

<http://www.geojournals.cn/georev/ch/index.aspx>

泥岩压实程度与热成熟度关系分析

刘震

武耀辉

(石油大学,北京) (华北石油管理局,任丘)

内容提要 大量实际资料证实了沉积岩压实程度与有机质热演化程度之间存在密切关系。本文分别从泥岩压实机理和控制热成熟度的时间、温度因素两个方面讨论了影响泥岩孔隙度和热成熟度指标的内在因素,从理论上确定了两者的相关性:泥岩孔隙度和热成熟度都是埋深和经历地质时间的函数。由于干酪根类型的不同,会造成泥岩孔隙度与热成熟度之间的关系存在明显差别。在成岩过程中,泥岩超压段内欠压实泥岩的孔隙度与热演化程度同样具备相关性。压实程度与热成熟度之间的稳定关系对沉积盆地热演化程度早期评价具有重要应用意义。

关键词 孔隙度 热成熟度 时间

岩石压实程度与有机质热成熟度本来貌视无关。沉积物压实程度一般随埋深的增加而增高,通常受机械压实和成岩作用控制,主要表现为动态的物理作用和无机化学反应。而热成熟度(如 R_0 , TTI)则是有机质颗粒受时间和温度作用的综合结果,似乎为一静态的有机反应过程。自 Schmoker^[1]提出碳酸盐岩孔隙度与镜质体反射率之间为乘方关系后,陆续发表的一些文献不断证实岩石孔隙度与热成熟度有关。然而,从总体上讲,人们也仅仅承认它们的关系是经验关系,而对它们在理论上的联系分析较少。

1 泥岩孔隙度与热成熟度的理论关系

1.1 时间-温度(TTI)的内涵

Lopatin^[2]首次用 TTI (时间-温度系数)表示有机质热成熟度:

$$TTI = \sum_{nmin}^{nmax} (\Delta tn)(r^n) \quad (1)$$

式中, Δtn 是地质年代间隔, r^n 是温度系数, $nmin$ 为最小温度系数, $nmax$ 为最大温度系数。Waples^[3]指出 $r \approx 2$ 。因此干酪根的热演化程度与反应时间是线性关系,与温度是指数关系。Tissot^[4]指出干酪根的热降解作用符合化学动力学的一级反应。Connan^[5]结合 Arrhenius 方程,发现生油门限的温度与时间存在互补关系:

$$\text{Lnt} = \frac{E'}{RT} - A \quad (2)$$

式中 E' 为活化能, R 为气体常数, t 为时间, T 为地温, A 为经验系数。

若将(1)式用积分表示,则 TTI 变成:

$$TTI = K \int_0^t \exp(\alpha t) dt + C \quad (3)$$

式中 K 和 α 为系数, C 为有机质沉积初期的原始成熟度^[6]。从(1)至(3)式可以清楚地看出, 干酪根热成熟度受地温和加热时间的双重作用, 时间-温度指数实际上就是地温历史对时间的积分。

1.2 泥岩孔隙度演化

据随着埋藏深度增大孔隙度逐渐变小的事实, Athy^[7]最先指出泥岩孔隙度与深度之间为指数关系:

$$\varphi = \varphi_0 e^{-bh} \quad (4)$$

式中 φ 为孔隙度, φ_0 为地表平均孔隙度, h 为埋深。作者虽未说明为什么要选用这种形式来拟合他的数据, 但自从这以后, 泥岩(甚至砂岩)压实程度基本上都用这个指数方程来表达。但是, Scherer^[8]指出, 深度不是成岩作用的最好指示, 因为成岩作用与时间有关。在正常压实条件下, 孔隙度的改变只与上覆骨架应力有关, 这是容易接受的观点。但当泥岩埋藏达到一定深度后, 排液受阻产生异常孔隙压力, 这时整个上覆负荷要由颗粒应力和孔隙流体压力来共同承担, 泥岩孔隙的改变也就由颗粒应力和流体压力来共同影响。当流体压力较高时, 一般情况下孔隙度也比较大。但由于产生颗粒应力与孔隙流体压力的根本原因在于上覆负荷, 故孔隙度的大小可用上覆负荷来表示, 即

$$\varphi = f(\sigma) \quad (5)$$

式中 σ 为上覆负荷。

如果考虑时间因素, 同一负荷因加载时间不同, 岩石压缩程度将会不同。岩层的力学性能与流变体比较接近, 而流变体介质具有蠕变特性, 在加载量保持不变条件下, 随着时间的推移, 介质会被继续压缩, 即岩石孔隙度会继续减小。由马克斯韦尔粘弹性体蠕变曲线可知蠕变与时间呈线性关系^[9]:

$$\epsilon = \frac{\sigma_0}{E} \left(1 + \frac{E}{\eta} t \right) \quad (6)$$

式中 ϵ 为应变, σ_0 为应力, E 为弹性模量, η 为粘性系数, t 为时间。(6)式同时表明蠕变与所受压力呈正比。

在小变形情况下, 应变基本上反映介质孔隙度的改变量, 即

$$\epsilon \approx \Delta\varphi \quad (7)$$

故存在

$$\Delta\varphi \approx \frac{\sigma_0}{E} \left(1 + \frac{E}{\eta} t \right) \quad (8)$$

如果将泥岩压实过程分解为一系列蠕变过程, 则任意时间 t 的孔隙度 φ , 可以对(8)式求和后得到, 即

$$\varphi = \varphi_0 - \sum_{t_0}^t \frac{\sigma(t)}{E} \left(1 + \frac{E}{\eta} t \right) \quad (9)$$

式中 φ_0 为初始孔隙度(沉积初期), $\sigma(t)$ 为随时间变化的上覆压力。显然, 如果将泥岩压实过程视为不同加载(因埋深增加)时期一系列蠕变过程的总和, 那么孔隙度就由上覆负荷 $\sigma(t)$ 和时间 t 双重作用控制。

1.3 孔隙度与 TTI

从(1)式和(9)式得知, 孔隙度和 TTI 均与作用时间呈线性关系。不同之处在于孔隙度受上覆负荷压力影响, 而 TTI 则受地温控制。因盆地中具体某一区块的地温梯度变化不大, 则可将地温与埋深大致视为直线关系:

$$T = T_0 + Gh \quad (10)$$

式中, T_0 为地表温度, G 为地温梯度。另一方面, 上覆负荷一般与埋深成正比, 即

$$\sigma = a + bh \quad (11)$$

式中 a, b 均为系数, σ 为上覆负荷。

因此,从根本上讲,孔隙度和 TTI 都是埋深和经历地质时间的函数,只是函数的具体形式有所差异而已。

2 实际资料中的相关性

2.1 Schmoker 的数据

Siever^[10]指出,地下的许多反应可能都是时间和地温历史的函数。Schmoker^[11]在研究了南佛罗里达盆地碳酸盐岩孔隙度与热成熟度后指出,由埋藏成岩作用引起的碳酸盐岩孔隙度减小的过程就是一个热成熟过程,而且该碳酸盐岩孔隙度与热成熟度之间的经验关系可以用幂函数来表达:

$$\varphi = a(TTI)^b \quad (12)$$

式中, a, b 均为系数,后来 Schmoker^[11]又对砂岩孔隙度与热成熟度关系作了分析,认为地下砂岩孔隙度与热成熟度之间同样呈幂函数关系,即

$$\varphi = A(M)^B \quad (13)$$

式中 A, B 均为系数, M 是热成熟度,代表时间-温度历史,可以是 TTI ,也可以是镜质体反射率 R_0 ,从 Schmoker 对白垩系砂岩编制的孔隙度-热成熟度关系图可以看出,随着热成熟度的增高,砂岩孔隙度逐渐减小,相关性比较明确。

2.2 Bloch 的数据

Bloch^[12]的研究表明,在岩性相似且具正常压力条件下,砂岩储集物性(孔隙度)是热历史(用镜质体反射率表示)的函数:对于中等粒径、纯净且中等分选的砂岩,虽然其平均测井孔隙度与埋深之间相关性较差(相关系数 $r=0.52$)(图 1a),但却与镜质体反射率之间显示出良好的相关性($r=0.88$)(图 1b)。

图 1 较好地说明了砂岩孔隙度不仅仅受埋深(反映上覆压力)影响,而且可能与埋藏历史有关。

2.3 史基安的数据

史基安等^[13]通过对松辽、辽河和准噶尔等盆地储集砂岩孔隙度与镜质体反射率关系的研究,指出砂岩孔隙度与镜质体反射率之间存在较好的相关关系,但在不同盆地,甚至同一盆地不同地区,由于在碎屑物质成分、地热梯度、有机质类型、沉积速率、沉积环境等方面不同,砂岩孔隙度和孔隙演化与镜质体反射率之间的关系有所差异(图 2)。

2.4 洪浩尔舒特凹陷下白垩统资料

图 3 是二连盆地洪浩尔舒特凹陷下白垩统巴彦花群的泥岩孔隙度与镜质体反射率交会图^①。图中 4 条拟合曲线分别代表:①指数拟合;②对数拟合;③直线拟合;④幂函数拟合。饶有趣味的是,在这 4 条拟合曲线中,以幂函数曲线的拟合误差为最小。即该凹陷泥岩孔隙度与镜质体反射率之间的最佳经验关系符合 Schmoker(1984)提出的幂函数的形式。

3 讨论

尽管理论分析和盆地实际资料已经表明泥岩孔隙度与热成熟度之间存在重要的内在联系,但有些问题仍需进一步讨论。

① 刘震等. 洪浩尔舒特凹陷层序地层学研究. 成果报告, 1995.

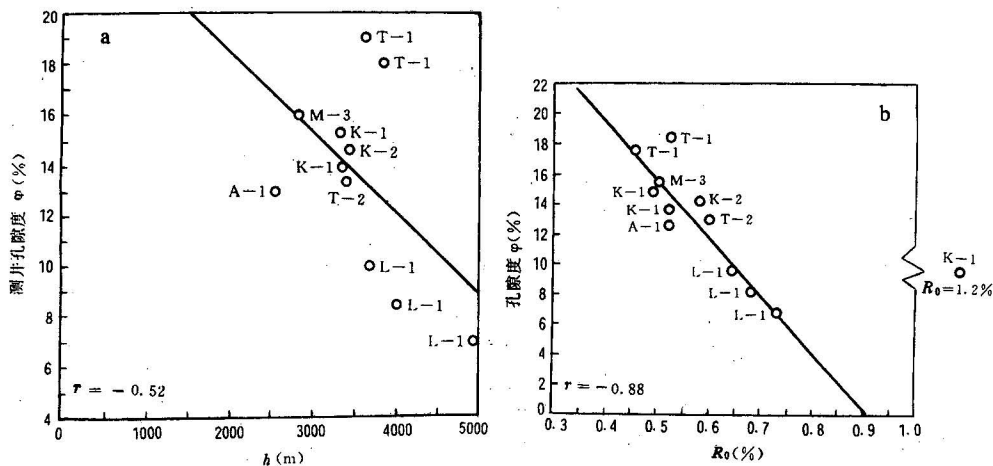


图 1 新西兰 Taranaki 盆地 Kapuni 群和 Pakawau 群中粒砂岩深度(a)和镜质体反射率(b)与测井孔隙度关系图
(据 Block, 1991)^[12]

Fig. 1 Plot of depth(a) or vitrinite reflectance(b) vs. well log-derived porosity for medium-grained sandstones of Kapuni and Pakawau Groups, Taranaki basin, New Zealand
(from Block, 1991)^[12]

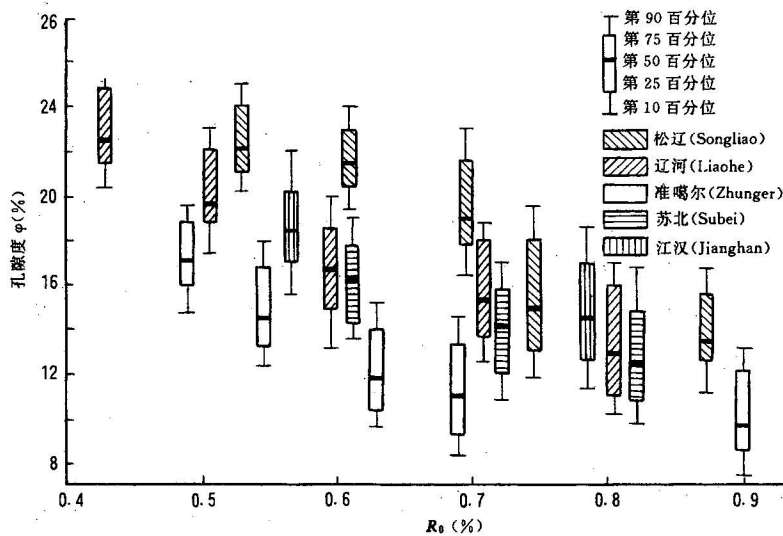


图 2 砂岩孔隙度与镜质体反射率关系图
(据史基安等, 1995)^[13]

Fig. 2 Relationship between sandstone porosities and vitrinite reflectances
(from Shi Jian, et al., 1995)^[13]

3.1 有机质类型

不同沉积盆地原始有机质类型可以相差很大,同一盆地不同时代地层有机质类型也会不一样。事实上,作为沉积有机质主体的不同类型干酪根具有不同的生油潜能,若以藻质体为主的 I 型干酪根的生油潜能为指标 1.0 的话,那么以镜质体和惰质体为主要组分的 III 型干酪根的生油潜能仅为 0—0.1(其生气潜能却比较大),而以壳质体、角质体、树脂体和脂质体为主要显微组分的 II 型干酪根的生油潜能为 0.7—1.0。Hunt^[14]的研究表明随着温度的升高,不同类型显微组分的产烃量有明显的差异, I 型干酪根最高, III 型最低, II 型产烃量介于 I 型与 III 型之间。而产烃量就是干酪根热演化程度的反映。

从化学反应动力学角度来讲,不同类型干酪根的活化能和视频率因子有明显的差别,它们对于干酪根热解速率影响很大,是干酪根的热演化程度的根本决定因素^[15]。但是,不论有机质类型如何变化,同一类型有机质热成熟度与岩石孔隙度的关系应该还是比较确定的。

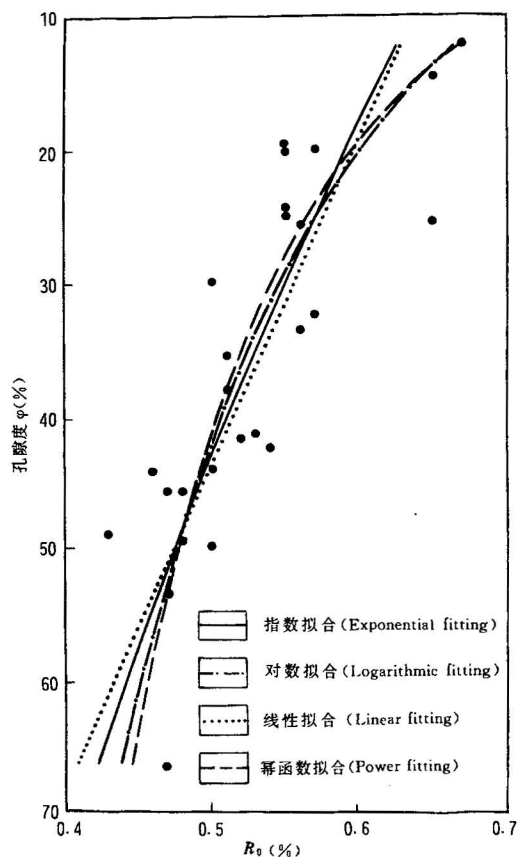


图 3 洪浩尔舒特凹陷下白垩统巴彦花群
镜质体反射率-泥岩孔隙度交会图

Fig. 3 Crossplot of vitrinite reflectance versus
porosity of mudstones of Bayanhua Group, Lower
Cretaceous, Hongholshut depression

3.2 泥岩成岩作用

在泥岩孔隙度随埋深增加而减小的过程中,孔隙度要受到成岩作用的影响。当泥质沉积物在埋深到一定程度后,泥质岩中主要粘土矿物蒙脱石吸附钾离子转变成伊利石,在这个过程中蒙脱石矿物大量层间束缚水变为粒间正常水^[16],而这种转换对泥岩孔隙度有重要影响。因此,泥岩成岩作用中矿物的变化对孔隙度-热成熟度关系可能有一定的影响。

3.3 异常高压带内的变化

异常高压带与泥岩欠压实带相对应,该带内孔隙度很高。高压带一般发育在较深的部位,地温都比较高,按理说热成熟度也会较高。这样似乎又违反了随着热成熟度升高而孔隙度降低的规律。但是,应该看到,欠压实带内流动异常高压的存在会阻止干酪根的进一步热降解。何志高^[17]从压力与焓、熵和自由焓的三种关系方面阐明了压力的增高实际上抑制了有机质的热解反应。因此高压带内的干酪根热成熟度不会太高,反而可能有相对变低的趋势。这样,在异常高压带内仍然服从孔隙度与热成熟度逆相关的规律。

4 应用意义

孔隙度与热成熟度变化关系可以在烃类勘探中发挥预测作用。

4.1 储层孔隙度预测

Schmoker 按(12)式和(13)式先后对碳酸盐岩和砂岩孔隙度进行了预测。只要对地温历史进行积分(式(3)),就可以得到热演化程度 TTI ,然后根据储层孔隙度与热成熟度拟合关系就可以求出储层孔隙度。由于储层孔隙度的演化受成岩作用影响相当大,预测出的储层孔隙度只有区域意义^[1,11]。Hayes^[18]指出,采用镜质体反射率 R_0 值可以预测砂岩孔隙演化的阶段,但不能预测储层级孔隙度数量。

4.2 盆地热成熟度早期预测

如果事先获知泥岩孔隙度,由(12)式或(13)式就可以求出热成熟度。这一反向思维的意义可能更大,主要是因为低勘探程度地区,泥岩孔隙度要比热演化程度的数据更容易获得。地震资料提供大量层速度和合成声波速度信息,从速度信息又可以转换出泥岩孔隙度值。但在钻井稀少地区要获得区域热成熟度分布资料相当困难。因此,泥岩孔隙度与热成熟度关系可作为沉积盆地热成熟度早期评价的理论依据。

5 结论

(1)国内外许多沉积盆地的孔隙度和热成熟度资料表明,岩石压实程度与有机质热演化程度之间存在显著的相关关系,最佳的经验关系可能是幂函数关系。

(2)泥岩孔隙度可以视为上覆负荷历史对时间的积分,而热成熟度(如 TTI)却是地温历史对时间的积分,若将上覆负荷和地温与埋深关系近似为直线关系时,泥岩孔隙度和热演化程度都变成了埋藏史对时间的积分。因此,从理论上讲,泥岩孔隙度与热成熟度之间具有内在联系。

(3)岩石孔隙度与热成熟度关系除了可以用来预测区域储层孔隙度发育程度外,还可以反过来由地震孔隙度直接估算相应层位的热演化程度,这在烃类勘探上具有十分重要的意义。

参 考 文 献

- 1 Schmoker J W. Empirical relation between carbonate porosity and thermal maturity: An approach to regional porosity prediction. AAPG Bull., 1984, 68(11): 1697—1703.
- 2 Лопатин Н В. Температура и геологическое время как факторы углефикации. Акад. Наук. СССР Изв. Сер. Геол. 1971, (3): 95—106.
- 3 Waples D E. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration. AAPG Bull., 1980, 64(6): 916—926.
- 4 Tissot B. Premieres donnees sur les mecanismes et la cinetique de la formation du petrole dans les sediments: simulation d'un schema reactionnel sur ordinateur. Inst. Francais Petrole Rev. 1969, 24(4): 470—501.
- 5 Connan J. Time-temperature relation in oil genesis. AAPG Bull., 1974, 58(12): 2516—2521.
- 6 Falvey D A, et al. Recent advances in burial and thermal geohistory analysis. APEA Journal, 1982, 22: 65—81.
- 7 Athy L F. Density, porosity and compaction of sedimentary rock. AAPG Bull., 1990, 14: 1—24
- 8 Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction. AAPG Bull., 1987, 71: 485—491.
- 9 陈子光. 岩石力学性质与构造应力场. 北京:地质出版社, 1986.
- 10 Siever R. Burial history and diagenetic reaction kinetics. AAPG Bull., 1983, 67: 684—691
- 11 Schmoker J. Sandstone porosity as function of thermal maturity. Geology, 1988, 16: 1007—1010.
- 12 Bloch S. Empirical prediction of porosity and permeability in sandstone. AAPG Bull., 1991, 75(7): 1145—1160.
- 13 史基安, 王琪. 影响碎屑岩天然气储层物性的主要控制因素. 沉积学报, 1995, 13(2): 128—139.
- 14 Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology. San Francisco, W. H. Freeman, 1979. 458—462.

- 15 Hunt J M, et al. Modeling oil generation with time-temperature index graphs based on the Arrhenius equation. AAPG Bull., 1991, 75(4): 795—807.
- 16 Power M C. Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. AAPG Bull., 1967, 51(7): 1240—1254.
- 17 何志高. 从热力学理论讨论烃类的演化. 石油实验地质. 1982, 4(1): 1—9.
- 18 Hayes J B. Porosity evolution of sandstones related to vitrinite reflectance. Organic Geochemistry, 1991, 17(2): 117—129.

ANALYSIS ON RELATION BETWEEN COMPACTION OF MUDSTONE AND THERMAL MATURITY

Liu Zhen

(*Petroleum University, Beijing*)

and Wu Yaohui

(*Huabei Petroleum Administration, Renqiu, Hebei*)

Abstract

Voluminous data have demonstrated that there exists close relationship between the degree of compaction of sedimentary rocks and the degree of thermal evolution of organic matter. The internal factors influencing the porosity of mudstone and thermal maturity are discussed in terms of the time and temperature of the thermal maturity and mechanism of compaction of mudstone. The correlation of both is determined theoretically; the porosity and thermal maturity of mudstone are both the functions of burial depth and geologic time. Different kerogen types may cause marked difference in the relationships between the porosity and thermal maturity of mudstone. During diagenesis there is likewise correlation between the porosity and degree of thermal evolution of less compacted mudstone in the overpressure section of mudstone. The stable relationship between the degree of compaction and thermal maturity has important practical significance in the prediction of organic maturity of a sedimentary basin ahead of drilling.

Key words: porosity, thermal maturity, time

作者简介

刘震,男,1963年生。1984年毕业于西北大学地质系,1990年获石油大学石油地质博士学位。现任教于石油大学(北京)地质科学系,并从事石油地质基础理论及陆相层序地层学研究。通讯地址:北京昌平石油大学地质科学系,邮政编码:102200。