原 著 論 文

東北日本の油田地域における地下温度の推定*

田 中 隆**・佐 藤 勝 義***

Estimation of Subsurface Temperature in Oil and Gas
Producing Areas, Northeast Japan

By

Takashi TANAKA and Katsuyoshi SATO

Abstract The subsurface temperature readings obtained from maximum temperature of electric logs (T_{ES}) generally do not indicate true subsurface temperature, and are lower than true subsurface temperature because thermal equilibrium between bore hole mud and formation has not attained at the logging time.

On the other hand, the temperature reading from bottom hole pressure measurement (T_{BHP}) indicates almost true subsurface temperature. The subsurface temperature and geothermal gradient are important to consider terrestrial heat flow, generation and maturation of hydrocarbons, well cementing and casing programs, and reservoir fluid.

The writers obtained two kinds of geothermal gradient, GG_{BHP} from temperature of bottom hole pressure measurement and GG_{ES} from logging temperature, in several oil and gas fields of Niigata basin (Fig. 1). Average surface temperature was assumed to be 15°C.

Although the gradients are different from every other fields, the ratio of GG_{BHP}/GG_{ES} shows only small difference among the fields and is 1.31 on the average. Therefore, the following formula is derived

$$T_{BHP} = 1.31 (T_{ES} - 15^\circ\text{C}) + 15^\circ\text{C}$$

More accurate subsurface temperature estimation will be made from T_{ES} by using above mentioned formula.

Dowdle and Cobb (1975) recommended a method similar to the conventional pressure build up method for estimating true formation temperature from T_{ES} .

The estimated formation temperature using their method as shown in their field examples and ours (Figs. 5, 6) is an excellent approximation to T_{BHP} (almost true formation temperature). Therefore, in the future, this method should be used to estimate true subsurface temperature.

The higher geothermal gradient obtained from our method assuming constant surface temperature merely means that certain higher temperature block such as volcanic bodies or basement rocks is present at shallow depth.

The geothermal gradients obtained in the studied area, however, are well reflected in the underground structure and indicate high value at uplifted part and low value at subsided part (Fig. 9).

It is necessary to accumulate the number of measurement of thermal conductivity in cores, especially sedimentary rocks in order to obtain terrestrial heat flow from geothermal gradient.

はじめに

正確な地下温度ならびに地温勾配と地層の熱伝導率を組み合わせた熱流量は、地下の熱的構造の研究に不可欠

である。また近年、炭化水素の生成と熟成の問題、あるいは粘土鉱物など堆積物の継変作用を考察するうえで、温度の果す役割がますます重要視されてきており、より正確な地下温度を知ることが必要となっている。一方掘さく計画、とくにセメンチング、ケーシングプログラムの作成上、あるいは油層工学的にもなくてはならない。

*石油技術協会第41回総会(秋田市)にて一部講演

**帝国石油株式会社

***帝国石油株式会社新潟支店

新潟・秋田地域など油田第三系における地下温度あるいは地温勾配については、膨大な数にのぼる油・ガスの試掘井および開発井の電気検層時の最高温度と、限られた数の坑底圧測定時に得られる最高温度を利用して、その考察を行なっていることが多い。しかし電検時温度は普通は真の地層温度を表わすことなく、したがってその温度分布も不正確なものとなっていることが多い。

そこで今回、坑底圧測定時の最高温度がほぼ真の地下温度を表わすことに着目し、これらと電検時温度との間に存在する相関関係を導き出し、これに基づいて他の広い地域にわたる多くの坑底圧温度のない坑井についても、その電検時温度からそこでより真に近い地下温度を求めようと試みた。

1. 新潟における電気検層温度と坑底圧測定温度

電気検層時に、温度は検層ゾンデに内蔵された最高温度計で測定される。連続して数種目の電気検層を実施した場合、後の種目になるほど高い温度が記録される。この温度差は坑内（泥水）と地層の温度が平衡状態に達していないからで、おもに泥水の循環時間と泥水循環停止から検層ゾンデが坑底を離れて測定が開始されるまでの経過時間に支配されるといわれている（Dowdle, Cobb., 1975）。

油・ガス層がある深度で仕上げられると、その直後から、貯留層の能力評価とその開発・管理を目的に、長時間にわたる坑底圧測定が適宜に実施される。この時の温度はやはり最高温度計で測定され、その深度は貯留層あ

るいはその直上50m前後のことが多い。この場合、地層とチュービング内は温度的にほぼ平衡状態に達しており、この温度はほぼ真の地下温度と見なすことができる。

筆者らは新潟地域のいくつかの油・ガス田（Fig. 1）ごとに、それぞれの坑井について、電気検層温度と坑底圧温度を深度プロットし、両者の温度勾配を求めてみた。温度勾配は深度により必ずしも同じではないが、ここでは平均地表温度を15°Cとし、これと深部の傾向を結んだものをもって温度勾配とした（Fig. 2.1~2.9）。

電気検層温度はシュランベルジャー社による掘止電検

Fig. 2 2.1~2.9 Relation of bottom hole temperature (logging temperature: T_{ES} ○, bottom hole pressure bomb temperature: T_{BHP} ●) versus depth in each oil and gas field.

2.1 Seiro Gas Field

2.2 Matsuzaki Gas Field

Fig. 1 Locality map of oil and gas fields in Niigata Prefecture.

2.3 Minamiaga Oil Field

2.6 Nishiyama (Shimotakamachi Gas Field)

2.4 Kuwayama Gas Field

2.7 Higashikashiwazaki Gas Field

2.5 Sekihara Gas Field

2.8 Meiji Gas Field

時の最高温度を用い、坑底温度は垂直に換算した。坑底圧温度は生産年数による圧力減退などから多少変化があると考えられるが、今回はおもに初期の密閉時の温度を用い、その測定深度を垂直に換算した。

このようにして求めた両者の温度勾配はTable 1に示

Table 1 List of geothermal gradients of oil and gas fields in Niigata prefecture.

GG_{BHP} : Geothermal gradient from T_{BHP}

GG_{ES} : Geothermal gradient from T_{ES}

	GG_{ES}	GG_{BHP}	GG_{BHP}/GG_{ES}
SEIROH.	3.15	4.30	1.37
MATSUZAKI.	2.57	3.37	1.31
MINAMI-AGA.	3.00	4.13	1.38
KUWAYAMA.	2.80	3.73	1.33
YOSHIDA.	2.48	3.20	1.29
SEKIHARA.	2.30	2.95	1.28
NISHIYAMA.	3.17	4.08	1.29
HIGASHI-KASHIWAZAKI.	3.30	4.20	1.27
MEIJI.	2.80	3.55	1.27
BESSHO.	2.90	3.85	1.33

Av. GG_{BHP}/GG_{ES}

1.31

したごとくである。各油・ガス田ごとの坑底圧温度による地温勾配 (GG_{BHP}) は、関原ガス田の2.95°C/100mから聖籠ガス田の4.30°C/100mの範囲で変化が認められる。これより絶対値は小さいが、電気検層温度による勾配 (GG_{ES}) にも同程度の違いが認められる。しかしながら油・ガス田ごとに両者の比をとるとバラツキは比較的少ない。このことは GG_{ES} が GG_{BHP} に対して、場所や深度の違いにはさほど影響されず、ほぼ1次式的関係で近似できることを示唆するものである。

すなわち、平均地表温度15°Cの場合

$$T_{BHP} = K(T_{ES} - 15^\circ\text{C}) + 15^\circ\text{C} \quad (1)$$

ただし

T_{BHP} : 坑底圧温度(°C)

T_{ES} : 電気検層温度(°C)

K : $GG_{BHP}/GG_{ES}=1.31$ (新潟平均)

(1) 式により求まる温度はおおよそ±5%の誤差範囲である。これにより、坑底圧温度のない坑井についても、 T_{BHP} つまりほぼ真の地下温度が推定され、新潟地域の広範囲にわたる種々の温度考察をより正確に行なうことができるであろう。

2. 他地域ならびにその他の方法との比較

秋田地域についても同様な方法によって、 GG_{BHP} と GG_{ES} をおのおの求め (Fig. 3) その比をとると、 $K=$

Fig. 3 Relation of bottom hole temperature (T_{ES} ○, T_{BHP} ●) versus depth in Akita prefecture (Ayukawa, Toyokawa, Tanaka Field etc.).

1.35となる。これはわずか3地域10数坑の資料から求めたもので、新潟地域に比べ信頼度は低いが一応の目安となろう。

電気検層温度から真の地下温度を簡単にしかも正確に知ることができれば良いのだが、その試みは数少ない。

JAML, DICKEY and TRYGGVASON (1969) は南レイジアナ州の123の油・ガス田について地下温度の検討を行なっている。この中で Jeanerette ガス田については数10坑の資料をもとにして、坑底圧温度が電気検層温度より約15°C高いと報告しているが、両者の相関関係については言及していない (Fig. 4)。しかし筆者らが引いた点線のような電気検層温度勾配が許されれば、地底圧温度勾配 (岩塩層より上部) に対しては、やはり1次式的関係にあるとみることができる。ちなみに $GG_{BHP}/GG_{ES} = K$ を求めてみると、 $K=1.42$ となる。

HOOD et al. (1975) は石油物質の熟成問題に関連して、電気検層温度から真の温度を求める基準として、電気

Fig. 4 Relation of bottom hole temperature (T_{ES} ○, T_{BHP} ●) versus depth, in Jeanerette gas field (after Jaml et al., 1969).

Dotted line: drawn by author

検層温度が50°Cの時には15°C, 100°Cの時には30°C, 150°Cの時には35°Cをおのおの加えることを提案している。

興味深いのは SCHOEPEL et al. (1966) と DOWDLE et al. (1975) が提起した、同深度で連続して実施された数種類の電気検層温度の上昇変化から真の地層温度を求める方法である。DOWDLE et al. (1975) は、坑内泥水温度の上昇がおもに泥水の循環時間と循環停止から検層が開始されるまでの経過時間に支配されるとし、この上昇率に対して地層の圧力上昇曲線に準じた温度と時間の関係式

$$T_{ws} = T_i - C \cdot \log [(t_k + \Delta t) / \Delta t]$$

を与えている。ここで T_{ws} は各検層温度、 T_i は地層温度、 C は常数、 t_k は泥水循環時間、 Δt は循環停止から各検層までの経過時間である。上記諸元を知れば地層温度はグラフから容易に求められる。すなわち、片対数グラフ上、 T_{ws} を真数軸に、 $(t_k + \Delta t) / \Delta t$ を対数軸にプロットし、 $(t_k + \Delta t) / \Delta t = 1$ になる点が求める地層温度である。DOWDLE et al. (1975) の実際例では、後に測定された坑底圧温度と良い一致をみせている。筆者らも最近新潟地域に掘られた坑井、西吉田-1 (Fig. 5)、南阿賀 AB-41 (Fig. 6) について、同様のプロットから既知の地層温度とほぼ等しい値を得ており、この方法は評価される。

Fig. 5 Estimation of true formation temperature on well Nishiyoshida-1 (after the method of W.L. Dowdle et al., 1975).

$$T_{ws} = T_i - C \log \left(\frac{t_k + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

(W.L. Dowdle and W.M. Cobb., 1975.)

しかしながら本法には先述の諸元が必要である。前節で示した近似式(1)はこれらが整わない場合に資するものである。その発想は新潟地域の坑底圧温度勾配(GG_{BHP})と電気検層温度勾配(GG_{ES})がほぼ1次式の関係にあることであった。しかし T_{BHP} と T_{ES} のクロスプロット (Fig. 7) から、 $T_{BHP} = 1.31 (T_{ES} - 15^\circ\text{C}) + 15^\circ\text{C}$ という関係式が導かれる。ただしここにおける T_{ES} は、Table 1 にあげた油・ガス田の坑井について、中間電検温度と最終電検温度を直線で結び、求める T_{BHP} に相当する深度の温度を読んだものである。上式と前節の(1)式は別の発想から求めたものであるにもかかわらず、式の形も定数もまったく同じである。このことは(1)式で地温勾配を求める際に、暫定的に15°Cと仮定した平均地表温度が妥当であることを裏づけるものであろう。

次に(1)式と先述の HOOD et al. (1975) の補正值、また DOWDLE et al. (1975) の方法に基づくフィールド例との関係を Fig. 8 に示す。図に見られるごとく3者は良い一致を見せている。電気検層温度からの地下温度は本来、時間と温度の関数から求めるべきであろうが、現実問題として、時間と温度の資料が整っていない既存坑井に対しては、通常作業時間内で測定が行なわれたという

Fig. 6 Estimation of true formation temperature on well Minamiaga AB-41 (after the method of W.L. Dowdle et al., 1975).

仮定は要するが、(1)式を利用しても実用上問題ないであろう。

3. 地温勾配について

OHGUCHI et al. (1970), 乗富ら (1975) は東北日本の油田地域において、地下温度の検討を行なった。その地温勾配はある半径の円内の坑井温度を深度プロットし、最小自乗法により求められた。そして一種の移動平均値法による地温勾配の水平分布が、地下構造と密接な関係にあると結論した。

今回筆者らが検討した地域の地下温度は、地表から1,000m～2,000mまでは測定資料がない。本稿における地温勾配は地表温度を15°Cと仮定して、これと深部の傾向から求めたいわば平均的な勾配である。

したがって地温勾配が高いということは、それだけ温度の高いものが浅部に存在することと同義であるに過ぎないが、得られた勾配は地下構造をよく反映し、隆起部で高く、沈降部で低くなっている。このことは乗富ら (1975) が指摘したことと相対的に一致している。

Fig. 9 は乗富ら (1975) の西・中蒲原地下温度断面図

Fig. 7 Relation of T_{ES} versus T_{BHP} on wells of oil and gas fields (on the Table 1) in Niigata Prefecture.

に相当する断面線——角田山地・西蒲原平野・新津丘陵・五泉平野——の地温勾配と、地下構造ならびに地下温度断面である。椎谷期末期から隆起部である新津では、同時期から沈降を続けている西蒲原の約2倍の地温勾配を示している。

地温勾配を dT/dZ (T は深度 Z における地層温度)、地層の熱伝導率を λ とすると、地殻熱流量 Q は FOURIER の法則により次式であらわされる。

$$Q = -\lambda \frac{dT}{dZ}$$

負の符号は垂直上方に地温勾配が負となるためである。

Q は直接測定できないが、温度分布の時間的変化のない定常状態では、熱流量の垂直成分が変らないとすれば、熱伝導率は地温勾配に反比例すると考えてさしつかえない。だが、地表での熱流量は必ずしも地球の深部から一様に流れてきたものでなく、熱流量の水平的分布は地殻表層の火成活動や基盤の昇降運動などに影響されるであろう。したがって場所が異なる場合、地温勾配から熱伝導率の大小を推定することは問題であろう。たとえば Fig. 9 で、西蒲原の熱伝導率は新津より著しく大きいと考えることは危険である。

地下構造を1歩進めて、熱的構造を考察するためには上記熱流量を知らなければならない。本邦の油・ガス田地域の熱流量についてはすでに UYEDA et al. (1958),

Fig. 8 Comparison of formation temperature estimation methods, especially between " $T_{BHP}=1.31 (T_{ES}-15^{\circ}\text{C})+15^{\circ}\text{C}$ " line and others. Smallest symbol of each is final log's temperature and biggest one is first log's temperature recorded while running a series of logging.

馬場ら (1970) の報告があるが、これを進めるためには温度勾配の深度分布をより細かく見ることは当然としても、コア、とくに堆積岩の熱伝導率の測定を多数行なうことが必要である。われわれは各種の検層を通じて地層の色々な物性データを得ているが、熱に関する情報は非常に少ない。筆者らの熱伝導率の資料はまだ数点にすぎず、関連文献も少ない。堆積岩の岩相、粒度、孔隙率、その中の流体の性状と飽和率、温度などと熱伝導率の関係の検討は今後に残されている。

ま と め

本論では新潟地域のいくつかの油・ガス田において、電気検層温度勾配と坑底圧温度勾配との相関関係から、電気検層温度勾配を1.31倍することによって、ほぼ真の地温勾配を求めることができると述べた。(1)式により、新潟地域の膨大な数にのぼる坑井についても、その電気検層温度からより正確な地下温度が推定でき、広域の地下温度考察をより正確に行なうことができるであろう。

Fig. 9 Variation of geothermal gradient and schematic subsurface structure between Kakuda area and Gosen area.
Approximate cross section line (A-A') is on the Fig. 1 and geothermal gradient value ($^{\circ}\text{C}/100\text{m}$) is in the square.

一方 DOWDLE et al. (1975) の真の地層温度推定法は充分評価でき、今後の坑井については利用していくべきであろう。

本論で検討した東北日本油田地域の地温勾配は地下構造をよく反映しているが、これを1歩進めた熱的構造を探究するためには、地温勾配だけでなく地殻熱流量によらなければならない。それに必要な熱伝導率に関する資料は極めて少ないので、今後、地層の熱伝導率の実測デ

ータを早急に増やすことを計画している。

謝 辞

本論文の公表を許可して頂いた帝国石油㈱のご好意に感謝する。日常御指導とご鞭撻を頂いている同社荒川洋一常務取締役をはじめ、探鉱部ならびに新潟鉱業所探鉱課の諸氏に、またとくに作業の段階から粗稿まで常にご指導とご助言を頂いた技術研究所主席藤田嘉彦氏に対し、心からの感謝の意を表するものである。

参 考 文 献

- 相場惇一, 1975 頸城ガス田における地下温度と油層圧力について, 帝石社内報告
- 馬場健三, 上田誠也, 渡辺暉彦, 1970, 本邦油田, ガス田地域の Heat Flow (要旨), 日本列島下の熱的構造 173頁
- DOWDLE, W.L. and COBB, W.M., 1975, Static Formation Temperature from Well Logs-An Empirical Method, *JPT*, vol.27, nov., p.1326~1330.
- HOOD, A., GUTJAHR, C.C.M. and HEACOCK, R.L., 1975, Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum, *AAPG*, vol.59, no.6, p.986~996.
- JAML, P., DIKEY, P.A. and TRYGGVASON, E., 1969. Subsurface Temperature in South Louisiana, *AAPG*, vol.53, no.10, p.2141~2149.
- 乗富一雄, 1975, 秋田および新潟平野部における地下温度勾配と地下構造, 地熱, 12巻, 3号, 45~57頁
- OHGUCHI, T., NORITOMI, K. and INOUE, T., 1970, On the Geothermal Gradient in Akita prefecture, Northeast Honshu, Japan, *Jour. Min. Coll. Akita Univ.*, Ser. A., vol.4, no.3, p.19~34.
- SCHOEPPPEL, R.J., GILARRANZ, S., 1966, Use of Well Log Temperatures to Evaluate Regional Geothermal Gradients, *JPT*, vol.18, p.669~673.
- UYEDA, S., YUKUTAKE, T. and TANAOKA, I., 1958, Studies of the Thermal State of the Earth. The First Paper: Preliminary Report of Terrestrial Heat Flow in Japan, *Bull. Earthquake Res. Inst., Univ. Tokyo*, vol.36, p.251~273.