

文章编号: 1001-6112(2006)06-0604-05

盖层全孔隙结构测定方法

承秋泉, 陈红宇, 范明, 王强, 陈伟钧

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151)

摘要: 目前测定岩石孔隙结构的方法有压汞法、气体吸附法等, 但压汞法测不到岩石中最小的孔隙, 气体吸附法测不到岩石中较大的孔隙, 测定结果均不能得到完整的岩石全孔隙结构。将压汞法和气体吸附法 2 种测定结果换算相衔接可得到完整的盖层全孔隙结构孔径分布图及其毛细管压力曲线, 结合全驱岩样饱和水模拟实验即可直接测定岩样突破压力。研究表明, 泥岩、灰岩、白云岩、粉砂质泥岩等的突破饱和度在 19%~37% 之间, 平均 26%, 而细砂岩、粉砂岩、含砾泥质砂岩等的突破饱和度在 41%~49%, 平均 44%。根据岩样的岩性, 结合其毛细管压力曲线和孔径分布图选择合适的饱和度值, 该饱和度值所对应的毛细管压力可以近似地看作该岩样在地层条件下的突破压力。

关键词: 突破压力; 毛细管压力曲线; 孔径分布; 压汞法; 气体吸附法

中图分类号: TE135

文献标识码: A

对岩石微孔隙结构的测定, 目前主要采用压汞法和气体吸附法^[1,2]。压汞法测定岩石的微孔隙结构时, 进口压汞仪工作压力虽最高可达 400 MPa, 可测最小孔隙半径 1.8 nm, 但对天然气盖层来讲, 这种分析结果离盖层岩样微孔隙结构全分析还有差距; 国产压汞仪因工作压力偏低, 测定结果与实际要求差距更大。静态气体吸附法虽可以测定孔隙半径小于 100 nm 的微孔, 但难以确定少量孔隙半径大于 100 nm 的较大孔隙的存在。由此可见, 单一的压汞法或气体吸附法均无法完成盖层岩样微孔的全分析。本文所述

方法将压汞法和气体吸附法相结合, 通过 2 种测定结果的衔接实现盖层全孔隙结构测定, 是目前国内最为完整、全面的盖层微孔分析方法。

1 测试装置及原理

1.1 压汞法

压汞法测定岩石孔隙结构使用的仪器为无锡石油地质研究所自行研制的 WX-2000 型孔隙结构仪(图 1), 其最高工作压力为 120 MPa, 可测量最小孔隙半径 6.3 nm, 该仪器已获国家发明专利。

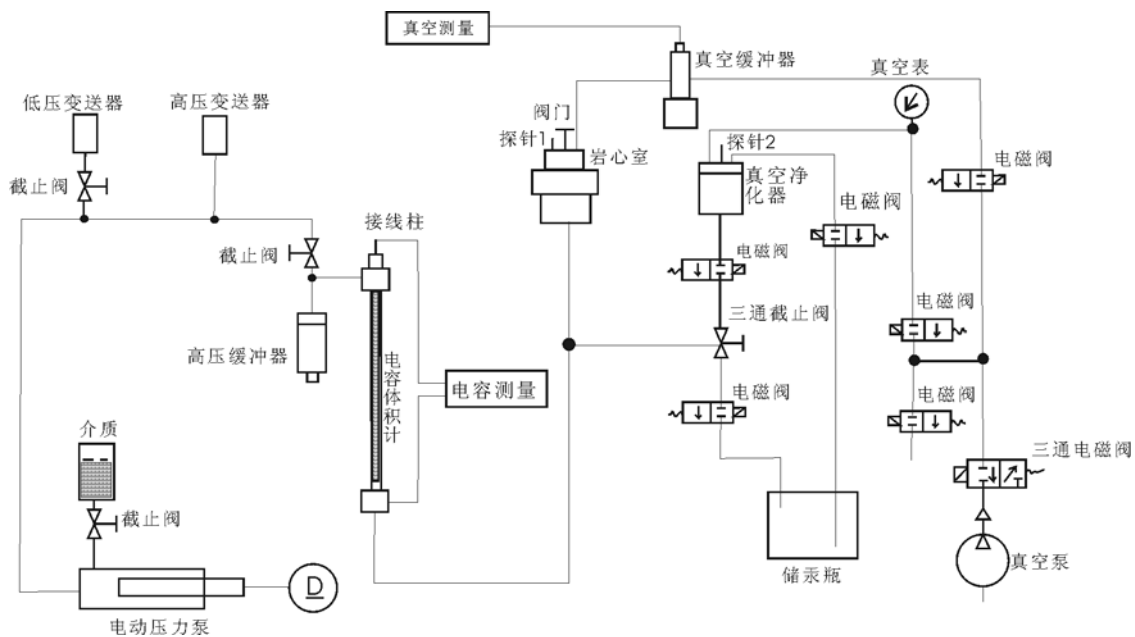


图 1 WX-2000 型孔隙结构仪

Fig. 1 Type WX-2000 pore texture analytical instrument

收稿日期: 2006-03-22; 修订日期: 2006-10-30。

作者简介: 承秋泉(1964—), 男(汉族), 江苏无锡人, 工程师, 主要从事石油实验测试工作。

毛细管压力公式^[3]:

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r_c} \times 10^3 \quad (1)$$

式中: P_c ——毛管压力, MPa;

r_c ——毛管半径, nm;

σ ——表面张力, N/m;

θ ——润湿角, ($^\circ$)。

将汞的表面张力 $\sigma_{Hg} = 0.48$ N/m, 汞润湿角 $\theta_{Hg} = 140^\circ$ 代入公式(1)中, 简化得公式:

$$P_{cHg} = \frac{750}{r_c} \quad (2)$$

毛管压力和岩石中汞饱和度(S_{Hg})是单函数关系, 即

$$P_{cHg} = f(S_{Hg}) \quad (3)$$

由公式(2)和(3)可绘出岩石孔隙半径分布图和岩石毛细管压力曲线。

1.2 气体吸附法

气体吸附法测定固体物质的孔径分布, 是基于多孔物质孔壁对气体的多层吸附和毛细管凝聚原理^[4], 测试装置见图 2。

根据凯尔文导出的计算公式^[5]可以计算凯尔文半径 r_k :

$$r_k = -0.414[\lg(P_{N_2}/P_s)]^{-1} \quad (4)$$

式中: P_{N_2} ——氮气压力, MPa;

P_s ——液氮饱和蒸气压, MPa。

被测的孔隙半径 r 不等于凯尔文半径 r_k , 而是等于 r_k 和吸附层厚度 t 之和, 即

$$r = r_k + t \quad (5)$$

吸附层厚度的计算公式是^[5]:

$$t = -0.557[\lg(P_{N_2}/P_s)]^{-\frac{1}{3}} \quad (6)$$

P_{N_2}/P_s 为氮气相对压力, 计算公式为:

$$P_{N_2}/P_s = (R_{N_2}/R_t) \times (P_a/P_s) \quad (7)$$

式中: P_{N_2} ——氮气流速, mL/s;

R_t ——混合气(N_2 和 He)流速, mL/s;

P_a ——大气压, MPa。

根据毛细管压力计算公式(1), 若岩样处在气、水两相条件下, 将气水界面张力 $\sigma_{gw} = 0.07$ N/m, 润湿角 $\theta_{gw} = 0^\circ$, 代入(1)式, 则岩样的孔隙半径为:

$$r_c = \frac{140}{P_c} \quad (8)$$

由公式(5)和(8)可得:

$$P_c = -140 / \{0.414[\lg(P_{N_2}/P_s)]^{-1} + 0.557[\lg(P_{N_2}/P_s)]^{-\frac{1}{3}}\} \quad (9)$$

$$\text{即 } P_c = f(P_{N_2}/P_s) \quad (10)$$

又因为 P_{N_2}/P_s 与 V_d (吸附量, mL) 成函数关系, 即

$$P_{N_2}/P_s = f(V_d) \quad (11)$$

$$\text{且 } P_c = f(S) \quad (12)$$

由式(10), (11), (12)可得:

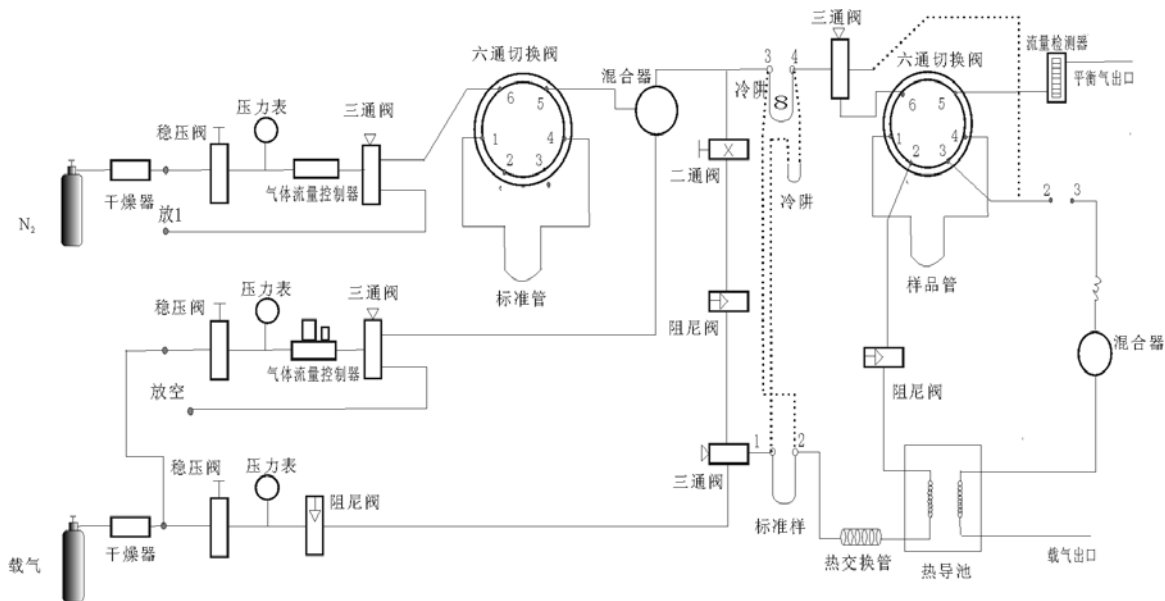


图 2 ST-2000 型比表面积与孔径测定装置

Fig. 2 Type ST-2000 specific surface area and pore diameter measuring instrument

$$S = f(V_d) \quad (13)$$

由此可见,毛细管压力 P_c 和气饱和度 S 分别与吸附过程中的相对压力 (P_{N_2} / P_s) 和吸附量 (V_d) 之间存在函数关系,通过换算可由吸附量 V_d 求出气饱和度 S ,并绘出毛细管压力曲线和孔隙半径分布图。

2 全孔隙结构测定

2.1 气驱岩样饱和水直接测定岩样突破压力的模拟实验

选择 14 个不同岩性的岩样进行模拟地层条件下气驱岩样饱和水直接测定突破压力的实验,同时对这 14 个岩样采用压汞法和气体吸附法进行微孔隙结构全分析,然后用实验测定的突破压力在其微孔隙结构分析的毛细管压力曲线上找出与其相对应的突破饱和度。

测定结果表明,泥岩、灰岩、白云岩和粉砂质泥岩的突破饱和度在 19%~37% 之间,平均 26%,而细砂岩、粉砂岩、含砾砂岩(包括含砾砂质泥岩)的突破饱和度在 41%~49% 之间,平均 44%。这种结果与 1991 年王允诚^[6]教授等人对扎贡诺尔群样品测定分析,得到汞突破时的饱和度为 21.5%~55.7% 的结果十分相近。

另外,通过实验还可以清楚地看到,气驱饱和煤油岩样实验测定的突破压力远小于气驱饱和水岩样实验测定的突破压力,由此可以说明,岩样突破压力的大小与岩样饱和介质的性质有关,不同饱和和介质有其不同的突破压力。过去人们把毛管压力曲线上气饱和度 10% 所对应的毛管压力近似地看作岩层的突破压力^[7],尽管气饱和度 10% 也直接来自于气驱饱和煤油岩样测定突破压力的实验,但与气驱饱和水岩样测定突破压力的实验相比较,显然后者更逼近实际的地质条件。

2.2 数据处理

2.2.1 毛细管压力曲线及其孔径分布

被测岩样的孔隙体积按下式计算:

$$V_{孔} = MG/D \quad (14)$$

式中: $V_{孔}$ ——孔隙体积, cm^3 ;

M ——岩样孔隙度, %;

G ——岩样重量, g ;

D ——岩样视比重, g/cm^3 。

由压汞法测得的各压入点对应汞量的实验数据,经公式(2)和(3)计算,可得汞毛细管压力曲线和孔径分布以及汞进入岩样孔隙的总体积 $V_{孔-汞}$,

用岩样的总孔隙体积 $V_{孔}$ 减去压入汞的孔隙体积 $V_{孔-汞}$,二者之差为气体吸附法所得到的孔隙体积 $V_{孔-吸}$,即:

$$V_{孔-吸} = V_{孔} - V_{孔-汞} \quad (15)$$

式中: $V_{孔-吸}$ 为岩样孔隙半径小于 6.3 nm 微孔的孔隙体积, cm^3 ; $V_{孔-汞}$ 为岩样孔隙半径大于或等于 6.3 nm 的孔隙体积, cm^3 。

气体吸附法共测 5 个点,按顺序由二测量点吸附量的差,共同平分吸附体积 $V_{孔-吸}$ 。根据前面气体吸附法基本原理中的有关计算公式,即可得气水条件下的毛细管压力曲线和孔径分布。

把压汞法测得的汞毛细管压力曲线换算成气水条件下的毛细管压力曲线,然后与气体吸附法测得的毛细管压力曲线相接,即可得到岩样完整的毛细管压力曲线及其孔径分布图。理论换算公式如下:

$$P_{Hg} / P_{gw} = (-\sigma_{Hg} \cos\theta_{gw}) / (\sigma_{gw} \cos\theta_{gw}) \quad (16)$$

把汞的表面张力 $\sigma_{Hg} = 0.48 \text{ N/m}$,接触角 $\theta_{Hg} = 140^\circ$,气水表面张力 $\sigma_{gw} = 0.07 \text{ N/m}$,接触角 $\theta_{gw} = 0^\circ$ 代入(16)式,并简化后得:

$$P_{Hg} / P_{gw} \approx 5.25 \quad (17)$$

2.2.2 突破压力

王允诚^[6]教授等人通过模拟实验,指出地层条件下岩样的突破压力均大于过去所定义的排驱压力值。

本测定方法根据气驱岩样饱和水直接测定岩样突破压力的模拟实验,结合岩样微孔隙结构全分析测定,确定泥岩、灰岩、白云岩、粉砂质泥岩等在气饱和度 19%~37% 范围内,细砂岩、粉砂岩、含砾砂岩等在气饱和度 41%~49% 范围内;再结合其毛细管压力曲线和孔径分布图,选择合适的饱和度值,可以把该饱和度值所对应的毛管压力近似地看作该岩样在地层条件下的突破压力 P_A 。

由于游离气相在穿过被液体饱和的岩层时需要有一定体积的连通孔隙,因此一般而言,孔隙度较小的岩样取其饱和度较大值,反之则相反。

2.2.3 突破时间

突破时间就是天然气外泄时穿过盖层所需的时间。其计算公式如下:

$$t_A = [(4\mu L^2 \alpha^2 / (\Delta P r^2))] \times 10^3 \quad (18)$$

式中: t_A ——突破时间, s ;

r_A ——突破半径, 10^{-2} m ;

μ ——流体粘度, $Pa \cdot s$;

L ——岩层厚度, 10^{-2} m;
 α ——弯曲度理论修正值, 取 $\alpha = \pi/2$;
 ΔP ——从半径为 r_A 孔隙通道中排出液体时的压力差, MPa。

2.2.4 中值压力 P_m 和中值半径 r_m

在毛细管压力曲线图上, 饱和度为 50% 时所对应的毛管压力为中值压力 P_m , 与其所对应的孔隙半径为中值半径 r_m 。计算公式:

$$r_m = 140/P_m \quad (19)$$

式中: r_m ——中值半径, nm;

P_m ——中值压力, MPa。

2.2.5 气柱高度 h_g 及遮盖系数 K_f

盖层的突破压力 P_A 控制了储集层捕集天然气的高度。储集层捕集烃类气体的临界高度称为盖层的气柱高度 h_g , 它与气藏的气水密度差有关。即:

$$h_g = 100 P_A / \Delta \rho_{gw} \quad (20)$$

式中: P_A ——突破压力, MPa;

$\Delta \rho_{gw}$ ——气水密度差, g/cm^3 。

在具体圈闭中, 盖层对天然气的遮盖程度可用下式表示:

$$K_f = (h_g/Z) \times 100\% \quad (21)$$

式中: K_f ——天然气盖层的遮盖系数, %

Z ——构造闭合度, m。

2.3 重复性校验

由于没有校验孔径分布和突破压力的标准物质, 加之压汞法被测样只能作一次压汞实验, 不能作第二次压汞重复实验, 因此本测定方法重复性实验的样品, 只能选择与实验岩样相邻的 2 块平行样。由于平行样之间的孔隙结构实际上已存在一定的差异, 而突破压力是本方法测定的最主要参数, 故本测定方法的重复性实验仅对岩样的突破压

力进行测试。共作了 9 个岩样的重复实验, 其结果见表 1。

从表 1 中可以看出, 同一岩样的 2 块平行样品, 突破压力 2 次测定结果的相对误差均小于 7%, 说明本方法只要严格掌握操作步骤, 实验结果的重复性较好。但实验毕竟有其局限性, 也不可能对所有的岩样进行比较, 因此为具更广泛性, 适合各种岩性样品的测量要求, 本方法测定的重复性, 其相对误差可以暂定为小于 10%。

3 地质应用

在油气藏盖层研究中, 盖层的突破压力 P_A 是主要评价参数, 它的主要遮挡机理是盖层微孔的毛管阻力阻止烃类在盖层中的运移而起到封盖作用。在宏观地质体和漫长的地质时代中, 天然气得以保存成藏的基本条件是盖层的突破压力 P_A 必须大于或等于气藏的剩余压力 ΔP (即 $P_A \geq \Delta P$)。如果 $P_A < \Delta P$, 气藏就有足够的能量使天然气慢慢地突破盖层而向上渗漏逸散, 随着气藏中天然气的不断渗漏逸散, 气藏剩余压力 ΔP 将逐渐减小, 当 $P_A \approx \Delta P$ 时, 气藏将达到相对平衡状态, 若不考虑天然气经盖层扩散等作用, 此时天然气就被保存在气藏中。所以一般地讲, 盖层的突破压力越大, 其封盖能力就越好, 反之则差。

在水气共存的静态平衡条件下, 气柱高度 h_g 相当于天然气在盖层微孔隙中的势能。遮盖系数 K_f 则是将微观测定的气柱高度 h_g 与宏观测量的地质体的构造闭合度结合而得到的一项参数, 它表示盖层对气藏的遮盖程度。气柱高度 h_g 和遮盖系数 K_f 的大小与盖层的突破压力 P_A 成正比。因此对评价盖层而言, 气柱高度 h_g 和遮盖系数 K_f 与突破压力具有相同的地质意义。

表 1 岩样突破压力重复性测定结果

Table 1 Results of repetitive measure for the breakthrough pressure of the rock samples

样品号	岩性	孔隙度, %	突破压力/MPa		相对误差, %	突破饱和度, %
			第一次测定	第二次测定		
FG-4	灰岩	0.53	9.19	8.85	1.9	26
JH-6	红色泥岩	12.64	9.55	9.04	2.7	27
114	灰色泥质粉砂岩	10.20	4.37	4.72	3.9	24
Y-5	灰白色白云岩	6.70	11.33	12.11	3.3	28
G-1	灰绿色泥岩	24.44	13.95	13.95	0	21
G-4	灰色泥岩	2.21	12.86	14.72	6.7	28
G-5	深灰色泥质粉砂岩	2.00	13.56	13.95	1.4	31
G-7	深灰色泥质粉砂岩	1.80	16.41	16.86	1.4	21
G-8	深灰色泥岩	0.51	9.81	8.95	4.6	24

表 2 河南泌阳安 3006 井部分盖层岩石微孔结构分析结果

Table 2 Results of the pore texture analysis for the caprock in the Well An 3006 in Anpeng Oilfield

项 目	样品号				
	1	2	3	4	5
井深/m	3 186.4	3 195.5	3 213.1	3 226.7	3 242.1
岩性	深灰色泥岩	深灰粉砂泥岩	深灰粉砂泥岩	深灰色泥岩	深灰粉砂泥岩
比表面积/(m ² ·g ⁻¹)	0.17	0.15	0.19	0.30	0.76
孔隙流体能/(J·g ⁻¹)	0.01	0.01	0.01	0.02	0.05
突破压力/MPa	18.78	15.54	13.57	16.86	28.19
突破半径/nm	7.45	9.01	10.31	8.31	4.97
突破时间/(a·m ⁻¹)	61.49	42.09	32.11	49.52	138.55
中值半径/nm	4.55	5.52	6.95	4.70	3.63
中值压力/MPa	30.76	25.38	20.15	29.8	38.57
孔隙集中					
范围/nm	1.0~25.0	1.0~16.0	2.5~16.0	1.0~10.0	1.0~10.0
含量,%	100	97.14	100	96.25	100
气柱高度/m	1 822	1 507	1 316	1 643	2 734
遮盖系数,%	3 644	3 014	2 633	3 269	5 469

表 2 为河南泌阳安棚油田安 3006 井核桃三组 3 186~3 242 m 的 5 块盖层岩石微孔结构全分析数据表。这 5 块岩石的突破压力 P_A 的分布范围是 13.57~28.19 MPa, 平均为 18.58 MPa, 表明它们对油气的封盖能力极好。由表 2 看出这些样品的遮盖系数很大, 气柱高度也很高, 说明安棚油田的含油饱和度高, 油藏的弹性产率也高, 这与实际情况是完全相符合的。

参考文献:

1 朱盘良, 张文达. 天然气盖层微孔隙形态的研究方法及其地质意义[J]. 石油实验地质, 1994, 16(2): 172~179

2 张文达, 朱盘良. 砂岩压汞毛细管压力曲线评价储层的新参数及地质意义[J]. 石油实验地质, 1994, 16(4): 384~388
 3 肖无然, 张文达, 蔡仲祥. 压汞法测定岩石孔隙结构及其应用[A]. 见: 地质矿产部石油普查勘探局. 石油地质文集: 油气[C], 北京: 地质出版社, 1982. 252~261
 4 王志欣. 毛细管力是油(气)初次运移的动力吗[J]. 石油实验地质, 2000, 22(3): 195~200
 5 严继民. 吸附与凝聚: 固体的表面与孔[M]. 北京: 科学出版社, 1979. 1~211
 6 罗蜚潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986. 1~26
 7 向阳, 赵冠军, 单钰铭. 储集岩真实突破压力的研究及其应用[J]. 成都理工学院学报, 1994, 21(3): 96~101

DETERMINATION OF THE TOTAL PORE TEXTURE OF CAPROCK

Cheng Qiuquan, Chen Hongyu, Fan Ming, Wang Qiang, Chen Weijun

(Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China)

Abstract: Based on the results of mercury injection and gas absorption analytical methods of caprock, the complete pore diameter distribution diagram of caprock and the capillary pressure curve can be obtained. The breakthrough pressure of a rock sample can be calculated directly by the simulated test of gas driving saturated rock water. Research shows that the breakthrough saturation values are different in different rock types. The values are from 19% to 37% with average value being 26% in mudstone, limestone, dolomite, siltymudstone, etc., and 41% to 49% with average value being 44% in fine sandstone, siltystone, muddy-conglomeratic sandstone, etc. Combining the capillary pressure curve, the pore diameter distribution diagram and the lithology of a rock sample, a reasonable saturation value can be determined. The capillary pressure value corresponding to the saturation can be approximately taken as the breakthrough pressure of the rock sample under the formation conditions.

Key words: breakthrough pressure; capillary pressure curve; pore diameter distribution; mercury injection; gas adsorption;