

一种确定油气储层渗透率的新方法

周 远 田

(中国地质大学应用地球物理系, 湖北武汉 430074)

通过各种应力模型和岩芯样品渗透率的研究, 证实岩石渗透率和水平应力之间存在明确的对应关系。由于这种关系受岩性和岩石结构的影响, 若想得到较准确的渗透率值, 须注意 3 点: (1) 针对不同的岩石, 应选择合适的应力模型, 以提高应力-渗透率之间的相关性; (2) 选择对泥质敏感的测井资料, 降低泥质对应力-渗透率关系的影响, 扩大应用范围; (3) 应用分辨率高的测井资料, 提高由应力求出的渗透率的分辨率。

关键词 渗透率 水平应力 模型 测井 分辨率

作者简介 周远田 男 59 岁 副教授 地球物理

渗透率是油气储层评价的主要参数之一。然而, 现有方法测定的渗透率值尚不能满足地质分析的要求, 只能提供一种宏观的数量级估计值^[1]。本文从研究岩石渗透率和岩石力学性质的内在联系开始, 通过一定数量的实际数据分析和处理, 研究了不同岩石应力模型的适用性、减少岩性影响和提高分辨率的技术, 为油气储层渗透率评价找到了一种新方法。

1 岩石渗透率与岩石应力的关系

在压力的作用下, 岩石内部产生垂向应力和水平应力。垂向应力有随深度增加的趋势, 这里暂不研究。水平应力与渗透率的关系可以下式表示。

$$K = K_0 e^{\beta S_h} \quad (1)$$

式中 K 为岩石的渗透率; S_h 为岩石的水平应力; K_0, β 为常数。

式(1)表明, 常数 β 有重要的意义, 当 $S_h = 0$ 时, $K = K_0$, 即 K_0 为岩石的应力等于 0 时的渗透率。岩石的应力等于 0 可看作沉积岩形成初期的情况。根据渗透率影响因素的分析, 这时的渗透率主要取决于岩石的结构(分选、粒度)和矿物成分。常数 β 影响渗透率和应力关系的密切程度, 按照应力-应变关系分析, 它应该和岩石成岩过程及成岩以后的变化有关。成岩及成岩以后的变化要显著地改变岩石的结构, 并且和岩性有关。由此可见, 常数 K_0, β 是和岩石的岩性、岩石的结构有关的。

2 选择合适的应力模型

一般说来, 估算岩石应力的方法, 按岩石的埋藏深度分为两种: 对较浅的岩石采用实际测

量;对深部岩石用地球物理学的方法间接估算。对于水平应力的估算,国内外不少学者进行了广泛研究,并提出了一些行之有效的计算模型^{[2]*}。

利用测井资料和不同的应力模型,对我国东部和西部几口钻井的水平应力进行了计算,将计算结果与实测的渗透率值对应进行相关性分析(图 1~ 3,表 1)。

对比图、表中的交会点和数据不难发现,岩石渗透率和水平应力的相关性与选用的应力模型有关。只要应力模型恰当,岩石渗透率和水平应力呈强烈的单调关系。有些特殊的模型只适用了某些特定的岩层** ,如差分模型适用于低渗岩层,可改善确定低渗透率时的分辨率;非弹性模型适用于裂缝岩层。

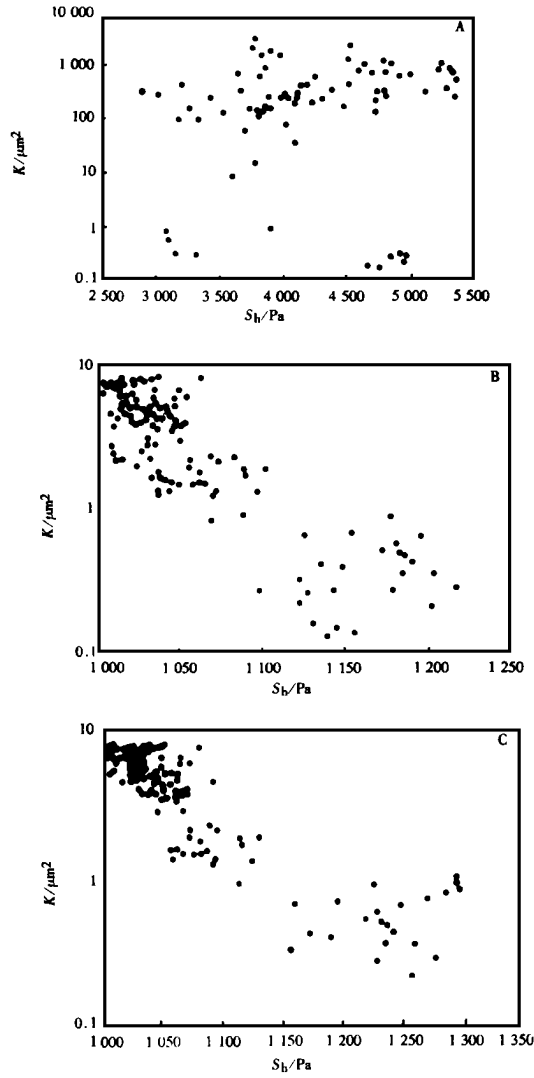


图 1 岩石渗透率与应力的关系(1)

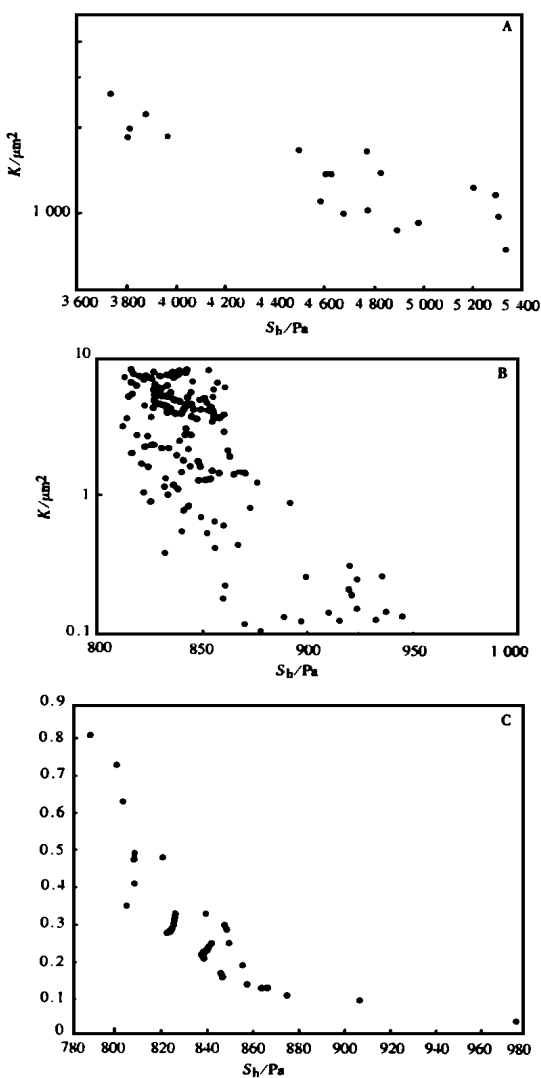


图 2 岩石渗透率与应力的关系(2)

* Walls J D. M measured and calculation horizontal stresses in travis peak formation. SPE 21 848, 1991

** 张青云摘译. 用测井资料估算地层应力剖面. 测井技术信息, 1997, 10(1): 1~ 7

表 1 岩石渗透率-水平应力关系的说明 ^{[2]*}					
序号	图号	应力模型	回归公式形式	回归系数	评价参数
1	1A	Anderson 模型			
2	1B	Terzaghi 模型	$K = 10^{(aS_h + b)}$	$a = -0.007\ 416$ $b = 8.243$	$R = 0.800$ $F = 534.99$
3	1C	New berry saga 模型			
4	2A	Anderson 模型			
5	2B	Anderson 模型	$K = e^{(aS_h + b)}$	$a = -0.032\ 12$ $b = 28.293$	$R = 0.85$ $F = 637.82$
6	2C	Anderson 模型			
7	3A	非弹性模型			
8	3B	Anderson 模型 (静态泊松比)	$K = 10^{(aS_{hs} + b)}$	$a = -0.020\ 38$ $b = 24.126$	$R = 0.84$ $F = 971.88$
9	3C	差分模型	$K = a\Delta S_h + b$	$a = -0.907\ 4$ $b = 6.535$	$R = 0.899$ $F = 928.6$

注: 表中 K 为渗透率; S_h 为水平应力; ΔS_h 为水平应力增量; R 为相关系数; F 为检验值

3 提高分辨率

3.1 降低岩性影响

岩性不同, 回归系数 a , b 的值也将不同, 也就是说, 不同的岩性, 水平应力与渗透率之间有不同的对应关系。如图 2 中的 B, C 是同一地区的资料, 计算水平应力时用的也是同一模型, 但水平应力与渗透率之间的关系却大不相同。因为泥质含量以及分布形式的不同, 将会改变岩石的力学性质, 并通过岩石应力反映出来, 所以, 岩性对岩石应力-渗透率关系的影响, 主要体现在泥质含量上。实际上, 砂岩储集层都含有一定数量的泥质, 因此, 必须尽力降低泥质的影响, 岩石应力-渗透率关系才可能有实用意义。由于自然伽马测井对岩石中的泥质最为敏感, 因此, 可用自然伽马测井对泥质进行校正。图 4 是同一地区不同砂岩考虑了泥质影响后的应力-渗透率关系。它把图 2 中的 B, C 上表示的不同关系合并成一个关系

$$K = 10^{(-0.003\ 103\ 05 \cdot GRI \cdot S_h + 0.972\ 69)} \quad (2)$$

式中 GRI 为自然伽马测井确定的泥质校正系数。

比较图 4 和图 2, 可明显看到, 经泥质校正后, 应力-渗透率之间的相关性明显增强。

图 4 中的右图是式(2)的检验, 图上 K_o 是

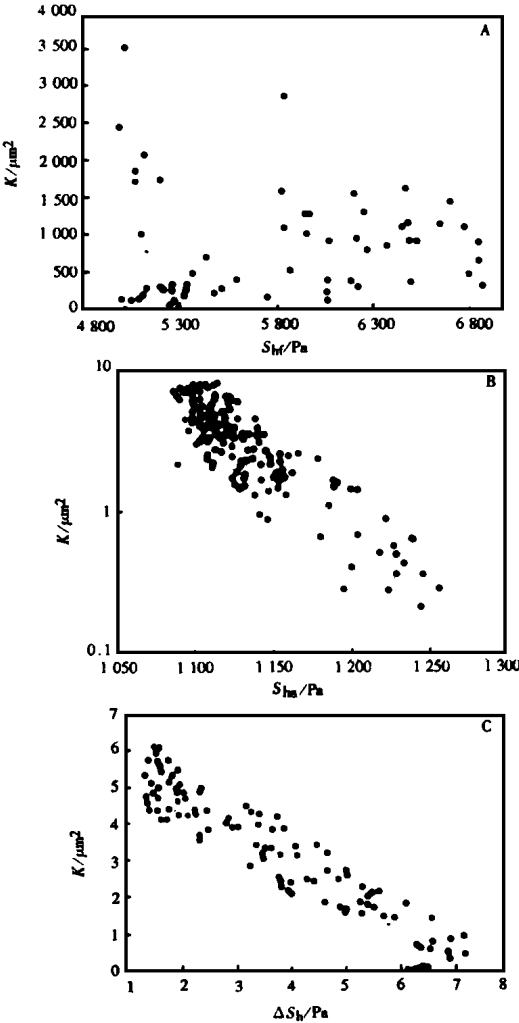


图 3 岩石渗透率与应力的关系(3)

* Walls J D. Measured and calculation horizontal stresses in travis peak formation. SPE 21 848, 1991

岩芯渗透率分析值, K_c 是式(2)的计算值。显然, 这样的结果具有更大的实用意义。

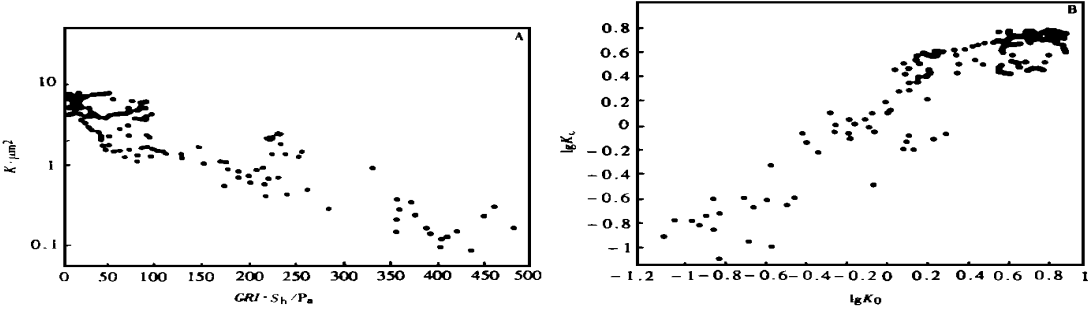


图 4 自然伽马测井校正泥质后渗透率-应力关系

有的时候, 自然伽马测井不能较好地反映岩石中的泥质, 这时, 应当改用其它测井方法, 如自然电位测井。

3.2 应用高分辨率测井资料

岩芯实测数据表明, 岩石渗透率的非均质性十分剧烈。这种非均质性不仅表现在不同的岩石上, 即使是同种岩石也有明显的差异。一层砂岩上相距几厘米的岩样, 其渗透率可相差 2~ 3 个数量级的例子屡见不鲜, 这样的客观存在给渗透率原位的准确测量带来了巨大的困难。因此, 提高渗透率的分辨率具有重要的意义, 使用分辨率高的测井方法是改善渗透率评价技术的主要途径。图 5 是使用微球型聚焦测井提高应力分辨率以后的应力-渗透率关系。经回归, 得到如下关系

$$K = 10^{(-0.000\,975 \cdot GRI \cdot MSFLI \cdot S_{hf} + 3.346)} \tag{3}$$

式中 $MSFLI$ 为由微球型聚焦测井决定的分辨率系数。

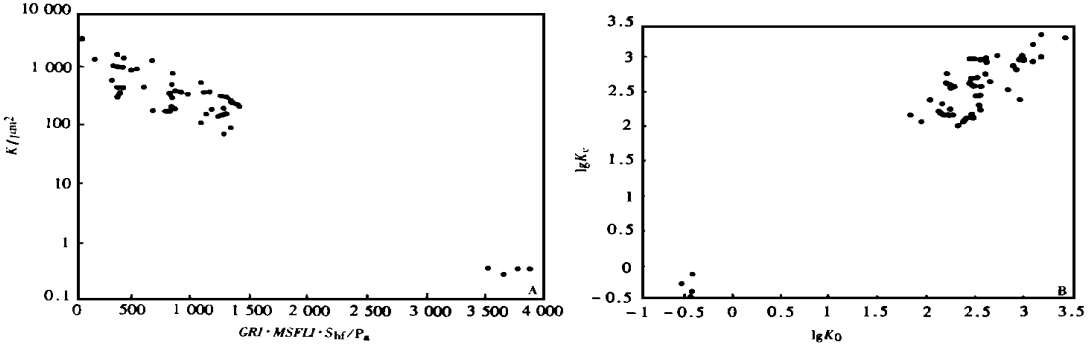


图 5 分辨率提高后的渗透率-应力关系

将图 5 与提高应力分辨率之前的应力-渗透率关系(图 3A) 进行比较, 不难发现应力-渗透率关系的相关性明显提高。

另外, 为提高渗透率的准确性, 可综合应用多种测井资料来计算水平应力。

4 结论

(1) 岩石渗透率与水平应力有明显的对应关系, 在一个地区可以通过渗透率的实测值找到

(下转第 237 页)

SEALING PROPERTY OF MUDSTONE CAPROCKS IN DAQING PLACANTICLINE AND ITS WESTERNS

Fu Guang Zhao Rong Jiang Zhenxue
(*Daqing Petroleum Institute, Anda, Helongjiang*)

Abstract

Based on the macroscopic and microscopic analyses of mudstone caprocks sealing property of the first and second members of the Nenjiang Formation, the caprock is characterized by big thickness, extensive distribution. The caprock contains mainly micropores with low permeability and big specific surface area, thus forming uncompacted pore fluid superpressure and dense hydrocarbon sealing. Capillary sealing formed in the middle stage of the 3rd member of the Nenjiang Formation with the depth of 65 m; pressure and dense hydrocarbon sealing formed in late Mingshui Formation stage and the depth is 800 m. It is suggested that Qijia-Gulong Sag belongs to grade-I sealing area with high capillary sealing ability, the northwestern part of Qiqihar belongs to grade-III sealing area and the rest belong to grade-II area.

(上接第214页)

与水平应力的确切关系。

- (2) 根据岩层的特点选择合适应力模型, 可有效提高应力-渗透率之间的相关性。
- (3) 用能反映泥质的测井方法进行校正, 可明显降低岩石中泥质的影响。
- (4) 利用高分辨率测井方法可以提高渗透率的分辨率, 更符合岩石的实际情况。

参 考 文 献

- 1 曾文冲. 油气藏储集层测井评价技术. 北京: 石油工业出版社, 1991. 315
- 2 黄贺雄, 吕桂英, 宋运东. 新型预测地层破裂压力模型及其应用. 测井技术, 1993, 17(4): 298

A NEW METHOD FOR DETERMINING HYDROCARBON RESERVOIR PERMEABILITY

Zhou Yuantian
(*Department of Applied Geophysics, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei*)

Abstract

It has been proved by the study of stress models and core sample permeability that the permeability of rocks is closely related to horizontal stress. The corresponding relation between rock permeability and horizontal stress is usually influenced by lithology and rock texture. Following points must be taken account of: (1) choose proper stress model for particular rock in order to improve the correspondency; (2) choose log information which is sensitive to argillaceous rock so as to reduce the influence of the rock on the correspondency; (3) use high-resolution log information to improve the resolution of the permeability derived from the stress.