

盖层类型及其对油气运移聚集的控制作用*

郑朝阳 张文达 朱盘良

(地质矿产部石油地质中心实验室, 江苏无锡 214151)

根据盖层封盖机理与岩石孔隙结构的关系, 把盖层分为微孔型和微缝型两类。微孔型盖层饱压比值曲线呈单峰态, 峰值饱压比大于 $3.0 \times 10^{-2} \text{ MPa}^{-1}$, 多位于中浅层(源岩生油窗之上), 不仅构成油气的直接盖层, 而且与流体高能面配合, 能形成高效的区域盖层。微缝型盖层由微孔型盖层演化而来, 饱压比值曲线具多峰态, 峰值饱压比小于 $3.0 \times 10^{-2} \text{ MPa}^{-1}$, 多位于中深层(源岩生油窗之下), 主要起直接盖层作用, 作为区域盖层则效率较低。

关键词 盖层 微孔型 微缝型 识别参数 油气聚集 控制作用

第一作者简介 郑朝阳 男 33 岁 高级工程师 石油与天然气地质

1 盖层的类型、识别与分布

1.1 类型

根据油气地质理论和盖层岩石的实验室分析资料, 一般盖层中的烃类饱和度达到 10%, 便可在其中形成亲油气的通道, 称突破通道, 于是烃类便能够通过该通道发生大规模的泄漏, 直至盖层完全失效, 所以把油气进入盖层达到 10% 饱和度时所需的压力定义为突破压力^[1,2]。由此可见, 导致盖层被突破的条件是: (1) 油气柱高度产生的浮力(静水体系)或油气藏的剩余压力(超压体系)等于或超过突破压力; (2) 盖层中的含油气饱和度达到 10%。

然而, 由于油气是根据孔隙流体能量的大小, 按孔隙先大后小的顺序进入盖层的, 因此可以认为, 突破通道是盖层剖面上各个最易突破点通过盖层的连线, 根据这一连线上的孔隙结构, 理论上可归纳为 3 类, 即 (1) 孔隙-喉道型, (2) 微缝型, (3) 孔隙-喉道-微缝构成的混合型。由于突破通道结构对岩石的封盖性能的好坏起了决定性的作用, 而且与地质过程密切相关, 因此本文把突破通道以微缝型为主的岩石归入微缝型盖层, 而其他都归入微孔型盖层。微孔型盖层也可以存在裂缝, 但其数量及规模极有限, 并且不足以对岩石的封盖性能起很大的影响。

这种盖层分类是从盖层相对原理的角度出发的。无论什么类型盖层都是相对于下伏的渗透性较好的运载层或储层而言, 例如, 一地层发生破裂时(张开时)成为流体运移的通道, 但经过一段时间后裂缝可因应力或成岩作用而相对闭合或堵塞, 则又成为流体运移的屏障, 虽然岩石仍然保留了裂缝结构。

* “八五”国家重点科技攻关项目 (85-102-01-03-05)

收稿日期: 1996-01-03 改回日期: 1996-02-29

1.2 识别

1.2.1 识别参数

根据实验室岩石微孔结构资料, 可以计算单位压力下油气进入岩石中的饱和度, 即:

$$V = S/P_c$$

式中 V 为饱压比值; S 为在 P_c 压力作用下进入岩石的含油气饱和度; P_c 为与岩石孔隙半径相关的毛细管压力。

根据此式, 每一样品的饱压比值 V 对 P_c 作图得饱压比值曲线 ($V-P_c$), 它比之于压汞曲线主要是所包含的孔隙范围要大得多, 而且较直观地反映了各种孔隙为油气突破的难易程度 (图 1, 2)。同时取饱压比值曲线上的最大值, 即峰值饱压比 (V_{apex}), 可反映油气在这一压力作用下大量进入盖层时的孔隙大小。

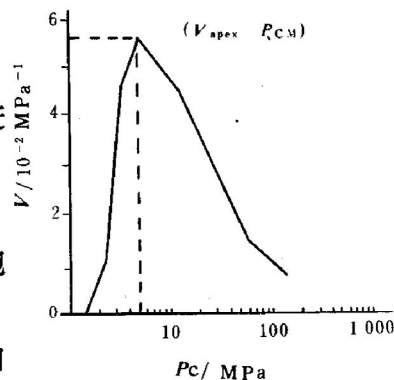


图1 微孔型饱压比值曲线
(双108井、沙三段盖层)

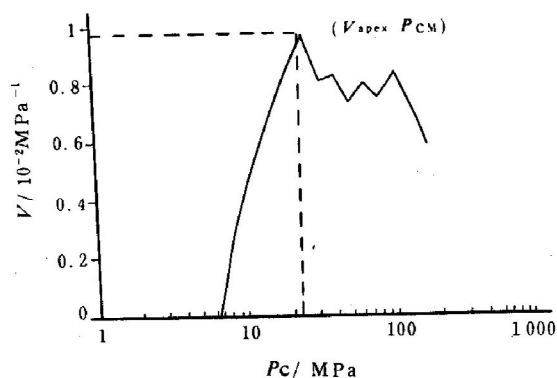


图2 微缝型饱压比值曲线
(川合100井、须三段盖层)

1.2.2 类型的识别

根据盖层的定义和盖层类型划分的原理, 两种类型盖层的结构一般在岩石薄片是难以分辨的。在岩石薄片中所能见到裂缝, 其宽度一般在 0.01 mm 以上, 难起遮挡油气的作用, 因此, 微缝型盖层就产状而言, 裂缝不仅宽度小而且延伸也极为有限, 在三维空间上应是不同产状的板状空间, 只能通过实验测定方法确定。

从理论上分析, 油气突破微孔型盖层时, 主要阻力是喉道产生的毛细管阻力。当油气从喉道进入孔隙时, 因孔隙的半径比喉道大, 由此

产生的毛细管压力差有助于油气进入孔隙, 如同 Berg^[3]分析油气在砂岩中的运移过程; 另一方面, 岩石中的微裂缝一般较平直, 油气通过裂缝自始至终得克服与裂缝宽度相关的毛细管阻力。因此对于岩性基本相同、喉道大小与微裂缝相当的盖层, 在相同的压力作用下, 进入微孔型盖层的油气含量较多, 即 V_{apex} 相对较大。

图3所示, 以微缝型为主的川西坳陷盖层分布在 $V_{apex} = 3.0 \times 10^{-2} \text{MPa}^{-1}$ 之下, 而微孔型盖层的 V_{apex} 则大多超过此值, 因此可暂定 $V_{apex} = 3.0 \times 10^{-2} \text{MPa}^{-1}$ 作为盖层类型的界线。

由于盖层多半是沉积在环境相对稳定地区的细粒地层, 因此其孔隙大小的分布多半呈单峰态, 即孔隙集中在某一数值范围。由于饱压

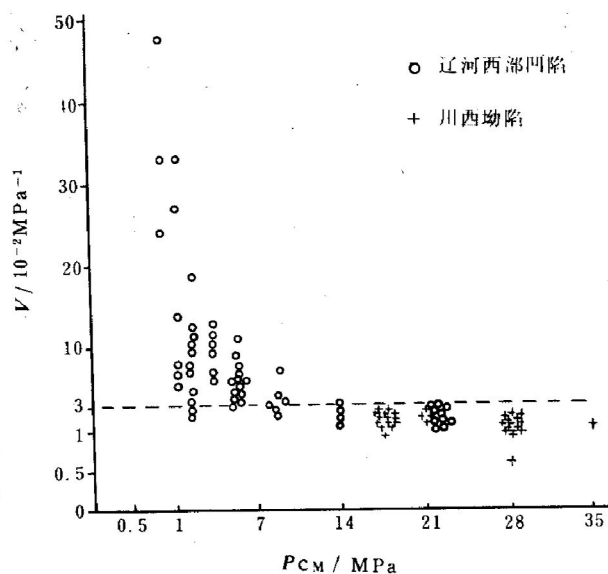


图3 盖层峰值饱压比值 (V_{apex})
与主峰毛细管压力 (P_{CM}) 的关系

比值直接与孔隙大小相关,因此其饱压比值曲线也呈单峰态(图 1);反之,岩石若因其他因素产生微裂缝,则其饱压比值不仅与岩石孔隙相关而且也与微裂缝相关,结果必然在裂缝出现的范围饱压比值增大,因微裂缝常呈多组形式发育,饱压比值呈现多峰态(图 2)。

1.3 分布

岩石中的微裂缝主要是因成岩和构造作用迫使其调整内部的压力状态而产生的,因此微缝型盖层是从微孔型的基础上演化形成的。浅层发育裂缝的岩石通常不起盖层作用,因此微孔型主要分布在相对较浅的部位,而微缝型多半分布在中到深层(表 1)。在埋深 1 700 m 以上,泥岩主要发生机械压实作用,是孔隙减小的过程,发育微孔型盖层。在 1 700~2 100 m 深度段,属有机成岩作用最强的阶段,因低分子有机酸浓度骤然增加,不仅强烈地溶蚀长石和岩屑,而且使其基质发生片理化,导致颗粒支撑力大幅度下降,结果泥岩形成孔隙流体超压,但此时砂岩地层仍然泄流通畅,因此盖层仍以微孔型为主,而在泥岩层段较厚的地区,已开始形成微缝型盖层。在 2 100~2 300 m 范围,有机成岩作用减弱,但蒙脱石脱水转化成伊利石,使岩石更加致密,地层仍具较强的塑性盖层以微孔型为主。在大于 2 300 m 的深度内,即有机质进入生油气窗后,因早期有机酸脱羧基而使有机成岩作用有所增强,表现为铝硅酸盐的溶蚀,但此时因砂岩中嵌晶状碳酸盐和石英增生,大量阻塞孔道使砂岩渗透率大幅度下降,泥岩中不但蒙脱石继续脱水转化而且有机质大量转化成烃类,使整套地层的孔隙流体压力升高,形成超压体系,结果使微孔型盖层逐步转化为微缝型。

表 2 列出了辽河西部凹陷微缝型盖层的空间分布状况,沙一段盖层主要发育在双台子地

表 1 辽河西部凹陷地温、埋深与盖层类型之间的关系

地温 $t/^{\circ}\text{C}$	埋深 h/m	盖层类型
10~40	0~1 000	微孔型
40~60	1 000~1 700	
60~80	1 700~2 100	微孔型,局部微缝型
80~88	2 100~2 300	微孔型为主
88~125	2 300~3 400	上部以微孔型为主,下部以微缝型为主
125~150	3 400~4 000	微缝型为主

表 2 辽河西部凹陷微缝型盖层分布

地区	地层	深度/m	微缝型所占比例 (%)
双台子	东营组	1 150.9~2 955.0	0 (4)
	沙一段	2 250.5~3 515.0	37.5 (8)
	沙三段	2 210.0~3 674.0	10 (10)
双喜岭	东营组	2 190.0	0 (1)
	沙一段	1 033.5~3 070.0	7 (14)
	沙三段	821.5~3 722.1	23 (13)
兴隆台	东营组	1 649.5~2 235.0	0 (4)
	沙一段	1 680.0~2 750.0	33.3 (15)
	沙三段	2 013.0~2 806.0	>80 (6)

* 括号的数字为样品数

区,沙三段则主要分布在兴隆台地区,这与它们处在较深埋藏部位(埋深超过 2 000 m)相关,而且这两个地区处于沉积沉降中心,泥岩在地层中所占的比例较大,如沙一段在双台子地区该比例高达 88%。

虽然在剖面上随深度增加盖层逐步以微缝型为主,但是这种类型的转变还与盖层的厚度(尤其是单层厚度)和成分(如分选性)密切相关,在受构造作用复杂化地区更为如此。一般而言,成分均一具一定厚度的泥质岩具有较强的塑性,不易形成微裂缝,如川西坳陷,尽管其中生代层系以微缝型盖层为主,但在浅部为砂泥近等厚互层的遂宁组;因泥岩质纯分选性好、粘土矿物多为鳞片状且定向排列而具较强抗破裂能力,或多或少地保留了微孔型盖层结构。

2 对油气运移聚集的控制作用

根据盖层在含油气体系(盆地)中的位置和作用,把直接覆盖于油气藏之上的盖层称直接盖层,而对整个盆地或体系的油气运移聚集起控制作用的称区域盖层。前者直接影响了油气藏的产能或储层含油气饱和度^[4];后者控制了整个盆地或体系的油气丰度及油气藏分布层位。

2.1 微孔型盖层

2.1.1 毛细管封盖性能

评价盖层的毛细管封盖性能的指标是突破压力(P_A),以及根据突破压力和油或气水密度差计算的封盖高度。

从图4-a可见,辽河盆地气藏气柱高度绝大部分小于100 m,平均值为41.5 m,而85块样品的平均封盖气柱高度为288.2 m(图4-b),是平均气藏气柱高度的6.9倍。因此辽河盆地西部凹陷下第三系盖层是能够起直接盖层作用的,即微孔型盖层仅依靠其毛细管性质就能够封盖油气藏规模的油气。

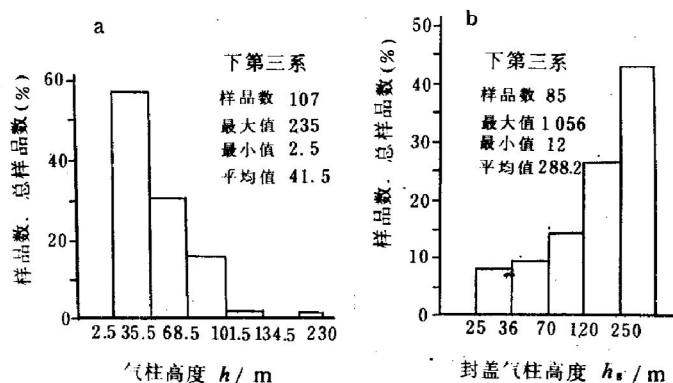


图4 辽河西部凹陷盖层封盖气柱高度与气藏气柱高度对比

2.1.2 孔隙流体高能面

由于微孔型盖层的毛细管封盖能力与岩相分布密切相关,对于类似辽河断陷盆地的具近物源沉积速度快的含油气盆地,因其区域上相带分布较窄,连续分布的泥岩层段并不多,即使是深湖相泥岩也多半局限在盆地中心,因此其毛细管封盖能力在平面上变化较大,如沙三段盖层的突破压力变化在0.13~10.39 MPa范围。由声波测井曲线和源岩成熟度资料编成的孔隙流体压力剖面图(图5)表明,辽河盆地下第三系泥质地层在埋深1000 m左右处开始进入超压状态,即形成欠压实现象。这种在盆地演化的早期(源岩生油门限之前)形成的“欠压实”带,在盆地范围内构成了相对油气储层或运载层孔隙流体能量高的面,即孔隙流体高能面。盖层毛细管性质与这一高能面的相互配合,有效地控制了盆地油气运移聚集作用,即区域盖层作用,如辽河盆地西部凹陷的沙一段,它封盖了该凹陷的大部分储量。

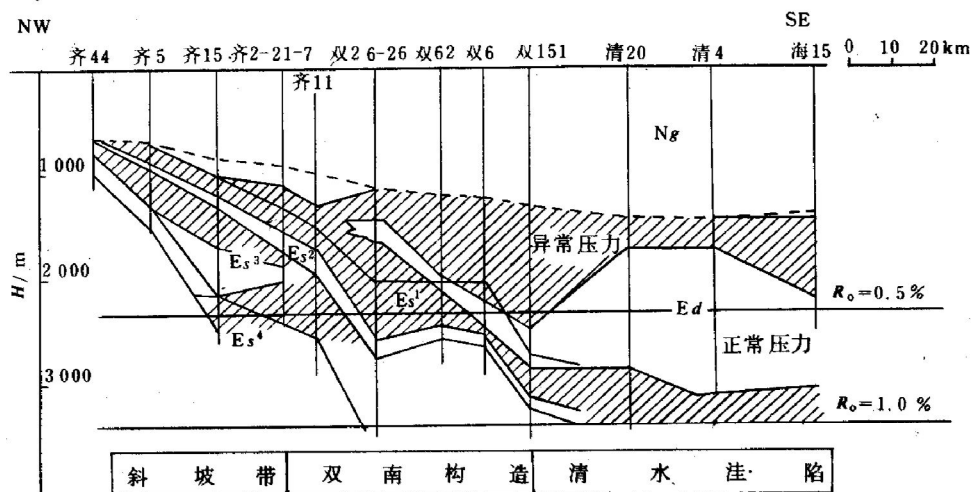


图5 辽河西部凹陷泥岩孔隙流体压力剖面图

2.2 微缝型盖层

虽然微缝型盖层的封盖能力取决于微裂缝的发育程度,但因其埋藏深度较大,孔隙度经成岩作用已很小,仍然具备良好的毛细管封盖能力,如川西坳陷中生代盖层(表 3),其突破压力均在 10 MPa 以上,所能封盖的气柱高度超过 1 000 m,因此微缝型盖层可作为油气藏的直接盖层。

表 3 川西坳陷微缝型盖层参数表

层位	$V_{\text{apex}}/10^{-2}\text{MPa}^{-1}$	$\Phi(\%)$	r_{m}/nm	P_{A}/MPa	h_{g}/m
Jsh	1.56	6.65	3.70	11.01	1 068
J ₁ —J _{2s}	1.40	3.21	3.40	12.08	1 168
T _{3x} ⁵	1.56	2.32	3.10	11.60	1 125
T _{3x} ⁴	1.56	1.81	3.50	12.17	1 180
T _{3x} ³	1.35	2.53	3.50	13.57	1 310

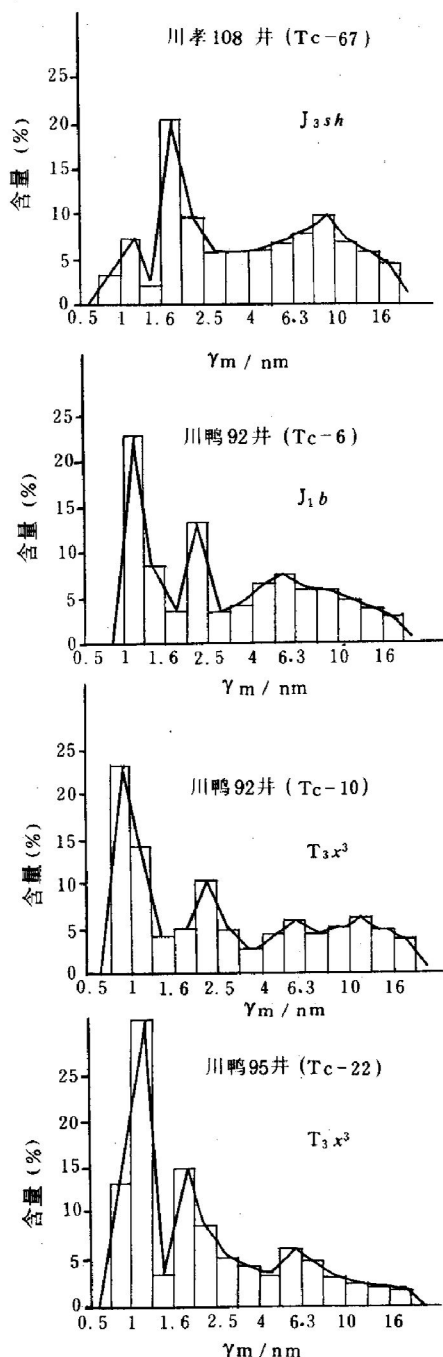


图 6 川西坳陷盖层孔隙大小分布图

然而,影响微裂缝发育的因素是复杂的,即使是区域性连续性好的泥岩层段,也可因局部地区微裂缝过度发育而失效。

川西坳陷盖层的孔隙分布(图 6)表明,从三叠系须三段到侏罗系遂宁组,盖层中大于 4 nm 的孔隙含量逐步增大,若按毛细管封盖原理,其封盖能力应往上递减(表 3);但勘探结果表明,不仅须家河组的天然气往上运移进入了侏罗系,而且油气藏的产能往上增大。根据饱和度测定,上三叠统储集岩含水饱和度为 51%,最高达 78.35%,而侏罗系仅为 32.80%,最高的为 48.08%,显然侏罗系含气饱和度要比须家河组高,即说明侏罗系盖层的封盖效率高。这正是由于上三叠统盖层的微裂缝经历多期发展,在每次发育或发展时期,油气均或多或少地通过了盖层,而侏罗系因埋深较浅,尤其是遂宁组,因泥岩层段分布稳定而且质纯,微裂缝发生的次数或规模均要少或小得多,结果相对有效地封盖了油气。况且,天然气易发生扩散,而微裂缝的发生,明显地增大了天然气在其中的扩散速度,对于有效地封盖某一气藏的微缝型盖层而言,通过漫长地质时间的扩散,其产能亦将发生明显的下降。

上述分析说明,微缝型盖层不仅在区域盖层作用方面效率较低,而且其封盖效率可因时间的变长而发生变化(一般是下降),这在封盖天然气时更为显著。

3 结论

(1) 根据油气突破盖层的机理,把盖层划分为微孔型和微缝型。(2) 微孔型具单峰型饱

压比值曲线和大于 $3.0 \times 10^{-2} \text{MPa}^{-1}$ 的峰值饱压比; 而微缝型的曲线呈多峰态且峰值饱压比小于 $3.0 \times 10^{-2} \text{MPa}^{-1}$ 。(3) 微孔型盖层多位于中浅层(源岩生油窗之上), 微缝型盖层多位于中深层(源岩生油窗之下), 这种时空上的差异, 使得微孔型盖层不仅构成了油气的直接盖层, 而且还常常与孔隙流体高能面相配合形成高效的区域盖层; 微缝型盖层主要起直接盖层作用, 而作为区域盖层其效率是较低的。

参 考 文 献

- 1 肖无然, 陈伟钧. 天然气藏盖层的研究方法. 见: 地质矿产部石油地质研究所编. 石油与天然气地质文集, 中国煤成气研究第1集. 北京: 地质出版社, 1988. 148~158
- 2 张义纲. 天然气的生成聚集和保存. 南京: 河海大学出版社, 1991. 138~148
- 3 Berg R R. Capillary pressure in surarigraphic trap. AAPG Bull., 1975, 59 (6): 939~956
- 4 李学田, 张文达. 孤岛浅层气藏的盖层评价与成因机制. 石油实验地质, 1990, 12 (3): 307~314

COVER TYPES AND THEIR CONTROL OVER HYDROCARBON MIGRATION AND ACCUMULATION

Zheng Chaoyang Zhang Wenda Zhu Panliang

(Central Laboratory of Petroleum Geology, MGMR, Wuxi, Jiangsu)

Abstract

Based on the relationship between sealing mechanism and rock pore texture, the covering strata can be divided into micro-pore type and micro-fracture type. The former has mono-peak saturation-pressure ratio curve and the peak saturation-pressure ratio is greater than $3.0 \times 10^{-2} \text{MPa}^{-1}$; the later has multi-peak curves of saturation-pressure ratio, the peak saturation-pressure ratio is less than $3.0 \times 10^{-2} \text{MPa}^{-1}$. The micro-fracture cover beds are the evolution result of micro-pore cover beds, and are mainly buried in mid-deep depth (below oil-window); the micro-pore cover beds are mainly distributed shallower (above oil-window). The micro-pore type could not only be the direct cover bed of hydrocarbon, but also could form high quality regional covering strata in association with high energy fluid surface; the micro-fracture type could only be the direct cover bed.