

# 天然气盖层实验研究及评价

郝石生 黄志龙

(中国石油大学北京研究生部)

**提要** 盖层是烃类聚集的必要条件,排替压力则是评价盖层的关键参数,本文主要通过泥质岩的实验研究,着重分析了突破压力与突破时间的关系,根据它们之间一定的函数关系,提出了求取岩石排替压力的方法,并且通过实验和实际资料的研究提出了盖层分级评价的标准。

**关键词** 盖层 廊固凹陷 排替压力 突破压力 突破时间

**第一作者简介** 郝石生 男 58岁 教授 石油地质

## 一、岩石突破压力和排替压力的实验研究

### 1. 概述

由于天然气本身性质所决定,天然气藏所要求的盖层条件与油藏是不一致的。本文主要研究泥质岩盖层对天然气的封闭机理,并提出了盖层的分级评价标准。盖层是烃类聚集的必要条件,盖层的封闭能力直接影响气藏的形成,规模大小及其保存条件。排替压力则是评价盖层封闭能力的有效参数,所以对盖层的研究,排替压力的求取是关键的问题。长期以来,国内外学者用实验方法求得用以评价盖层的突破压力值往往很高,它并不符合盖层的真实情况。表1是廊固凹陷泥质岩的突破压力<sup>1</sup>实验值,由于施加压力及岩样长度不同,所测得的突破压力值不仅偏高,而且偏高的程度也极不一致。因此,不考虑突破时间和岩样长度很难得到岩样的排替压力,无法确定评价盖层的标准。

### 2. 突破压力实验值偏高的原因分析

岩石的排替压力取决于岩石中最大连通孔径的大小,这些连通孔径在岩石中所占比例是极小的。因此,气体突破岩石的速度极为缓慢,在实验过程中,当施加的压力近于或略大于最大连通孔径的毛管压力时,在实验时间有限的情况下,很难观察到气体的突破,往往使人误认为流体未被排替。当观察到气体突破时,这时的实验施加压力则远远大于最大连通孔径的毛管压力,并会有众多更小的毛管中的流体被排替,这就导致了所得突破压力要比真正的排替压力大得多。因而,最重要的原因是过去忽视了突破时间这一关键因素,为了证实这一点,笔者重新对几个岩样进行了考虑突破时间的突破压力实验。结果表明,突破时间的影响是极大的。图1是由实验结果得到的突破压力与突破时间的关系曲线。不难发现,突破时间与突破压力之间存在一定的函数关系,施加压力越高,突破所需的时间越短,施加压力越

<sup>1</sup>突破压力系指岩石中某些连通孔隙内的润湿相流体被非润湿相流体排出时所需施加的压力,突破所需时间即为突破时间,突破压力的最小值即为排替压力。

小, 突破所需的时间也就越长。如京 135 岩样, 施加压力为  $100\text{kg}/\text{cm}^2$  时, 仅需 3min 就突破, 施加压力为  $40\text{kg}/\text{cm}^2$  时, 15min 突破, 若施加压力为  $5\text{kg}/\text{cm}^2$  时, 则需 8.5n 才被突破。显而易见, 突破时间是绝不可忽视的因素。

表 1 廊固凹陷泥质岩饱和不同介质时的突破压力试验值

Table 1 Experimental penetrating pressures through clay rock saturated by different fluid in Lang-Gu sag

样 品 号	深 度 (m)	岩 样 长 度 (cm)	岩 样 直 径 (cm)	饱和空气(干样)		饱和煤油	
				突破压力 ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ )	突破时间 (min)	突破压力 ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ )	突破时间 (min)
泉 82	2490	4.875	2.45	15	20	120	20
安 18	2700	3.0	2.50	20	15	100	40
安 62	2900	3.0	2.49	10	10	70	30
新安 51	3250	2.32	2.48	25	15	60	30
安 98	2645	3.23	2.49	5	5	25	20
务 7(2)	3210	1.92	2.49	3	5	150	30
泉 84	2635	3.525	2.49	20	20	80	90
京 36	2758	3.58	2.50	10	5	50	60
京 125	2980	1.69	2.49	5	5	100	20
京 135	1980	1.585	250	5	3	100	3
务 10	3450	3.2	2.49	50	20	150	420

注: 京 125、京 135 为最大古埋深。

### 3. 岩石排替压力的确定

突破压力与突破时间存在一定的函数关系, 从实验结果分析, 同一岩样, 若在测试过程中考虑了时间因素, 则孔径中的流体被突破所需的时间随所施加的压力减小而延长, 而且时间越长, 岩石孔隙中的流体被贯穿所需的压力几乎成倍地减小。由此可见, 若求得岩石真正的排替压力, 就需从突破时间与突破压力之间的关系中寻找。

笔者对京 135、京 125 和务 10 三块岩样的实验结果进行了数据拟合, 结果如下:

京 135 岩样:  $P = P_0 + 791.62 / t$

$P_0 = 4.4 (t \rightarrow \infty)$  相关系数  $R = 0.989$

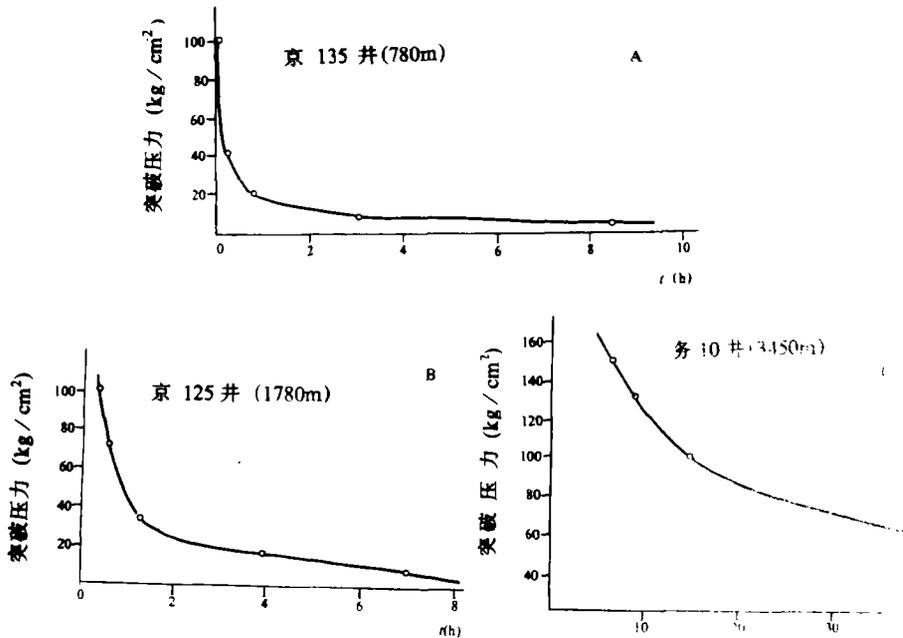
京 125 岩样:  $P = P_0 + 2531.15 / t$

$P_0 = 5.8 (t \rightarrow \infty)$  相关系数  $R = -0.994$

务 10 岩样:  $P = P_0 + 110248.5 / t$

$$P_0 = 12.66 \quad (t \rightarrow \infty) \quad \text{相关系数 } R = 0.982$$

式中  $P$  为突破压力,  $t$  为突破时间, 取  $t$  为无限长 ( $t \rightarrow \infty$ ),  $P$  的极限即为岩石的排替压力  $P_0$ 。这种实验最大缺点是实验时间太长, 为了解决这一问题, 笔者试图从突破压力与突破时间的关系求取岩石的排替压力。



A. 井 135 井 (780m)    B. 井 125 井 (1780m)    C. 井 10 井 (3450m)

图 1 突破压力与时间的关系

Fig. 1 The relationship between pressure and time penetrating through the kerosene-saturated clay rock.

假设盖层岩样中最大连通过径为  $r_0$  的毛细管存在着润湿相液体, 毛细管的一端, 液体与气体接触, 气体的剩余压力 (即实验施加压力) 为  $P$ , 在  $P$  大于最大连通过径  $r_0$  的毛管压力  $P_0$  时 ( $P > P_0$ ), 液体将被排替, 直到排替作用结束为止 (即  $P$  下降到  $P_0$  时)。液体在毛细管中的运动服从泊肖 (Пуазейл) 定律 (阐述层状粘滞流的定律)。排替速度可用下列方程来确定。

$$\frac{dx}{dt} = \frac{r_0^2 (P - P_0)}{8\mu [1 - x(t)q]} \quad (1)$$

式中:  $P_0$ ——排替压力

$\sigma$ ——表面张力

$l$ ——岩样长度

$q$ ——水动力弯度

$P$ ——突破压力 (施加压力)

$t$ ——突破所需的时间

$\mu$ ——液体的粘度

对上式积分, 积分上下限分别为  $l$  和  $0$ ,  $t$  和  $0$ , 积分并整理后得:

$$t = \frac{4l^2 q^2 \mu}{r_0^2 (P - P_0)} \quad (2)$$

(2) 式即为由泊肖定律导出的突破压力和突破时间的函数关系式。这一关系式很好地说明了排替压力与最大连通孔径  $r_0$  的关系, 与理论上是一致的。由 (2) 式可以导出求取排替压力  $P_0$  的关系式, 先把  $r_0$  转换成  $P_0$  (据  $P_0 = 2\sigma / r_0$ ), 可以解得:

$$P_0 = \sqrt{Z \cdot (Z/4 + P)} - Z/2 \quad (3)$$

$$\text{其中: } Z = \frac{\sigma^2 l}{l^2 q^2 \mu}$$

(3) 式即为一个利用突破 (施加) 压力和突破时间计算排替压力 (排替压力修正值) 的公式。

根据油藏物理, 岩石的平均孔径  $r$  与水动力弯度  $q$  有下列关系:

$$r^2 = 8Kq^2 / \varphi \quad (4)$$

式中  $\varphi$  为孔隙度,  $K$  为渗透率。利用 (4) 式可求得岩样的  $q$  值, 然后再根据 (3) 式求取岩样饱和煤油介质下的排替压力  $P_0$ , 再由 (2) 式可得最大连通孔径  $r_0$ 。

$$r_0 = \sqrt{\frac{4l^2 \mu q^2}{(P - P_0) \cdot t}} \quad (5)$$

地层条件下, 岩石饱和介质是水, 可以用已经求得的岩石饱和煤油介质时的排替压力  $p_0$  和最大连通孔径  $r_0$ , 把煤油介质时的排替压力换算成饱和水介质条件下的排替压力 (见表 2)。换算时利用  $P_0 = 2\sigma / r_0$  (其中  $\sigma$  为表面张力,  $r_0$  为最大连通孔径,  $P_0$  为排替压力), 煤油的粘度取 2.3 厘泊, 气-煤油界面张力为 25 达因/cm, 气水界面张力为 72 达因/cm。

这些排替压力值是根据泊肖定律通过实验计算得到的, 它们是可信的, 如京 135 岩样, 由数据拟合求得煤油介质下的排替压力为  $4.4\text{kg/cm}^2$ , 由泊肖定律求得煤油介质下的排替压力为  $4.13\text{kg/cm}^2$ , 京 125 岩样, 由数据拟合求得煤油介质下的排替压力为  $5.8\text{kg/cm}^2$ , 由泊肖定律求取的煤油介质下的排替压力为  $5.74\text{kg/cm}^2$ , 两者吻合很好。务 10 井岩样两者相差稍大, 可能是实验时误差较大造成的。

另外, 笔者还做了饱和食盐水条件下的突破压力试验。泉 84 岩样, 在  $135\text{kg/cm}^2$  压力下, 经 100min 气体突破, 仍用泊肖定律来计算饱和水条件下岩石的排替压力为  $14.4\text{kg/cm}^2$ , 与饱和煤油法实验并换算成的水介质时的排替压力 ( $10.91\text{kg/cm}^2$ ) 相差不大, 笔者认为这点误差是允许的, 其一, 在  $135\text{kg/cm}^2$  高施加压力下, 当气体突破岩石时有更小孔径中的流体 (水) 被贯穿, 从而使求得的排替压力值偏高; 其二, 粘土矿物中某些矿物遇水的膨胀, 使最大连通孔径有所减小及排替压力提高, 由此可见, 真正的排替压力值

应在这两个值 (10.91 和 14.4) 之间。从这两方面原因分析, 通过煤油介质下的突破压力实验并由泊肖定律求取岩石饱和水时的排替压力是现实可行的。如果用饱和水岩石进行突破压力实验, 往往时间过长, 若施加压力过高, 实验误差往往较大。此外, 气体在水中的溶解也影响实验精度。所以, 尽管饱和煤油法 (由泊肖定律) 求取的排替压力与岩石真正的排替压力仍有误差, 但这些误差是允许的, 在地质研究工作中不会产生过大的失真。

表 2 廊固凹陷泥质岩饱和煤油突破压力试验值及排替压力

Table 2 Experimental penetrating pressures and displacement pressures through kerosene-saturated clay rock in Lang-Gu sag

样品号	深度 (m)	岩样长度 (cm)	孔隙度 (%)	渗透率 (md)	饱和煤油		饱和煤油排替压力修正值 (kg/cm <sup>2</sup> )	计算饱和水排替压力 (kg/cm <sup>2</sup> )	计算最大连通孔径 (cm)	岩性
					突破压力 (kg/cm <sup>2</sup> )	突破时间 (min)				
泉 82	2490	4.875	8.48	$1.9 \times 10^{-4}$	120	20	2.11	6.08	$2.37 \times 10^{-5}$	粉砂质泥岩
务 7(2)	3210	1.92	3.03	$4.9 \times 10^{-4}$	150	30	10.02	28.86	$4.99 \times 10^{-6}$	泥岩
务 10	3450	3.2	5.36	$4.2 \times 10^{-5}$	100	900	9.95	28.63	$5.03 \times 10^{-6}$	粉砂质泥岩
京 125	2980	1.69	14.68	$6.4 \times 10^{-4}$	10	420	5.74	16.51	$8.72 \times 10^{-6}$	粉砂质泥岩
京 135	1980	1.585	14.7	$1.6 \times 10^{-3}$	5	510	4.13	9.06	$1.59 \times 10^{-5}$	粉砂质泥岩
京 36	2758	3.58	9.92	$5.1 \times 10^{-4}$	50	60	4.5	12.97	$1.1 \times 10^{-5}$	粉砂质泥岩
泉 84	2635	3.525	6.91	$1.1 \times 10^{-4}$	80	90	3.79	10.91	$1.32 \times 10^{-5}$	粉砂质泥岩
安 62	2900	3.0	7.52	$1.6 \times 10^{-4}$	70	30	2.91	8.34	$1.73 \times 10^{-5}$	粉砂质泥岩
新安 51	3250	2.320	8.77	$1.1 \times 10^{-4}$	60	30	2.53	7.28	$1.98 \times 10^{-5}$	泥岩
安 18(1)	2700	3.0	9.35	$8.0 \times 10^{-5}$	100	40	2.24	6.43	$2.23 \times 10^{-5}$	粉砂质泥岩
安 98	2645	3.2	12.4	$1.0 \times 10^{-5}$	25	20	1.67	4.81	$2.99 \times 10^{-5}$	泥质粉砂岩

## 二、盖层分级评价

在油气藏盖层定量评价方面, 苏联学者曾提出几种不同的分级评价方案, 但其作为主要参数的突破压力值均很高。按突破压力来衡量, 有很大的缺点, 突破压力受岩样长度和突破时间的影响, 往往造成失真, 地下实际情况不存在很高的压差。

针对这些问题, 笔者对突破压力进行了修正, 得到了较为真实的排替压力。排替压力决定了盖层封闭气柱的高度, 如果气水密度差近似看成 1, 根据伯格 (1975) 提出的毛管力封闭临界气柱高度的公式来估算:

$$Z_g = 2\sigma (1/r_i - 1/r_p) / (\rho_w - \rho_g) \cdot g$$

式中  $Z_g$  为临界气柱高度,  $\sigma$  为气水界面张力,  $r_i$ 、 $r_p$  分别为盖层、储层岩石的孔喉半径,  $g$  为重力加速度,  $\rho_w$ 、 $\rho_g$  分别为气水的密度。  $2\sigma (r/r_i - 1/r_p)$  即为盖储层岩石的最低毛管力压差, 一般  $1/r_p$  比  $1/r_i$  小得多, 可将  $1/r_p$  忽略, 上式即为:

$$Z_g = P_{\#} / (\rho_w - \rho_g) \cdot g$$

式中  $P_{\#}$  即为盖层的排替压力。

由此可以求得盖层岩石所能封住气柱的临界高度, 从而评定盖层质量的好坏。笔者根据廊固凹陷泥质岩的实验结果及实际气藏的分析, 提出如下评价表 (见表 3)。

需要说明几点:

1. 主要按排替压力分级, 渗透率只是一个范围值, 渗透率与排替压力无绝对一一对应关系。I 级盖层, 排替压力大于  $20\text{kg}/\text{cm}^2$ , 其能封住气柱的高度为 2.0m 以上, 可以作为理想的天然气藏的盖层; 第 II 类盖层, 排替压力为  $5\text{—}20\text{kg}/\text{cm}^2$ , 能封住 0.5—2.0m 高的气柱, 可以作为一般的气藏的盖层; III 类盖层, 排替压力为 0.5—0.1m 气柱, 作为气藏的盖层较差; IV 类盖层, 排替压力为小于  $1\text{kg}/\text{cm}^2$ , 无法作为气藏的盖层。

2. 评价时要考虑异常压力, 异常压力可以大大提高泥质岩盖层的封闭能力。研究表明, 廊固凹陷 1600—3200m 埋深的厚层泥岩, 存在明显异常高压, 该凹陷的气藏主要分布在此埋深范围内。

3. 要考虑微裂缝的发育情况, 微裂缝会大大降低盖层的封闭能力。廊固凹陷埋深  $>3200\text{m}$  的厚层泥岩, 由于异常压力的释放, 导致了微裂缝的发育, 使排替压力大大降低, 封闭能力变差。

4. 要考虑盖层的厚度, 根据笔者的研究, 对于实验室研究排替压力高, 成岩作用强及无裂缝的泥岩层, 厚 5—6m 可作气藏的盖层。对第三系盆地的气藏, 单层厚 20m 左右的泥岩层是可靠的。

5. 表 3 是泥质岩盖层的评价方案, 对于其它岩类的盖层评价可参考此评价表。

表 3 泥质岩盖层分级评价表

Table 3 Evaluation of clay rock roof

类别	渗透率 (md)	最大连通孔径 (cm)	排替压力 ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ )	封闭能力	说 明
I	$<10^{-5}$	$<7 \times 10^{-6}$	$>20$	最好	作气藏盖层最好
II	$10^{-5}\text{—}2 \times 10^{-4}$	$7 \times 10^{-6}\text{—}3 \times 10^{-5}$	20—5	好	作气藏盖层较好
III	$2 \times 10^{-4}\text{—}10^{-3}$	$3 \times 10^{-5}\text{—}1.5 \times 10^{-4}$	5—1	中	作气藏盖层较差
IV	$>10^{-3}$	$>1.5 \times 10^{-4}$	$<1$	差	不能作气藏盖层

王少昌、柳广第、张振英对研究工作给予了指导和帮助, 华北油田勘探一公司, 长庆油

田研究院在样品、资料、实验等方面给予了大力支持,对以上单位和个人,谨致衷心的感谢。

收稿日期: 1989年12月18日

### 参 考 文 献

- (1) 刘方槐译, 1982, 天然气勘探与开发, 3期, 54—59页。
- (2) 王少昌, 1987, 石油学报, 8卷, 2期, 25—32页。
- (3) Marlan, W.Dowaey, 1984, AAPG, V.68, No.11, p.1752—1763.
- (4) Tim T.Schowalter, 1979, AAPG, V.63, No.5, p.723—760.

## The Experimental Study and Evaluation of Roofrock of Natural Gas

Hao Shisheng      Huang Zhilong

(Beijing Graduate School of Petroleum University)

### Abstract

Roofrock is the prerequisite for the accumulation of light hydrocarbon, and displacement pressure is one of the key parameters in roofrock evaluation. In the past, because of the time penetrating through clay rock was neglected, the calculated pressure penetrating through clay rock was too large to accord with the true displacement pressure of rock. This paper deals with the relationship between pressure and time penetrating through clay rock. It shows that time penetrating through clay rock relates to that of pressure functionly. The method of getting rock displacement pressure is also studied mainly through experiments on clay rock and it is proved that the method is effective and practical. According to experimental results and practical data, the criterion for roof rock evaluation of natural gas is put forward. The evaluation table may give accordance to evaluate the prospect of a region.