水溶性ガス田における電子計算機の利用

樋 口 豊*・福 井 克 夫**・矢 野 重 三*

(昭和45年 6 月15日受理)

Utilization of Digital Computer for Development of Natural Gas Field of Dissolved-in Water Type

By

Yutaka HIGUCHI, Katsuo FUKUI, Juzo YANO

Abstract In this paper writers refer to calculation procedures for two technical problems in development of natural gas field. One is the confirmation of Poettmann and Carpenter's method for design of Gas-lift system and studies on the modification of the method to make fit for field data. The other is the pressure predication of natural gas field applying Van Everdingen and Hurst's equation of unsteady-state flow. Because of many steps and frequencies of calculation in each case, it is impossible to calculate by common calculator. Only by electronic speed the results and solution of the problems is given. Writers refer mainly to the algorithm, calculation procedure, block flow chart for digital computer, and comparison of calculation time by digital computer and common calculator. In the first case, one group of calculations which needs 300 hours by common calculator is treated in 2 minutes by digital computer.

関東天然ガス開発(株)における電子計算機の利用は数年前から、主として技術計算における大量の繰返し計算の分野で実施されている。またパートタイム、モンテカルロシミュレーション等の典型的な電子計算機利用の分野でも 2, 3 の実例がある。本報告では、内容的に水溶性ガス田の開発に直接関連のある「ガスリスト設計計算の応用例」、「ガス層圧・推移の予測計算」について紹介する。この例はいずれも、技術計算における省力化ともいふべき大量計算処理の範ちゅうに属している。使用した計算機は三井東圧の IBM-7040 (現在は IBM-360-50H) である。

1. ガスリフト計算における電子計算機の利用

ガスリフト設計の計算方法については、POETTMAN と CARPENTER の論文 (以下 P & C 論文という。) が発表されて以来、その計算結果と現場資料、実験観察結果とのチェック、その方法を発展させた方向での研究が続けられている。秋田大学の田中教授²⁾、帝国石油(株)の石塚英四郎氏の研究によれば、P & C 論文の方法による計算結果と、実験観察結果や、現場資料がかなり一致しないことが明らかにされており、当社における計算例でも、現場の資料と著しくかけ離れた結果がで

ている。そこで、当社では、P & C 論文の方法が、水溶性ガス田のガスリフトにはまったく適用できないのかどうか、さらには式を若干修正することによって、実用的に現場の実績をカバーできるかどうか、チェックする試みが行なわれた。この際、この研究にともなう膨大な計算量を短期間に処理するため、電子計算機が利用された。本報告では、特集号の趣旨にのっとり、主として計算の方法、アルゴリズム、ゼネラルフローシート等について紹介する。なお、現時点では、論文の方法の実用性・有効性について論及する結果を得ていない。

1・1 計算式および記号の説明

$$\Delta p / \Delta h = \rho + K \text{ (kg/m}^2\text{)} \quad \cdots \cdots (1)$$

$$\sigma = M / V_m \text{ (kg/m}^2\text{)} \quad \cdots \cdots (2)$$

$$K = M \times V_m \times Q_w^2 \times f / (2.25 \times 10^{10} \times D^5) \text{ (kg/m}^2\text{)} \quad \cdots \cdots (3)$$

$\Delta p / \Delta h$: ガスと液の垂直二相流の流動状態における
圧力勾配係数

σ : 2 相流体の見掛密度

K : 2 相流の摩擦損失

f : 2 相流の摩擦係数

M : 単位容積の産出液の重量と、それにともなうガスの重量の和

V_m : 単位容積の産出液量と、それにともなうガス

*関東天然瓦斯開発(株)茂原鉱業所

**三井東圧化学(株)(旧関東天然瓦斯開発, 茂原鉱業所)

量（垂直流の各点の圧力・温度の関数）の和
 Q_w : 産出水量
 D : 管径

1・2 計算の方法

P & C 論文では、2相流の見掛け摩擦係数 f と、質量流速 Dvp の関数関係を仮定して多くのフィールドの資料から求めて、対数グラフ上の1つの曲線で表わされる関係に整理し、この関係から垂直2相流の各点の圧力における Dvf から f をもとめ、(3)式に代入して K を求め、(1)(2)式によって各点の圧力勾配係数 $\Delta p/\Delta h$ を求める方法を基本としている。同論文は、この基本的計算によって求められる $\Delta p/\Delta h$ を用いて、坑底から産出するガスと液体の2相流の圧力勾配を求め、また坑口からガスリフトの圧入ガスを含んだ2相流の圧力勾配を求めてグラフ上にプロットし、両方の圧力勾配曲線の交点から、圧入ガスの圧入深度と圧入圧力を求める方法を提案している。同論文はあるフィールドの坑口圧・坑底圧・坑径・産出流量・産出ガス液比、ガスおよび液体の性質を所与のものとして、最適圧入深度・圧入ガス量・圧入圧力等を求め、最適圧入設備の設計を行なう目的としているので、当社の実績と直接比較するのは困難であるが、垂直2相流の圧力勾配の求め方についての基本的方法を応用して、フィールドの資料と比較した。そのための若干の工夫については以下に述べる。

坑口圧・坑底圧・坑径・産出ガス液比、ガスおよび水の比重、圧入ガス量をフィールドの実績の値を用い、実績の圧入深度・圧力に一致する産出水量を計算値として

第1図 計算に使用した f 値

求め、フィールドの産出水量の実績値と比較した。この場合、産出水量を 500～5,000kl/d まで 500kl/d ごとに变えて計算し、その時の圧入深度・圧力を求めてグラフ上にプロットして、実績の圧入深度・圧力と一致する産出水量をグラフ上から求めて計算値とした。

1・3 計算の内容

計算の内容としては、P & C 論文の Dvp と f の関係をそのまま用いた計算（結果は Table-1 ①欄）、⑧坑底圧測定（産出状態における坑内圧力勾配）から得られた資料から得た実績に基づいた Dvp と f の関係をもちいた計算（結果は Table-1 ②欄）、⑨坑底からの圧力勾配の計算において、秋田大学田中教授提案の1相の f 値²⁾ をもちい、坑口からは②をもちいた計算（結果は Table-1 ③欄）、⑩(1)式における K を産出水量・管径・ V_m ・2相流体の見かけ密度の関数と仮定し、実績値から最小2乗法により $K = kQ_w^{\alpha_1} \times D^{\alpha_2} \times V_m^{\alpha_3} \times \rho^{\alpha_4}$ の k , α_1 , α_2 , α_3 , α_4 を求めて、この式により Dvp と f の関係をもちいないで直接 K を求め、式に代入して $\Delta p/\Delta h$ を計算する方法（Table-1④）等を行なった。

1・4 計算の手順

(1) 与えられた静止坑底圧・産出指数・産出水量から産出坑底圧を計算する。

(2) (1)で得た圧力における M , V_m , ρ を与えられた産出水、ガスの性質、産出ガス液比から計算する。

(3) 与えられた産出水量と(2)で求めた V_m , ρ から Dvp を計算して f を求める。プログラムではグラフの曲線を分解して2つの直線に分け、近似式として計算した（第1図）

(4) (3)で求められた f を使用して K を計算する。

(5) (2)および(4)で求めた ρ と K から $\Delta p/\Delta h$ を計算する。

(6) (1)で求めた圧力より一定の圧力（本計算では 2.5kg/cm²、または 1kg/cm²）だけ低い圧力における $\Delta p/\Delta h$ を(2)から(5)の手順に準じて求める。

(7) (5)と(6)で求めた $\Delta p/\Delta h$ の平均 $(\Delta p/\Delta h)_m$ 値を計算する。

(8) (6)の一定の圧力差を(7)で求めた $(\Delta p/\Delta h)_m$ で除して、一定の圧力差をもつ2点の距離を求める。

(9) (8)で得た距離を坑底深度から減じて、一定の圧力差だけ低い点の

深度を求める。

(10) (6)から(9)の手順を繰返して、圧力が0 になるところまでの各深度を求める。こうして坑底からの圧力勾配が得られる。

(11) 与えられた坑口圧・産出水量・産出ガス液比・圧入ガス量から、坑口圧における M , V_m , ρ ならびに f を求める。

(12) (4)~(8)に準じて一定の圧力差をもつ2 点の距離を求める。

(13) 坑口の深度(0 m) に(12)で得た距離を加えて一定の圧力差だけ高い点の深度をもとめる。

(14) 以下同様の手順を繰返し、圧力が(1)で求めた産出坑底圧に達するまで各圧力の深度を求める。こうして坑口からの圧力勾配が得られる。

(15) (10)までの手順で得た坑底からの圧力勾配と、(14)までの手順で得た坑口からの圧力勾配をグラフにプロットして、その交点から圧入深度と圧力を求める。計算機のプログラムでは、同一深度における坑底から計算した圧力と、坑口から計算した値とを比較して、坑底からの計算した値が小さくなる点をもってその交点として求めるようにしてある。したがって、実際の手順では、まず坑底からの圧力勾配を(10)まで計算し、坑口からの計算は(13)の手順にくるごとに、その深度の圧力を坑底から得た圧力と比較して、坑底からの計算値が小さくなれば、そこで計算を打切る。

(16) 産出水量を変えて(1)~(5)の手順を繰返す。

1・5 ブロックフローチャートの説明

計算プログラムのフローチャートの概略図は第2 図に示す。

1) スタート

2) インプットデータを計算機に読み込ませる。

産出水量は 500~5,000k/d までの 500k/d きざみ10点

圧入ガス量は 1,000~10,000m³/d までの 1,000m³/d きざみ10点

圧力は 1~30KSC まで 1 KSC きざみ30点, 30~80 KSC まで 2.5KSC きざみ20点計50点

ドローダウン圧力は産出水量にあわせて10点

3) 産出水量は最初の産出水量 500k/d を呼び出している。

4) 圧力は最初の圧力を呼び出している。

5) $\Delta p/\Delta h$ の計算は第3 図に示してあるが、⑨→⑨、⑩←⑩はサブルーチンであり、 f の値が計算される。ただし⑩の場合はサブルーチンではない。

6) 圧力 80KSC>? というのは、今回の計算の

第2 図 ブロック フローチャート

第3図 ブロック フローチャート $\Delta P/\Delta h$ の計算

第4図 プリントされた1例

最終圧力が 80KSC で、80KSC より小さい場合は、次の圧力を呼び出すために②へもどってステップを進め、80KSC になるまで計算が繰返されて、 $\Delta p/\Delta h$ の値は各

20) 同じ圧力に対して、坑口からの計算値が坑底からの計算値より大きくなった点(交点)が出た時⑧へいく

Table-1 実績と計算値の比較

実 績				計 算 値							
				①		②		③		④	
静水位	圧入ガス量	水 量	W.P	水 量	比	水 量	比	水 量	比	水 量	比
M	M³/D	kl/D	KSC	kl/D	実/計	kl/D	実/計	kl/D	実/計	kl/D	実/計
30	4,600	1,400	12.5	3,730	0.376	1,860	0.755	2,100	0.667	4,250	0.322
30	3,000	1,200	17.0	3,550	0.338	1,820	0.66	1,200	1.0	4,110	0.292
90	4,000	600	13.0	1,820	0.33	370	1.62	—	—	1,300	0.462
110	4,000	860	11.0	1,700	0.492	250	0.343	—	—	1,300	0.661
70	3,500	1,300	14.0	2,500	0.521	700	1.86	2,500	0.521	2,500	0.521
50	2,000	1,230	20.0	2,470	0.5	1,070	1.15	1,200	1.03	2,330	0.525
50	3,000	1,420	17.4	2,870	0.495	1,300	1.09	1,300	1.09	3,160	0.45
100	4,000	790	15.0	1,370	0.575	350	2.25	0	—	1,500	0.525
0	2,000	2,000	11.0	4,500	0.442	2,330	0.86	2,300	0.86	5,500	0.364

○実績の静水位はアトラダ式底圧測定器より求められたもの

○実一計は実績と計算の比較値

が、坑底まで比較しても交点が得られない時はそれを記号で表わし、プリント第4図の所定欄にその記号(N)が出れば、この産出水量と圧入ガス量の組み合わせでは産出しないことを示す。

21) 圧入ガス量が 10,000m³/d より小さい時は、④にもどって次の圧入ガス量を入れ替えて計算する。10,000 m³/d より大きいたらインプットデータはないから、プリントするように指令する。プリントは第4図のごとくプリントされる。

22) プリントが終了すると、1つの産出水量の答が出されたので、次の産出水量に対する計算をするために①へもどって、産出水量の最後のデータ 5,000kl/d より大きい時にこの計算が終了する。

計算手順とフローチャートの違いは計算機の都合でこのようになった。

2. ガス層圧推移の予測計算

水溶性ガス田の開発・生産においては、ガス層圧の低下にともない、坑井の生産量が直接的に影響を受けて、減退する現象が観察されるのが通例である。したがって水溶性ガス田の開発にあたっては、一定の坑井展開地域内ガス層圧の推移を予測し、その層圧とガスの採収設備（ガスリフトシステム・水中モーターポンプ）の能力の関係をチェックするとともに、その層圧推移にともなう坑井当りの累計生産量が、投下資本の回収に充分であろうかどうかを検討することが重要である。

一定地域に配置される坑井数や展開方法などを開発計画のなかで決定する際は、その計画によるガス層圧の推移を予測しながら決定するのが通例である。特に既開発地域内や、その周辺地域に増産計画を実施する場合や、

既開発地域の生産量減退をおぎなう補充井を掘さくする場合は、新掘井のガス生産によって生ずる既開発地域の層圧に対する影響を、慎重に予測する必要がある。場合によっては、層圧の著しい低下によって、既掘井、新掘井ともに坑井の生産量が激減して、開発地域全体の生産量が増加せず、増産・補充の目的が達せられないばかりか、追加投資が無為に帰するおそれさえあるからである。

当社ではこの点を考慮し、開発計画の決定に際しては、所要ガス量と予定地域が想定されると、開発対象ガス層の油層工学的資料に基づいて、数年ないし10数年にわたる層圧推移の予測計算を行なう。この際当初計画のみならず、需要増加の想定に基づく将来の増産計画や、産量減退に対する補充計画をおりこんで計算するので、計算量が膨大となる。

この大量の計算処理は手計算の限界を越えるものであり、電子計算機の利用によってはじめて可能になる。しかも電子計算機はある種の判定機能をもっているので、プログラムのなかに適当な判定条件（たとえば層圧低下の限界値）を組入れることによって、その条件に基づいて試行錯誤的計算を行なわせたり、計算のパラメータを変えたりすることが可能になるので、有効性はさらに高いものになっている。ここに紹介するのは、開発規模の異なる数種類の開発計画について、それぞれの所要ガス量を維持する補充井を掘さくした場合を含めて、ガス層圧の推移・1坑当りの生産量・必要坑井数を計算した例である。プログラムはインプットデータとしてのガス層の性質を示す物理常数や、スペーシング・坑井数、ガス層圧と生産量の関係等を入れかえれば、開発計画の作成段階で常にご利用することが可能であり、またきわめて速やかに結果を得ることができるように構成されている。

第5図 産出水量 vs ガス層圧力低下グラフ

2・1 計算式

2・1・1 ガス層圧力計算式

ガス層圧力推移計算式の誘導を示す。

僅少圧縮液相の多孔体内における流れの基本方程式は、

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \cdot c \cdot \mu}{K} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots\dots\dots (4)$$

p : 圧力 (atm)

r : 中心からの距離 (cm)

ϕ : 孔ゲキ率

μ : 液相の粘性係数 (c. p)

c : 液相の圧縮率 (atm⁻¹)

K : 浸透率 (d)

t : 時間 (sec) である。

(4)式の解である Kelvin の Point Source Solution の近似解は

$$\Delta p = -\frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot K \cdot h} E_i \left(-\frac{\phi \cdot c \cdot \mu \cdot r_w^2}{4 \cdot K \cdot t} \right) \dots\dots\dots(5)$$

q : 産出水量 (cc/sec)

h : 層厚 (cm)

r_w : 坑井半径 (cm)

$\phi \cdot c \cdot \mu \cdot r_w^2 / 4 \cdot K \cdot t < 0.01$ を満たす t に対して

$$\Delta p = \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \left[\ln \frac{4 \cdot K \cdot t}{\phi \cdot c \cdot \mu \cdot r_w^2} - 0.5772 \right] \dots\dots\dots(6)$$

$$\Delta p = \frac{q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \left[\ln \frac{10^3 K \cdot t}{\phi \cdot c \cdot \mu \cdot r_w^2} + 0.8091 \right] \dots\dots\dots(7)$$

となる。

ここで(7)式を実用単位に直すと,

$$\Delta p_{wf} = \frac{9.516 \cdot q_w \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} \left[\ln \frac{8.362 \times 10^{-3} \cdot k_w \cdot t}{\phi \cdot c_w \cdot \mu_w \cdot r_w^2} + 0.8091 \right] \dots\dots\dots(8)$$

Δp_{wf} : ガス層圧力低下量 (KSC)

q_w : 産出水量 (kl/day)

μ_w : 水の粘性 (c.p)

k_w : 水の浸透率 (md)

h : 有効層厚 (m)

t : 時間 (day)

ϕ : 孔ゲキ率

c_w : 水の圧縮率 (KSC⁻¹)

r_w : 坑井半径 (m)

さらに(8)式を拡張して $q_w \cdot r_w$ を変数として扱う場合は,

$$\Delta p_{wf} = \sum_{j=1}^i \frac{9.516(q_{wj} - q_{wj-1}) \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} \left(\ln \frac{8.362 \times 10^{-3} \cdot k_w \cdot (t_i - t_{j-1})}{\phi \cdot c_w \cdot \mu_w \cdot (r_{wi})^2} + 0.8091 \right) \dots\dots\dots(9)$$

したがって今回の計算では(9)式に基づいて行なった。

2・1・2 産出水量計算式

ガス層圧に対応した1坑当りの産出水量については、ガスリフトシステムの場合、水中モーターポンプの場合、それぞれフィールドの実績や理論的研究から求められた関係式を決めて計算する必要がある。この報告の場合は、ガスリフトシステムの例で、既開発地域の実績の資料と P & C 論文の方法を若干修正した方法によって、実績以上に層圧低下した場合を計算して、グラフ上に層圧低下(静水頭)と産出水量の関係をプロットし、その曲線を近似的に3次曲線としてプログラムの中にくみ入れた(第5図参照)。

2・1・3 平均ガス層圧を求める概算式

多坑井群が展開されている場合の平均圧力を求める計算法としては、各坑井の展開点におけるガス層圧を「重ね合わせの原理」に基づいて計算し得られた値の坑井平均によって求めるのが基本的であるが、この計算例では坑井群の外周を囲む面積と等面積の円を考え、その半径(みなし半径と呼ぶ)と等しい径の坑井を考え、この大口径の坑井から坑井群全体の産出水量を汲上げる場合の sand face における圧力をもって平均ガス層圧とした。本例で用いたガス層の性質やスペーシングの値をいれて、概算式と「重ね合わせの原理」による計算式とを比較した結果は、次の通りである。

概算式

$$\Delta p_{wf} = \frac{9.516 \cdot n \cdot q_w \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} \left(\ln \frac{8.362 \times 10^{-3} \cdot k_w \cdot t}{\phi \cdot c_w \cdot \mu_w \cdot R^2} + 0.8091 \right) \dots\dots\dots(10)$$

$$= \frac{9.516 \cdot n \cdot q_w \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} \left(\ln \frac{8.362 \times 10^{-3} \cdot k_w \cdot t}{\phi \cdot c_w \cdot \mu_w} + 0.8091 \right) - \frac{9.516 \cdot n \cdot q_w \cdot \mu_w}{2 \cdot k_w \cdot h} \ln R \dots\dots\dots(11)$$

R : $\sqrt{\text{開発面積(m}^2\text{)}/\pi}$ n : 坑井数

重ね合せ方式

$$\Delta p_{wfk} = \frac{9.516 \cdot q_w \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} \sum_{l=1}^n \left(\ln \frac{8.362 \times 10^{-3} \cdot k_w \cdot t}{\phi \cdot c_w \cdot \mu_w \cdot (r_{kl})^2} + 0.8091 \right) \dots\dots\dots(12)$$

k, l : 坑井番号を表わすサフィックス

$$\Delta p_{wfk} = \frac{9.516 \cdot q_w \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} \left\{ n \left(\ln \frac{8.362 \times 10^{-3} \cdot k_w \cdot t}{\phi \cdot c_w \cdot \mu_w} + 0.8091 \right) - \sum_{l=1}^n \ln(r_{kl})^2 \right\} \dots\dots\dots(13)$$

$$\Delta p_{wf} = \frac{\sum_{l=1}^n \Delta p_{wfk}}{n} = \frac{9.516 \cdot n \cdot q_w \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} \left(\ln \frac{8.362 \times 10^{-3} \cdot k_w \cdot t}{\phi \cdot \mu_w \cdot c_w} + 0.8091 \right) - \frac{9.516 \cdot q_w \cdot \mu_w}{n \cdot k_w \cdot h} \left(\sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n \ln r_{kl}^2 \right) \dots\dots\dots(14)$$

ここで両者の差をとると,

$$\Delta p_{wf} - \Delta p_{wfk} = \frac{9.516 \cdot n \cdot q_w \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} (\ln R^2) - \frac{9.516 \cdot q_w \cdot \mu_w}{n \cdot k_w \cdot h} \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n \ln r_{kl}^2 = \frac{9.516 \cdot q_w \cdot \mu_w}{k_w \cdot h} \left(n \ln R^2 - \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n \ln r_{kl}^2 \right) \dots\dots\dots(15)$$

結局この両方式には式の差があるが、おもな物理諸元を

$$q_w = 1,200 \text{ kl/d/w}$$

$$h = 280 \text{ m}$$

$k_w = 170 \text{ md}$

Spacing 500m

にして実際に数値を代入して手計算を行なうと、10坑井3年後で2~3 KSCの差が出てくる。しかし開発計画の段階では、目安計算としての目的で試算するため、この程度の差は問題とならない。したがって概算方式を採用した。

用した。

2・2 計算の手順

(1) 1坑井当りの初産出水量を計算する。静水位0 m, すなわち原始ガス層圧がガス層深度に対応する静水頭に等しい圧力をもつものとして、その値を3次式に代入して計算する。既開発地域の増産の場合は実績の産

第6図 ブロックフローチャート

出水量をそのまま採用する。

(2) 坑井数（最初3坑から計算をはじめると、(1)で求めた1坑当りの初産出水量から、合計の産出水量を求める。さらに予想させるガス液比から初産ガス量を計算する。

(3) (2)で求めたガス量と所定の需要量とを比較して、需要量より大きければ次のステップ、層圧低下の計算に進む。また、需要量より小さければ、坑井数を1坑増やし「みなし半径」を修正して(2)にもどり、再度ガス量を計算する。

(4) (3)で求めた産出水量とみなし半径、およびあらかじめインプットされたガス層の性質と一定期間から、その期間に生ずる層圧低下を計算する。

(5) プログラムにくみ込まれた関係式に、(4)で計算された層圧低下の値を代入し、1坑当りの産出水量を算計する。

(6) (5)で計算した1坑当りの産出水量を(1)で得た産出水量と比較して、産出水量の減退率を計算する。

(7) 層圧低下が5 KSC 以上かどうかチェックし、その場合は期間を1/2にして(4)の手順にもどり再度計算する。5 KSC 以下の場合は次のステップに進む。

(8) 産出水量の減退率が50%以上かどうかをチェックし、その場合は期間を1/2にして(4)の手順へもどる。

(9) 経過時間が10年を越えたかどうかをチェックし、10年を越えていれば計算をうち切る。越えない場合は次の

ステップに進む。

(10) ステップ(5)で得た1坑当りの産出水量に基づき産出ガス量を計算する。

(11) (10)の産出ガス量を需要量と比較し、需要量より少ない場合は坑井数を1坑増やす。需要量より多い場合はステップ(13)へ進む。

(12) 坑井数が増えることによって開発地域が広がるので「みなし半径」を修正し、ステップ(4)～(11)を繰り返す。

… 結果をアウト・プロットする。

(14) 期間を更新して(4)にもどる。

Table-2 物理諸元諸数値

仕上ガス層	1,300m(浅層)		2,000m(浅層)	
坑 径 (in)	5	6	5	6
有効層厚(m)	190	190	160	160
浸透率 (md)	220	220	120	120
孔 ゲ キ 率	0.3	0.3	0.3	0.3
粘 性 (c.p)	0.8	0.8	0.6	0.6
圧 縮 率 (KSC ⁻¹)	5.0×10^{-5}	5.0×10^{-5}	4.7×10^{-5}	4.7×10^{-5}
スペーシング (m)	500	500	500	500
初 産 出 水 量 (kl/d/m)	2,000	2,200	2,000	2,200

第7図 計 算 結 果

第8図 計算結果(2)

第9図 計算結果(3)

第10図 計 算 結 果(4)

2・3 ブロックフローチャートの説明

計算手順のブロックフローチャートは第6図の通りである。詳細の説明はガスリフト計算の例の説明と重複するところも多いので省略する。層圧低下の計算の部分がしばしば用いられるので、プログラミングの上では、この部分をザブルーチン・サブプログラムにしている。

2・4 計算結果

本例では需要量(生産予定量)を4通り、仕上ガス層を2通り、坑径を2通り、合計16通りの例について計算したが、その数例について第7, 8, 9, 10図に示す。

なお、計算に用いたガス層の性質等は Table-2 に示す。

3. まとめ

以上当初の電子計算機の利用について2例を紹介した。実際に利用してみて種々の問題点があるが、その計算時間について簡単にふれてまとめにかえる。

ガスリフト計算の場合は、ここに紹介した産出水量10通り、圧入ガス量10通りの組み合わせ100通りについて、いわゆる手計算では300時間要すると考えられるものが、電子計算機(IBM-360-50H)でインプットデータ、

プログラムの読み込み、結果の印刷を含めて約2分。また、ガス層圧の計算は手計算の限界を越えたものが約9分(IBM, 7040)で完了した。

もちろん、プログラミングのための時間がこの他に必要であり、当時の熟練度で2~3週間を要したが、1度完成されたプログラムは反復して利用することが可能であり、また一部を組み変えることにより、プログラムの応用範囲はさらに拡大する。この反復可能性と応用範囲の広さ、そしてその迅速な処理能力によって、技術研究に利用する場合の有効性ははかり知なれないものがある。

参考文献

- (1) Poettman, Fred H. and Carpenter, Paul G. Multiphase Flow of, Oil, and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the design of Gas Lift Installations. API Drilling and Production Practice 1952, 257~317
- (2) 田中正三：ガスリフト井の見掛摩擦係数について、石技誌、22巻、6号、1957
- (3) 石塚英四郎：ケーシングフローガスリフトの現場計算、石技誌、28巻6号、1963