 12	0.030	14.370	2 1/2	24.
R- 97	8L	490.9	300.5	490.9	468.8	" 11. 8. 24	0.100	1.000	2 1/2	4.
R-100	10F	434.5	272.3	434.5	405.6	" 7. 5. 7	0.060	0.040	2 1/2	0.5
R-101	7L	486.1	295.5	479.1	476.4	" 10. 8. 19	0.039	0.085	2	1.
R-102	7I	439.1	308.0	439.1	428.8	" 7. 5. 1	0.266	0.274	2 1/2	2.
R-103	6M	481.8	298.8	481.8	466.9	" 7. 5. 24	0.037	0.113	2	1.
R-104	7K	497.3	303.6	407.9	474.4	" 9. 8. 23	0.075	0.275	2	1.
R-105	6M	476.5	291.5	476.5	420.4	" 7. 6. 7	0.070	9.330	2	24.
R-108	6H	480.9	295.8	443.6	414.6	" 10. 8. 9	0.525	1.875	2	24.
R-111	5J	476.7	301.3	476.7	415.0	" 7. 9. 23	0.108	0.472	2	—
R-122	5M	503.1	315.9	474.4	447.7	" 10. 6. 21	0.068	7.132	2	24.
R-125	8N	472.7	183.6	472.7	452.9	" 11. 3. 26	0.085	0.365	2	4.
R-130	6F	481.8	170.9	415.5	439.1	" 10. 10. 13	0.630	25.370	2 1/2	20.
R-132	5M	476.4	264.5	476.4	354.4	" 11. 8. 25	0.068	1.732	2	8.
R-133	8E	434.5	183.9	434.5	401.1	" 11. 6. 21	0.278	2.122	2 1/2	3.
C- 2	6L	197.3	42.6	192.5	183.0	" 9. 3. 11	0.023	0.115	2	1.
C- 3	6M	469.1	280.0	430.3	452.0	" 10. 10. 24	0.070	0.380	2 1/2	2.
C- 8	6M	221.8	22.9	206.7	209.4	" 2. 11. 17	0.035	5.965	2	—
C- 9	7L	362.7	285.7	347.3	350.0	" 3. 2. 17	0.048	0.008	2	0.2
C- 17	6J	174.2	110.8	174.2	157.5	" 7. 4. 30	0.120	0.130	2	0.2

秋田県黒川油田地化学調査報告 (本島公司外3名)

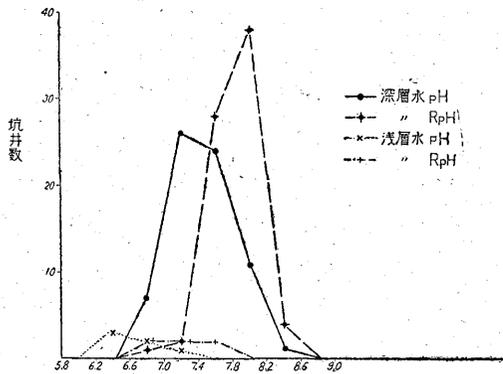
坑井名	坑井位置	坑井深度 m	遮水深度 m	アンカー 位置 m	採油ポン プ位置 m	作 井 年 月 日	現日産油 量 KL	現日産水 量 KL	チュービ ングの径 吋	採油時間 時/日
C-18	8F	133.0	85.2	133.0	127.3	大 7. 6. 8	0.068	0.082	2 1/2	0.5
C-22	6L	195.5	66.4	195.5	190.0	正 8. 1. 30	0.058	0.192	2	2.
C-24	6M	240.6	54.0	239.5	221.1	〃 8. 5. 19	0.035	0.225	2	0.2
C-26	6M	490.9	290.9	490.9	471.7	〃 8. 8. 5	0.088	1.912	2	2.5
C-35	4N	484.2	200.7	478.9	478.0	〃 12. 1. 27	0.037	0.137	2	0.2
C-48	4M	473.9	81.5	473.9	443.8	〃 12. 6. 17	0.080	2.320	2	7.
C-77	4L	500.0	200.5	500.0	453.0	〃 13. 7. 13	0.048	9.552	2	24.
C-81	4M	320.0	215.5	320.0	314.2	〃 13. 11. 24	0.095	0.025	2	0.2
C-82	7D	470.0	266.0	418.0	442.7	〃 14. 3. 12	0.560	7.340	2	24.
C-103	7G	430.0	206.3	430.0	418.7	〃 14. 12. 19	0.119	0.281	2	0.2
C-104	7J	436.0	130.1	436.0	428.0	〃 15. 12. 27	0.090	0.160	2	1.
C-107	7N	447.4	199.2	447.4	424.1	〃 15. 5. 24	0.174	4.826	2	20.
C-108	8E	416.0	200.0	416.0	402.9	〃 15. 5. 26	0.966	6.634	2 1/2	24.
C-110	5L	470.7	202.3	470.7	439.7	〃 15. 9. 16	0.061	0.539	2	2.
C-113	7N	450.1	201.3	433.4	435.4	〃 15. 10. 30	0.064	1.536	2	5.
C-114	8I	504.1	208.4	435.6	454.3	〃 15. 11. 25	0.062	0.088	2	1.
C-120	7K	432.0	201.0	417.6	395.0	昭 2. 3. 7	0.058	0.192	2	1.
C-121	7E	420.0	201.0	420.0	399.0	和 2. 3. 7	0.073	0.051	2	0.5
C-122	6I	485.9	303.4	450.1	476.4	〃 2. 4. 15	0.062	0.088	2 1/2	24.
C-124	6M	470.0	36.0	470.0	443.3	〃 2. 5. 3	0.075	1.325	2	5.
C-131	9G	430.0	203.1	380.7	374.7	〃 2. 8. 13	0.060	1.140	2	5.
C-134	7F	363.5	200.0	363.5	343.1	〃 2. 11. 6	0.037	0.037	2	0.1
C-137	6M	452.2	37.2	452.2	419.7	〃 3. 2. 1	0.060	0.282	2	1.5
C-138	8N	460.0	198.8	460.0	438.0	〃 3. 2. 22	0.058	1.142	2	2.
C-141	5H	470.6	301.7	467.6	437.4	〃 3. 6. 16	0.225	11.775	2 1/2	24.
C-142	7M	754.0	201.8	不明	430.7	〃 8. 3. 7	0.048	0.051	2	0.2

地質調査所月報 第6巻 第7号 正誤表

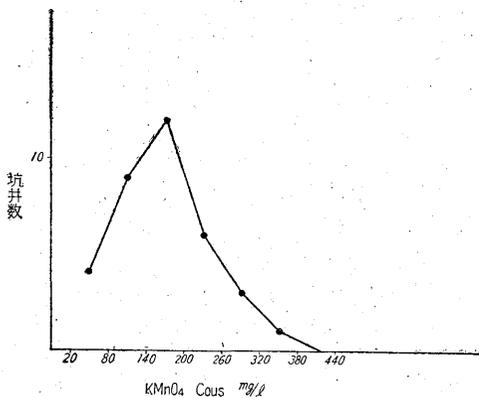
頁	行	誤	正
56	左下 6	ほとんどみえない	よくみえる
〃	右上 2~3	(間隙水+加えた液体量/間隙水)	[(間隙水+加えた液体量)/間隙水]
〃	右上 17	a = Mc ₁ でこれは常に 50 m	a = MC ₁ でこれは常に 50cm
57	第 2 図 S.P.(mv)の目盛	400, 600, 800, 1,000, 1,200	+400, +600, +800, +1,000, +1,200
58	第 1 表 小区分	Water Content	Water Content Vol. %
〃	〃	NH ₄ ext. by 10% NaCl	NH ₄ ext. by 10% NaCl mg/l
〃	〃	NH ₄ ext. by 10% KCl	NH ₄ ext. by 10% KCl mg/l
67	第 2 図	G. S. R-1 附随地下水	G. S. R-1 附近地下水



第2図 全炭酸坑井数別分布図



第3図 pH, RpH 坑井数分布図



第4図 KMnO₄ 消費量坑井数別分布図

究にまつ。しかし Fe^{2+} として $5\sim 10\text{ mg/l}$ と考えて大差ないであろうと推定しうる。 Fe^{3+} の存在は今後の研究題目である。

P $0.00\sim 0.1\text{ mg/l}$ 程度できわめて少ない。多くの水は 0.0 Amg/l である。

KMnO₄ cons. 第4図に坑井数別分布を示す。これによつて $80\sim 200\text{ mg/l}$ 間に最も多くの坑井が存在していることがわかる。

NO₂⁻ 0.00 mg/l である。

Ca²⁺ $65\sim 380\text{ mg/l}$ 間にあるが $140\sim 240\text{ mg/l}$ 間に

最も多くの坑井がくる。

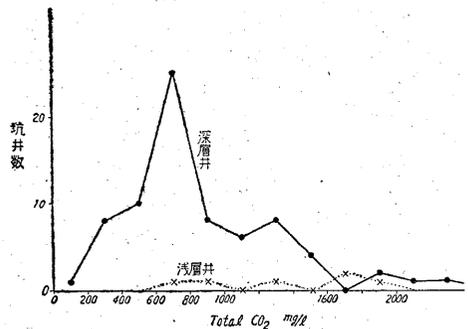
Mg²⁺ $65\sim 370\text{ mg/l}$ 間にあるが $140\sim 250\text{ mg/l}$ 間に最も多くの坑井がくる。

SO₄²⁻ きわめて少なく、いずれも 1 mg/l 以下を示す。

水色・濁り 無色であるが、油のエマルジョンによつて微白濁する場合が多い。

dis. CH₄+N₂ $15\sim 50\text{ cc/l}$ 程度であるが、多くの坑井で $25\sim 35\text{ cc/l}$ を示し、やゝ過飽和の気味である。

dis. O₂ 第5図にその坑井数別分布図を示した。0.1~0.5 cc/l のものが最も多い。試料採取の不完全から、ごく少量の dis. O₂ の増加をきたしていることも考えなければならないが、dis. CH₄+N₂ の値と水質・水温等からしても、本来の dis. O₂ の値はおそらく 0.2 cc/l を超えることは稀であると考えられる。



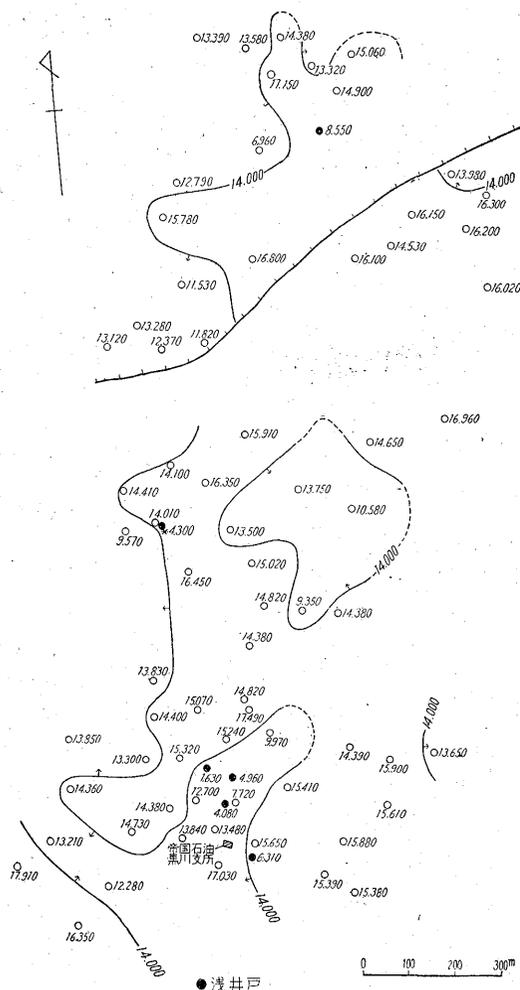
第5図 水中溶解炭素量坑井数別分布図

I⁻ 測定した範囲内では $7\sim 20\text{ mg/l}$ で、I⁻/Cl⁻ の比は $(1.0\sim 1.3)\times 10^{-3}$ であつて、ほぼ一定していると思われるが長時間放置した試料であつたことと、分析数の少ないため確かなることは不明であるが、大体この位の order と考えられる。

Br⁻ 測定した範囲内では $20\sim 50\text{ mg/l}$ で、Br⁻/Cl⁻ の比は $(3.0\sim 3.25)\times 10^{-3}$ でほぼ一定した値を得たが、I⁻ の場合と同様である。

5. 測定結果の検討

黒川油田は老朽化した、比較的採油層の深度が浅い油田であるために、油田鹹水水質の分布状況には、種々複雑な原因による攪乱現象がみられるだろうと予期したのであるが、ある成分について比較的地質構造と関連の深い分布が認められている。本油田は、帝国石油株式会社の産油資料からみると、典型的なガス押し型の油層からなつてゐる。そして現在は、重力的な排油期になつてゐることはもちろんである。さて、当油田の含油層附近を構成する地層の大部分が、海成堆積物からなつてゐるこ



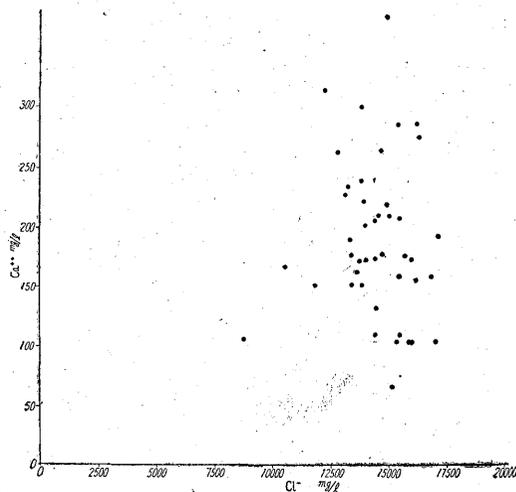
第6図 黒川油田鹹水中のCl⁻分布図
(昭和28年8月現在) 単位 mg/l

とから、まず鹹水中のCl⁻に着目してみよう。

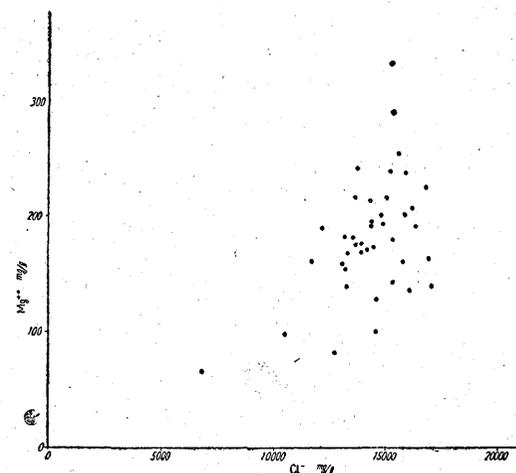
第6図にCl⁻の地域的分布を示した。深層水では、ドーム構造の高所に14,000 mg/l < Cl⁻の部分か南北に連らなるが、中央部のR8-R13-C120附近ではやゝ濃度が落ちる。南部の帝石黒川支所附近では14,000 mg/l > Cl⁻となるが、南西部では構造の低所にあるにかゝらず16,000 mg/l前後の値を示して特徴的である。支所附近の水の低鹹度は恐らく、数多くの坑井がそこに密集して掘られたことにも原因しているのではないかと考える。

Cl⁻量とCa⁺⁺およびMg⁺⁺量との関係は、第7図および第8図に示すように、相関関係が認められないが、アルカリやアルカリ土金属の炭化水素銼床中における移動は将来重要な研究題目となろう。

NH₄⁺は新第三紀の上部に属する海成層中に胚胎する



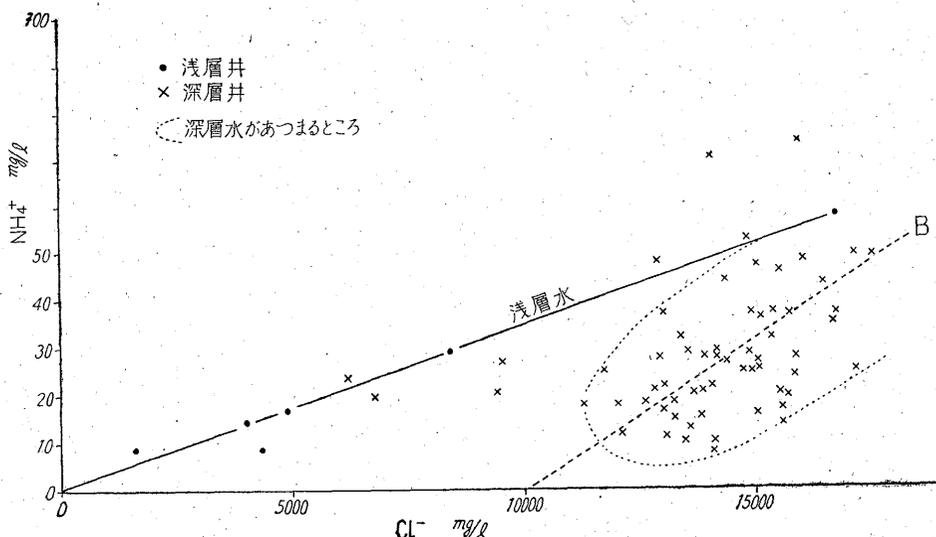
第7図 黒川油田鹹水のCl⁻とCa⁺⁺との関係



第8図 黒川油田鹹水のCl⁻とMg⁺⁺との関係

比較的高いポテンシャルイオンをもつ共水性ガス随流水中の量よりも大分少ない(1/2~1/10位)。Cl⁻とNH₄⁺との関係は第9図に示されるように著しい特徴がある。すなわち、浅層水では、図の上方の直線で結んだ附近へ点が集中するが、深層水ではやゝその分布が乱れていて、概略10,000 mg/l Cl⁻の点から斜右上方へ引いた直線Bのまわりに半楕円形に散るようである。すなわち、同一のCl⁻量に対しては、深層水よりも浅層水の方が多くのNH₄⁺をもっていることがわかる。

NH₄⁺の地域的分布は第10図のようになる。図上では深層水に関して等値線を引いてあるが、Cl⁻の図とは大分違つて構造とよく関連しない。南西部にみられたCl⁻の多い部分では、やはりNH₄⁺も多くて40 mg/lを超えている。北部のドームがplungeする附近でもまたNH₄⁺が多く、分布を概観すると出油区域の周辺部にか



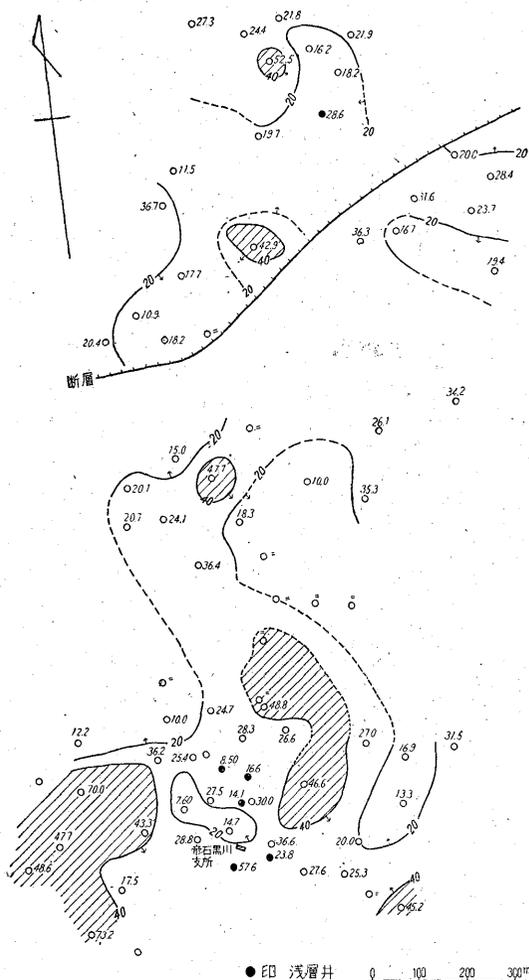
第9図 黒川油田鹹水のCl⁻とNH₄⁺との関係

えつて多いような感さえる。初生的にこのようであつたのか、開発が進んだためにこのようになったのかは重要なことであるが、開発当初の資料がみられない今日では判断の下しようがない。

次にCl⁻とExcess baseとの関係を第11図に示す。Cl⁻とNH₄⁺との関係に似て、深層水と浅層水の場合で大分異なる。深層水の場合はやはり10,000 mg/l Cl⁻が起点となる半楕円形の範囲となつていて、同一Cl⁻量に対しては、浅層水の方がExcess baseが多い。

黒川油田鹹水は、その性質のうち、特に天然ガス附随水と比較される成分についてみると、まずCl⁻とNH₄⁺、Cl⁻とExcess base、Cl⁻とtotal CO₂等が正相関するのは附随水によく似ている。SO₄²⁻もきはめて少なく、dis. O₂の値もポテンシャルの高いガス附随水中におけるものと大差がない。Pが比較的少ないことは、Fe²⁺の多いこと、pH値の大きいことおよびFe³⁺の存在や、ポンプ採油であること等からもうなずける。NO₂⁻がないことも同様である。たゞ、ガス附随水の方が同一Cl⁻の油田水に較べてNH₄⁺の多いことや、KMnO₄ cons.の大きいことなどは、ガス田の水と本油田の水とやゝ異なるところかもしれない。

第12図に帝石の資料による産油分布図をのせたが、この現産油状況と油田鹹水の質との間には、ごく僅かの関連しか読みとることができない。第12図をみると、北部地区では油水比が大きく、中部地区の西側では小さく、同地区の東側はまた大きく、最南部西側では大きい。この産油図によると、水中のCl⁻とNH₄⁺の双方が多い地域で丁度油水比が大きくなつてきていることになる。中部地区の西側ではNH₄⁺<10mg/l、Cl⁻<14,000 mg/lと



第10図 黒川油田鹹水中のNH₄⁺分布図 (昭和28年8月現在) 単位 mg/l

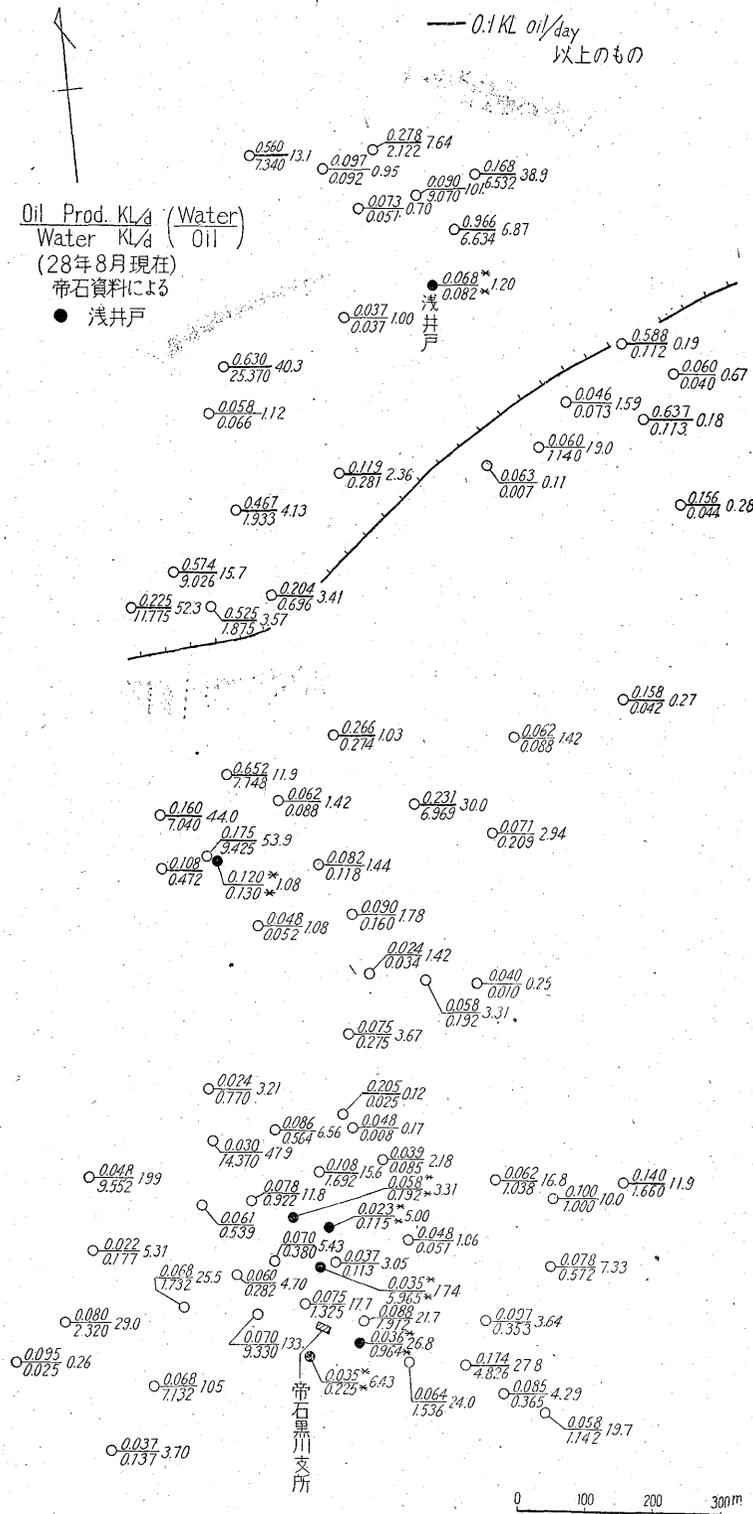
6. 将来の問題

地表地質精査との関連性から黒川油田に対して地化学調査を実施したものであるが、この油田のように老朽化したものでは、採油に伴う水・油・ガスの3者の急速な動きがあるために、測定資料の解釈に非常な困難を感じる。油田の実態把握の第1歩として、この種の調査が重要であることは疑いないが、いまわれわれが観察したものが、どのような応用地球化学的な意味をもっているのかを判断できるように、採油によつて地下の状況が攪乱されていない新興油田に対して、この種の長期にわたる地化学的な観測と、産油状況の把握(これも結局最後は地化学的な資料として取扱うのであるが)とが行われなければならないと考える。この度の調査は、いままで地質調査所石油課で共水性の天然ガス鉱床に対して行つてきた調査の油田に対する拡張の試みである。これだけの油田に対して、これだけの測点を配列して観測して得られたものが、表示した程度のものであつたということは、われわれが今後他の油田に関する資料を解釈するときに、非常に参考になると考えられる。

わが国の各所に散在する油田について、将来この種の調査を進めるための基礎資料として活用したい所存である。

7. 結 語

油田の地化学調査の第1歩として、黒川油田の全稼働井に対する鹹水の分析を実施して、老朽油田ながらも2, 3の重要な地化学的資料をうる事ができた。炭化水素鉱床のなかに存在する本質的な地球化学的特徴の一端を、天然ガス鉱床との比較研究によつて逐次明らかにして、油田の地化学探鉱の段階にまで発展させるための努力が必要であると考えられる。(昭和28年7~8月調査)



第12図 黒川油田産油分布図