

天然气盖层评价方法探讨

游秀玲

(地质矿产部石油地质研究所, 北京)

有效盖层的存在是天然气聚集成藏的重要因素之一。盖层的封闭能力是相对的, 相同封闭能力对某气藏构成有效封闭, 但对另一气藏则可能是低效甚至是无效。利用储、盖层突破压力与排驱压力之差可定量计算气藏含气高度。但天然气在圈闭中能否聚集成藏, 还取决于盖层封闭能力与气藏总能力(浮力、水动力、剩余压力), 天然气补充能力与逸散能力之差及后期构造运动破坏程度。只有通过宏观与微观相结合, 用动态平衡观点才能对天然气保存条件作出正确的评价。

关键词 盖层 压力差 动态平衡 综合评价

作者简介 游秀玲 女 45岁 工程师 石油地质 沉积地质

随着天然气工业的发展, 盖层研究已引起石油地质工作者的极大关注。本文是在鄂尔多斯、塔里木、四川、东海、渤海湾及松辽六大盆地数百个盖层样品微孔隙结构测定资料及若干气藏资料收集基础上完成的。主要包括: 1. 从分析油气运移、捕集机理入手, 讨论驱动力与阻力之间的内在联系建立压力差的三个关系式。2. 系统分析影响封闭性能的地质因素, 建立孔隙度、中值半径及埋藏深度与突破压力关系式。借助模糊聚类分析方法将我国主要含气盆地泥岩盖层分成五类。为定量评价盖层物理性能提供依据。3. 在前人研究成果基础上, 根据不同勘探程度归纳三种定量评价方法。4. 将实验数据引入到随时间推移演化的油气生聚系统中。强调宏观与微观相结合, 气源补充能力与逸散能力之间的内在联系。通过三个典型气藏解剖试图用动态平衡的观点说明盖层在天然气聚集中的相对性和封闭效应, 研究思路见图1。

一、盖层封闭机理及影响因素

(一) 运移与捕集机理简述

根据烃类运移原理, 浮力和水动力是二次运移的主要驱动力; 而盖层孔喉毛管压力(突破压力)是烃类运移的阻力。在油气运移、聚集过程中, 阻力与驱动力这一动力系统始终处于活动与平衡的交替状态。交替时间取决于盖层封闭能力、烃源补充能力及气藏活动能力等因素。只有用动态平衡的观点才能对天然气保存条件作出正确评价。如图2所示, 假设 P_a 、 P_b 分别为A、B层的剩余压力; F 为天然气浮力; P_i 为B层毛管压力。那么天然气能否通过B层而逸失就取决于“ $P_a + F$ ”与“ $P_b + P_i$ ”的比较。当 $P_a + F > P_b + P_i$ 天然气通过B层运移;

本文1990年5月17日收到。

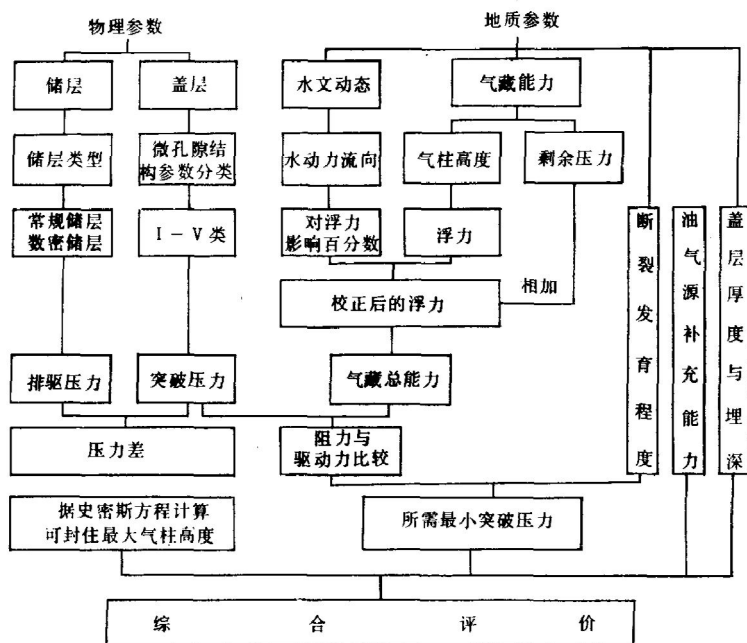


图1 盖层综合评价框图

ΔP 为剩余压力。上述二式只适合于静止状态下，当有水动力影响时，还必须考虑水动力对浮力的影响。一般认为，下倾水流与浮力方向相反成为二次运移的阻力；上倾水流与浮力方向一致成为二次运移的动力。因而考虑水动力影响时关系式为：

$$P_i = \Delta \rho \cdot G \cdot H \pm B (\Delta \rho \cdot G \cdot H) + \Delta P \quad (3)$$

式中 B 为水动力影响百分数。

(二) 影响封闭性能的主要因素

1. 盖层岩性及沉积环境

常见的盖层岩类有粘土质页岩、泥岩和石膏、岩盐等蒸发岩。据统计世界 25 个大气田中，9 个盖层是蒸发岩，16 个是页岩。我国天然气盖层主要为泥岩（大部分气田）、膏盐岩（渤海湾、江汉盆地等）、硬石膏（四川阳高寺、东溪气田）、页岩（威远气田）、泥岩与致密砂岩互层（孝泉气田）、铝土质泥岩（鄂尔多斯 1 井、陕参 1 井奥陶系气藏）、致密灰岩（建南气田）。其中以泥岩、膏盐岩最广泛。据四十几个气田统计，大约 75% 储量被泥岩所封盖，25% 为膏盐岩所封盖。但是封闭性能以膏盐岩最好，铝土质泥岩其次。泥岩盖层分布最广泛，封闭性能变化较大，随埋深、矿物成分、微孔隙结构而不同。除此之外，盖层的形成必然与一定的沉积环境有关。为了保证稳定性、连续性，只有那些分布广泛，沉积水体深的湖盆环境才能形成最有效的区域盖层。而那些薄的泥岩夹层一般只能构成局部盖层。

2. 岩石微孔隙结构特征

$P_0 + F < P_0 + P_i$ 天然气被 B 层所封闭。正常压力下， P_0 、 P_i 基本为零，因而起决定作用的是 F （浮力）与 P_i （毛管压力）。也就是说，在静止状态常压地层中，毛管压力只需克服气柱的浮力便可将气藏封住。当两者平衡时便有关系式：

$$P_i = F \quad (1)$$

然而较多的油气藏为高压，那么这时油气运移的驱动力除浮力外，还有剩余压力（实测气藏地层压力减去静水柱压力）。当两者平衡时关系式为：

$$P_i = \Delta \rho \cdot G \cdot H + \Delta P \quad (2)$$

式中 $\Delta \rho$ 为气水密度差， G 为重力加速度， H 为气柱高度，

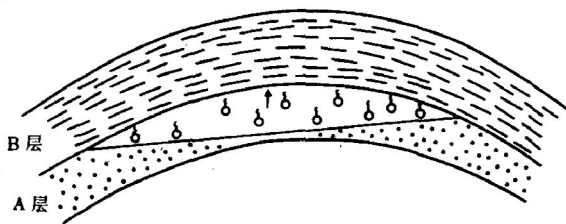


图2 天然气向上运移时受力示意图（据包茨）

在断裂、裂隙不发育的地区,岩石封闭能力主要取决于突破压力的大小。而决定突破压力大小的关键又在于岩石中的孔隙,特别是孔喉的分布及大小。因此了解岩石中微孔隙结构特征是确定封闭性能的重要途径。肖无然、张文达对岩石测定给出九个参数:比表面积、孔隙流体能、突破压力、突破时间、中值半径、气柱高度、优势孔隙半径及百分含量。将所测样品的中值半径孔隙度,与突破压力作回归分析发现它们之间具有较好相关性(图3),相关系数均达0.9以上。将回归方程加以数学变换得到如下两个关系式:

$$P_t = 319.48 \ln \frac{2.29}{\lg R_m} \quad (4)$$

$$P_t = \frac{355}{\phi - 1.93} \quad (5)$$

式中 P_t 为突破压力, R_m 为中值半径, ϕ 为孔隙度。根据关系式(4)、(5),当知道岩石孔隙度或中值半径时就可求出突破压力。

3. 盖层厚度

天然气除与石油一样发生渗滤外,还能以扩散方式发生运移;而且薄的盖层要在大面积保持不破不裂是相当困难的。可见盖层的厚度对天然气的保存尤为重要。因而人们越来越强调区域盖层的作用。例如常被列举的鄂尔多斯胜利井气田,含气高度为60 m,直接盖层只有2 m。但在直接盖层之上还有一水层和厚80 m的上石盒子组泥岩作为区域盖层。正是这种重叠的封闭才使气藏得以保存。柴达木盆地第四系气田,构造闭合度小,含气层物性极好。靠压力差渗滤运移可能性很小,其主要逸散方式为扩散运动。以涪北2号与盐湖气田相比较。前者盖层厚度逾500 m,天然气充满度达40%;后者盖层厚度为70 m,充满度不足4%。这种差异很可能就是盖层厚度不同造成的。显然一个厚度大、分布面积广、横向变化小的盖层对于大气田的形成是必不可少的条件。

4. 埋藏深度

一般说来,盖层埋藏太浅,静水压力太小,不利于阻止下伏储层中气藏的剩余压力,油气容易通过盖层渗滤、扩散。同时易于遭受风化侵蚀,甚至因地表水淋漓而降低突破压力。埋藏太深,泥岩脆性增加也会发生破裂而影响封闭能力。世界特大气田46%分布在1000—2000 m,31%分布在2000—3000 m,还有14%和4%分别分布在浅层和深层。中国天然气地质储量主要分布在2500 m以下,占总地质储量的53%左右;此外在1000—2000 m还有一个次要天然气集中带,约占30%。其余分布在更深的地质层中。随埋藏深度增加,孔隙水不断排出,必然导致

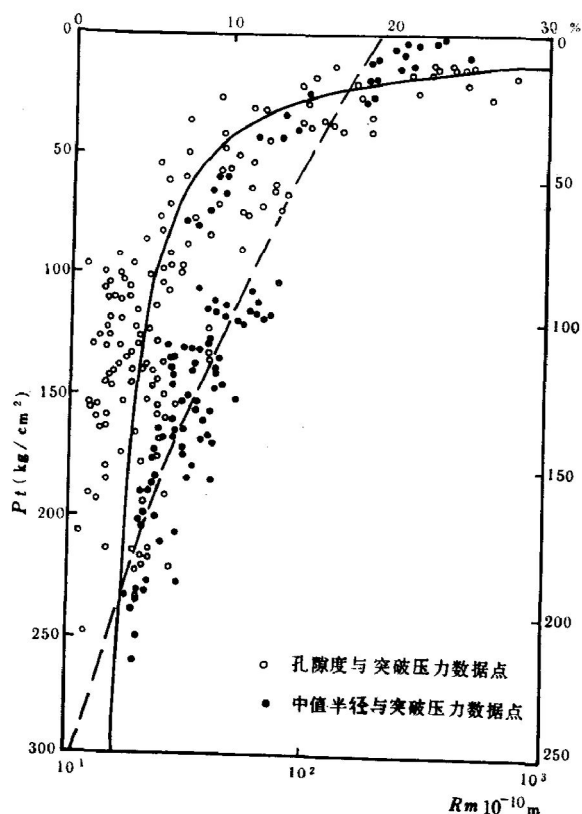


图3 孔隙结构与突破压力相关图

孔隙结构的变化。这种由压实作用引起的孔隙度降低,在泥岩中尤其明显。图4为我国含气盆地不同埋深泥岩盖层突破压力散点图。尽管由于地区的差异造成点子分散,但总的趋势是随埋深增加而增大,呈正相关。将其回归方程改写为:

$$P_b = 88.7D - 579.99 \quad (6)$$

式中 D 为样品埋深。据此关系式只要知道样品埋深便可计算岩样的突破压力。

以上分析表明,岩石类型及沉积环境、岩石结构、盖层厚度及埋深都是评价封闭性能的重要参数。

二、天然气盖层分类及评价

(一) 天然气封闭能力定量计算与预测

对于油气勘探的任何阶段,封闭能力的估算都十分必要。在前人研究成果基础上归纳为三种评价方法。

1. 求最小突破压力

已知气藏连续气柱高度及剩余压力,根据(2)式计算所需的最小突破压力。如果有水动力影响,则采用(3)式。表1列出我国部分气田浮力大小(其中气水浮力梯度值取 0.115 kg/cm^2 ,水动力按上倾水流,影响百分数取50)。如为超压气藏,再加上剩余压力值就是所需盖层的最小突破压力。

2. 求可封闭的最大气柱高度

已知盖层突破压力与储层排驱压力根据史密斯方

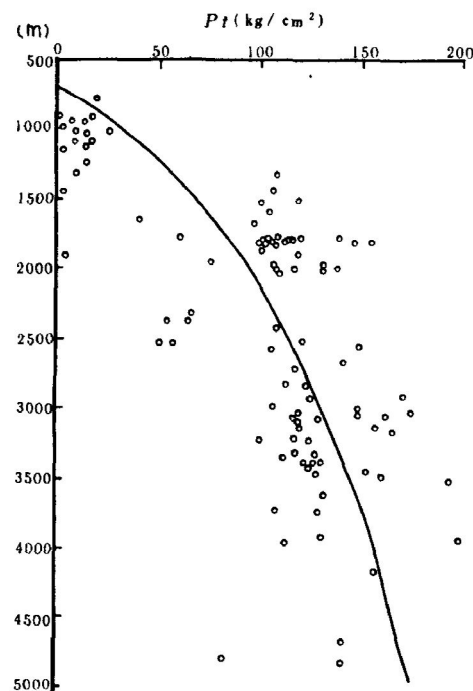


图4 盖层埋深与突破压力相关图

程,计算可封闭的最大气柱高度。

$$H = \frac{P_{ab} - P_{dr}}{a(\rho_w - \rho_g)} \quad (7)$$

式中 H : 气柱高度 (m), P_{ab} : 盖层突破压力 (kg/cm^2), P_{dr} : 储层排驱压力 (kg/cm^2), ρ_g : 天然气密度 (g/cm^3), ρ_w : 地下水密度 (g/cm^3), a : 换算系数。由(7)式不难看出,可封住的气柱高度与储盖层的压力差成正比,据表1可将我国气田压力差分为大于 100 kg/cm^2 、 $50-100 \text{ kg/cm}^2$ 、小于 50 kg/cm^2 三挡。它们依次可封住大、中、小气田。如崖13-1、威远气田(大型),文留、白庙气藏(中型),孝泉、涪北2号气藏(小型)。

3. 根据岩石微孔隙结构分类评价

(1) 参数的选取

根据聚类分析结果,将我国主要含气盆地179个样品1611个参数分为五类,各类参数分布特征见表2。结合孔隙度提出我国含气盆地泥岩盖层分类评价表(表3)。

(2) 分类标准理论值验证

滇怀玉对四川盆地100口气井计算天然气分子平均自由行程为 $0.067 \mu\text{m}$ ($670 \times 10^{-10} \text{ m}$),加上束缚水膜两壁厚度 $71.52 \times 10^{-10} \text{ m}$,天然气运移喉道下限值为 $71.52 \times 10^{-10} \text{ m} + 670 \times 10^{-10} \text{ m} = 741.52 \times 10^{-10} \text{ m}$ 。另据松辽四家子油气藏几口井计算值为 $731.58 \times 10^{-10} \text{ m}$ 。表3中

I—Ⅲ类优势孔隙范围均小于 $200 \times 10^{-10} \text{m}$, 完全可对天然气构成有效封闭。Ⅳ—Ⅴ类虽然优势孔隙半径大都小于 $750 \times 10^{-10} \text{m}$, 但考虑在孔隙分布范围中还有少量大于 $750 \times 10^{-10} \text{m}$ 的大孔, 能否构成有效封闭要依具体情况而定。

(3) 下限值的确定

我国主要气田最大浮力值大致可分为 $>150 \text{ kg/cm}^2$ 、 $120—150 \text{ kg/cm}^2$ 、 $50—100 \text{ kg/cm}^2$ 、 $<50 \text{ kg/cm}^2$ 四个区间(表1), 以后两个区间为主。可见实际油气田能力要达到盖层突破压力也不是那么容易。因此分类下限值不必定得太高。

表1 主要气田(藏)综合数据表

气田 名称	产气 层位	气柱高度 (m)	最大浮力 (kg/cm^2)	储量 (10^8m^3)	盖 层		
					层位	岩性	厚度 (m)
威远气田	Z	244	42.09	400	€	页 岩	100—300
卧龙河气田	T ₁	1327	228.9	357	T ₁	石膏夹泥岩	50—70
中坝气田	T _{3x}	370	63.8	186	T _{3x} ³	泥页岩	100
自流井气田	P ₁	400	69	58.22	P ₁ ²		
相国寺气田	C	746	128.68	59.41	P ₁ ¹	泥页岩	300—400
界市场气田	P ₁	15	2.58	2.54	P ₂	页 岩	4
孝泉气田	J _{2s}	49	8.45	20.77	J _{3sm}	页 岩	120—190
苏桥气田	O	122	21.04	129	K—P	泥页岩	250
文留气田	Es ₄	400	69	149	Es ₃ ¹	膏 岩	320—550
文中气田		305	52.6	55.92		膏 岩	320—550
霍城油气藏	Es ₃ ³⁻⁴	205	35.36	36.81	Es ₃ ¹	膏 岩	15—50
卫城油气藏	Es ₃ ⁴	200	34.5	26.81	Es ₃ ³	膏 岩	16—270
文东油气藏	Es ₃ ³	150	25.87	14.53	Es ₃ ¹	膏 岩	33
文南油气藏	Es ₂ ^F	100	17.25	18.44	E ₃ ¹	膏 岩	70
白庙油气藏	Es ₂ —Es ₃	300	43.12	50.56	Es ₁	泥 岩	
李屯油气藏	Es ₃ ³ —Es ₄	340	58.65		Es ₃ ¹	泥 岩	10—14
马场油气藏	Es ₄	81	13.97	24.2	Es ₃ ³	泥 岩	6
阳东气藏	P ₁	36	5.21		P ₂	泥 岩	55—88
色东气藏	P ₁	36	5.21		P ₂	泥 岩	60
胜利井气藏	P ₁	64	11.04		P ₂	泥 岩	77
柯克亚气藏	N _{1x4} ² —N _{1x5}	247.5	42.59	233	N	泥 岩	15—38.5
崖13-1气藏	E	413	71.24	1000	N	泥 岩	290—375
宋家场气田	P ₁ ³	466	80.38	38	P ₂ ¹	页 岩	
张家场气田	C ₂	200	34.5	54.83	P ₁ ¹	灰 岩	

表2 泥岩结构参数分布表

项 目		分 级				
		I 类	I 类	II 类	III 类	V 类
比表面 B (m/g)		65.6 2.0 26.7	54.2 1.2 15.1	120.3 1.5 19.6	81.3 10.9 36.0	107.8 25.1 54.9
孔隙流体能 E_r (j/g)		4.6 0.1 1.9	3.8 0.1 1.1	8.4 0.1 1.4	4.3 0.8 2.5	7.5 1.8 3.8
突破压力 P_a (kg/cm ²)		290.0 164.0 196.7	159.0 126.0 138.6	125.0 91.0 111.8	87.0 51.0 65.1	41.0 2.0 13.9
突破时间 t (s/m)		140.8 44.8 66.44	45.0 26.4 32.7	26.1 12.4 21.0	12.8 4.4 7.2	2.8 0.0 0.6
中值半径 R_m (10 ⁻¹⁰ m)		23.0 2.3 18.8	41.0 2.0 25.1	66.0 2.9 33.2	76.0 36.0 51.4	833.0 62.0 285.6
气柱高度 H_g (m)		2590.0 1462.0 1750.0	1416.0 1121.0 1236.8	1149.0 809.0 998.5	780.0 454.0 576.9	364.0 21.0 121.1
遮盖系数 K_r (%)		5180.0 2924.0 3515.3	2831.0 2241.0 2473.7	2230.0 1714.0 1999.9	1560.0 908.0 1153.7	662.0 42.0 238.3
优势孔隙	范围 (10 ⁻¹⁰ m)	26.5	56.5	105.0	348.0	3650.0
		9.0	15.0	11.5	85.0	88.0
		19.3	23.4	45.2	142.4	771.8
	含量 (%)	79.9	75.5	86.8	85.9	85.6
		11.2	33.1	25.0	62.4	29.0
		59.9	51.3	48.5	78.0	48.7

备注：各项参数分别取最大、最小、平均值。

表3 泥岩盖层分类评价表

项 目 \ 类 别	孔隙度 (%)	突破压力 (kg/cm ²)	突破时间 (a/m)	中值半径 (10^{-10} m)	优势孔隙范围 (10×10^{-10} m)	备 注
I	<2.5	>150	>50	<20	5—20	其中 I—III 类对天然气可构成有效封闭, IV—V 类要依具体情况而定
II	2.5—5	120—150	25—50	20—40	25—50	
III	5—10	100—120	10—25	40—60	50—100	
IV	10—15	50—100	5—10	60—100	100—350	
V	>15	<50	<5	100—300	350—700	

(二) 天然气保存条件的综合评价

由上所述,显然压力差是一重要因素,但对于天然气的保存并非决定因素。因为这些定量计算是建立在地层中断裂与裂隙不发育的前提下。同时只考虑了天然气的散失而未考虑天然气的补充。事实上所谓封闭往往是相对的,相同的封闭能力对某些气藏构成有效封闭,但对另一气藏就不一定。例如四川威远气田,储盖层压力差为100 kg/cm²,根据史密斯方程计算可封闭的气柱高度应为434.7 m,而实际气柱高度为244 m,约为计算值的50%。主要原因是:(1)背斜核部有4条小断层,附近裂缝较为发育;(2)气藏形成时间长;在漫长的地史中扩散逸失

一直继续不断；(3) 圈闭形成时间与油气生成高峰期不配套，因而油气充满度不足25%。与此相反的柴达木盆地涩北2号气田盖层埋深500—1000 m，孔隙度在15%以上。根据(6)式和(5)式推算突破压力为：27.16—32.72 kg/cm²属于五类盖层，但由于(1) 构造闭合度17 m，两翼平缓（倾角小于1°）；(2) 储气层物性极好（ ϕ 29.7—32.7%），排驱压力很低；(3) 第四系连续沉积，构造运动非常微弱；(4) 生气岩厚度大，气源补充能力强。因此获高产气流，气藏充满度40%。总之定量计算的盖层封闭能力，还必须与宏观地质条件相结合，才能对保存条件作出正确的评价。

下面根据图1思路选择三个典型气藏进行简要分析。

1. 四家子气藏

位于松辽盆地东南隆起区的十屋断陷，由后五家户和小五家子两个构造组成。产气层位为泉头组一段和下五家子组(图5)。气藏明显分为两套成气组合(图7，表4)。根据气源岩追踪资料，两个组合的气均来自下五家子组。因而上组合为跨越式，下组合为自生、自储、自盖。此外两个成气组合储集性能及压力状态也存在明显差异，农安油气层为常压、常规储层；四家子为低压、致密储层。

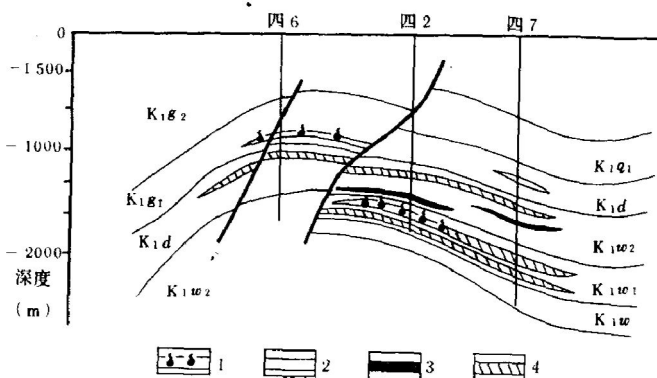


图5 四家子油气藏剖面图

1—气层，2—高产采气层，3—油层，4—高产次生油层

表4 主要测试成果表

构造名称	井号	油气层组	产量	
			油 (t/d)	气 (10 ⁴ m ³ /d)
后五家户	梨参1	农安 (K ₁ q ¹)		7.5
	松南23	农安 (K ₁ q ¹)		3
小五家子	松南18-1	农安 (K ₁ q ¹)		0.14
	四6	农安 (K ₁ q ¹)		10.6
五家子	四2	四家子 K ₁ w ¹		6.9
	松南13	四家子 K ₁ w ¹	0.95	0.14
子	松南14	四家子 K ₁ w ¹	1.25	
	松南18	四家子 K ₁ w ¹	6.19	0.25

四口井泥岩微孔隙结构资料表明：泉头、登娄库，上、下五家子组盖岩突破压力范围依次为：129 kg/cm²（Ⅱ类）、62.37—148 kg/cm²（Ⅳ—Ⅱ类）、28.12—169 kg/cm²（Ⅰ—Ⅴ类）、97.64—185 kg/cm²（Ⅰ—Ⅳ类）。随埋深增加有变好的趋势，同一组段变化较大，反映明显的非均质性。将十屋断陷盖层封盖能力与测试结果相对照(表5)，不难看出Ⅰ—Ⅱ类均获工业气流，而Ⅳ—Ⅴ类只见油气显示。唯其中SW17井虽为Ⅳ类盖层，但突破压力97.64 kg/cm²接近Ⅱ类，因此获少量原油。表明在类似的地质背景下，盖层对油气聚集的重要作用。但是当地质背景相差较大时，突破压力的大小就不能完全反映保存条件的好坏。以农安油气层与四家子

油气层为例。除前面已谈及的储集性能等压力差异外,还有一个最本质的区别就在于断裂与裂隙的发育程度、盖层的厚度,以及逸散能力与补充能力之差。十屋断陷地区,深部区域性的断裂均为未切穿泉二段。据荧光薄片观察,泉头组以下泥岩裂隙发育。这些断裂与裂隙一方面使四家子油气层保存条件遭到破坏;另一方面却为下部油气向上运移提供通道,使农安油气层的气源不断得到补充。泉二段泥岩厚约100 m可作为泉一段区域盖层,而四家子油层区域盖层上五家子组底部泥岩组厚约40 m,显然上部油气组合保存条件优于下部。早白垩世末与中白垩世初的构造运动,一方面使油气遭受逸失,另一方面由于温度降低,生烃能力减缓甚至停止造成烃源补充不足。

表5 盖层性能与产能关系表

对比 序号	层 组	井 号	盖 层				产层深度 (m)	测试产能或显示	
			深 度 (m)	孔隙度 (%)	突破压力 (kg/cm ²)	类型		油 t/d	气 m ³ /d
I	泉头组 (K _{1q})	SN18	491—495	16.33	37.5	V	508.24—508.32	油层	无
I	上 五 家 子 组 (K _{1w²})	SN10	2339—2344	3.83	142	I	2702—2706.6 2801—2810 2895.4—2904.2		35 90 132
			2929—2931	2.53	169	I	3126—3142 3158—3182	合产	52.5
		SN18	1372—1375	6.87	50.93	IV	1543.56—1543.63	油气层	
			1430—1432	6.83	65.72	IV			
II	下 五 家 子 组 (K _{1w¹})	SN18	1802—1806	4.07	128	I	2412—2443		2480
			2230—2235	1.98	185	I			
		SN17	1696—1694	5.91	97.64	IV	1988.6—1997.6 2003.4—2009.6	0.41	气层

但由于储盖配套、断裂裂隙发育程度、气源补充能力等差异造成上部组合散失能力与补充能力大致平衡,下部则散失能力大于补充能力。同时由于保存条件的差异引起一系列综合效应,如表6所示:农安油气层(泉头组一段)无论是油气饱和度还是产量都明显优于四家子油气层(下五家子组)。从这个角度分析,十屋断陷寻找油气的重点应放在泉头组以上。同时注意泉头组以下局部封闭条件良好的残余油气藏。

表6 十屋断陷封闭效应综合数据表

项 目	突破压力 (kg/cm ²)	突破时间 (a/m)	中值半径 (10 ⁻¹⁰ m)	储层排驱压力 (kg/cm ²)	可封盖的最大 气柱高度 (m)	盖层系数	含油气饱 和度 (%)	测试产量气 (10 ⁴ m ³ /d)
泉头组	129	27.1	27	5.67	536.2	357	50.4	10.6 (NS18-1)
登娄库组	110	22.5	34.3	18.75	396		22.31	
上五家子组	10.5	24.7	31.16	30.57	247		27	
下五家子组	134	31.43	29.6	20.02	495.56	247	35.4	6.9 (四2)

2. 孝泉气藏

孝泉构造位于四川西部,在侏罗系红层中发现高压裂缝型次生气藏。主力产层上沙溪庙组为一套氧化环境的河流及滨浅湖相砂泥岩,不具生烃条件。气源岩为上三叠统须家河组三段至五段。区域性盖层为遂宁组泥岩。目前已有13口工业气井投产。

(1) 含气层分布特征

①主要中高产气层均集中于遂宁组大套泥岩之下的沙溪庙组。上沙溪庙组上部和遂宁组底部为富集带。

②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%。而侏罗系含水饱和度为32.89%,最高达48.08%。如果剩余空间全为气充填的话,那么上三叠统含气饱和度为49%,最低为27.65%;而侏罗系含气饱和度为61.11%,最低为51.92%。

③产气层是由裂隙串通砂岩、泥岩构成的储集体,为致密储集类型。

④侏罗系储集层自下而上可划分为三个不同压力带。

a. 白田坝组至沙溪庙组中部为下压力过渡带。压力系数一般 <1.40 ,至今尚未见具工业价值的气层。

b. 沙溪庙组中上部为异常高压-超高压带,压力系数一般 >1.8 ,是孝泉次生气藏主力产层。

c. 遂宁组至蓬莱镇组为上部压力过渡带获少量工业气流。

⑤气源岩与储盖层具明显跨越式组合。气源岩为上三叠统须家河组,尤其是须三至须五段;储集岩以沙溪庙组为主,遂宁组为辅;盖层为遂宁组厚层泥岩。

⑥侏罗系红层与须家河组三段一五段,特别是须五段的气在组分、同源系数、甲烷碳同位素等特点相近。相比之下,侏罗系天然气干燥系数较大,这可能是天然气重组分在运移中被吸附造成的。

(2) 保存条件

据川孝108、110、114三口井盖层岩样微孔隙结构分析资料,23块样品绝大部分突破压力在 $100\sim 120\text{ kg/cm}^2$,突破时间在 $16.96\sim 23.14(\text{a/m})$,中值半径在 $29\times 10^{-10}\sim 46\times 10^{-10}\text{ m}$,属于Ⅲ类盖层。孝泉地区自三叠纪以来有两次较大的抬升,一次是印支晚期,另一次始于燕山晚期。现今埋深并不代表原始埋深,因而盖层的封闭能力并不随埋深而改变。所测遂宁组与沙溪庙组样品参数无明显差别。

本区含气层为致密储层。岩石具很高的排驱压力,气藏具有较大的剩余压力。因此封盖条件必须根据压力差来定,相当一部分因素取决于气藏驱动力的差异,而并不取决于盖层封闭能力的差异。对遂宁组与沙溪庙组封盖能力作一比较:

①两者盖层基本上属于Ⅲ类,并无多大差别。

②沙溪庙组储集体平均排驱压力在 $77\sim 138\text{ kg/cm}^2$,储盖压力差一般小于 50 kg/cm^2 ,甚至为负值。而遂宁组在 50 kg/cm^2 左右,储盖压力差一般大于 50 kg/cm^2 。

③遂宁组沉积物以泥质岩为主,厚度达300 m左右,分布广泛,具有较强的可塑性,构造裂缝一般都止于遂宁组底部。

④沙溪庙组裂隙发育,但这些裂隙均未延伸至遂宁组,因而西南石油地质局将之称为非破裂岩。显而易见遂宁组作为区域性盖层是当之无愧的。但是沙溪庙组不渗透岩,亦可充当气藏局部盖层,而且还直接控制单井产能。表7列出不同井位同一层组封闭参数。根据史密斯方程

推算三口井盖层可封住的最大气柱高度,川孝114、108、110依次为179.34 m, 132 m, 116.9 m;实际气藏气柱高度为49 m, 25 m, 5 m,与预测封闭能力顺序一致,也就是说封闭能力高,气柱高度亦大。同时也看出预测值与实际值相差甚大,封闭能力并不十分明显,也很可能是由于裂隙发育而造成的。总之遂宁组可充当气藏区域盖层,控制含气层的纵向展布,但由于储盖压力差不大,小于50 kg/cm²只能封住小型气藏。沙溪庙组不渗透岩可作为局部盖层,直接控制单井产能。

表7 不同井位沙溪庙组封闭参数

井号	参数项	储层排驱压力 (kg/cm ²)	盖层突破压力 (kg/cm ²)	压力差	可封住的最大气柱高度 (m)	实际气藏高度 (m)
川108井		775	108	30.5	132	25
川110井		80.1	107	26.9	116.9	5
川114井		138.0	180	41.25	179.34	49

(3) 成藏条件

①气源充足

主力气源层须三至须五段,富含有机质的暗色泥岩厚达600 m,镜煤反射率达1.08—2.27%,跨越了湿气 and 干气两个阶段。据沉积埋藏史分析资料,须三一须五段在晚侏罗世蓬莱镇期,才开始生气。到目前为止仍处于生气高峰。烃类、气体沿隐蔽断层和裂隙向上运移,使次生气层不断得到补充。尽管烃类气体在运移过程中有逸失,但由于充足的气源补充,仍能保持高压。

②强大的压差与断层、裂隙为烃类气体运移提供动力和通道

须三一须五段为高压气源岩,地层压力系数可达1.8左右,岩石排驱压力高达100 kg/cm²。其上部沙溪庙组由于隐蔽断层及裂隙发育,当气体从高压致密层运移到有断裂通道及孔喉半径稍大的地层中时,压力迅速释放。因而天然气从气源岩向储集层运移过程中压力系统基本上呈现驱动力大于阻力状态。尽管沙溪庙组以下局部盖层也起到层层封闭作用,但由于气体压力太大难于封闭,导致气体在白田坝组上部富集。

③优越的保存条件

气体从深部长距离运移,到达裂隙发育的储集体后压力大大降低,至遂宁组底部时压力系数降至1.1—1.2接近常压。而其上遂宁组泥岩厚约300 m,突破压力大部分在100—120 kg/cm²。气体要想向上运移必须克服强大的突破压力方能通过。因而此时的动力系统已转换成驱动力小于阻力,使得主力含气层及级别高的油气显示层位均集中于遂宁组之下(表8),其上只有微含气层,充分显示了区域盖层的封闭作用。同时也反映由于高压气藏难以封闭,仍有不少天然气通过扩散、渗滤运移至上部地层。但是由于气源聚集、补充能力大于逸失能力仍能形成工业气藏。

3. 平湖油气藏

气藏位于东海陆架盆地西湖凹陷平湖构造及邻近地区。凹陷新生界由柳浪、玉泉、龙井、花港、平湖、八角亭等组成。其中始新统平湖组及渐新统花港组被视为重点勘探目的层。目前已发现平湖1、2、3、4井、残雪1井、宝云亭1井等工业气井。油气层纵向上具明显分带(图6),自上而下可分为油带—含油凝析气带—油带。下部油带位于平湖组下部,凝析气带位于平湖

组中上部,上部油带位于花港组底部。压力状态亦具三分特点,由常压—压力过渡带—高压带。主力产气层集中分布于压力过渡带之下,上界与压力过渡带深度十分吻合。平湖1井2972.5—2975.5 m为主产气层上界,压力过渡带深度约为2971 m;平湖2井上界为3132—3222 m,深度为3069 m。平湖3井上界为3142.2—3149.52 m,深度为3097 m。

表8 孝泉气田钻井油气显示表

井号	32	37	93	94	96	101	103	104	105	106	107	108	109	110	112	113	115	累计
剑门关组		2				1						1	1					5
蓬莱镇组		5			1			3	7					3	8	3	1	31
遂宁组																		2
沙溪庙组														1	2	1		4
剑门关组		1				1											1	1
蓬莱镇组		7				3			3				5				1	19
遂宁组														1				1
沙溪庙组		8								1		2	1		1			13
剑门关组		3	2	1	5	2			2	5		2			1		1	24
蓬莱镇组														1?				1
遂宁组																		
沙溪庙组									1				1			2		4
剑门关组								1	1				2	2				6
蓬莱镇组			2		2	1			1			1		1	1		2	11
遂宁组																		
沙溪庙组	1								1?					1?		2		4

据平湖1、2、3井、残雪1井泥岩微孔结构测定,自上而下突破压力依次为75.6—79.8—91—117—123.5—118 kg/cm²。龙井组以下泥岩中值半径依次为 60×10^{-10} m, 30×10^{-10} m, 20×10^{-10} m;优势孔隙分布范围依次为 50×10^{-10} — 158×10^{-10} m, 10×10^{-10} — 125×10^{-10} m, 10×10^{-10} — 25×10^{-10} m。不难看出随埋深增大,泥岩封闭能力逐渐变好。平湖油气藏产层时代较新,后期改造作用不太强烈,成岩作用以压实和胶结为主,因而泥岩孔隙度、突破压力均与埋深有较好的相关性,

但在3000 m以下出现异常,与泥岩压实曲线、压力曲线一致(图7)。因而在正常压实带根据埋深及突破压力评价封闭能力是有效的(表9),但在超压带就得考虑气藏剩余压力。以上分析表明平湖油气藏确实具有较好的封盖层,其深度范围约为2700—2900 m,层位相当于花港组底—平湖组顶。平湖与花港组在龙井组沉积时才进入主要生气阶段(中—上新统之间),虽然经历了一次构造运动但影响不太大。之后再次沉降深埋,完全可进入二次生气,因而至今仍处于生

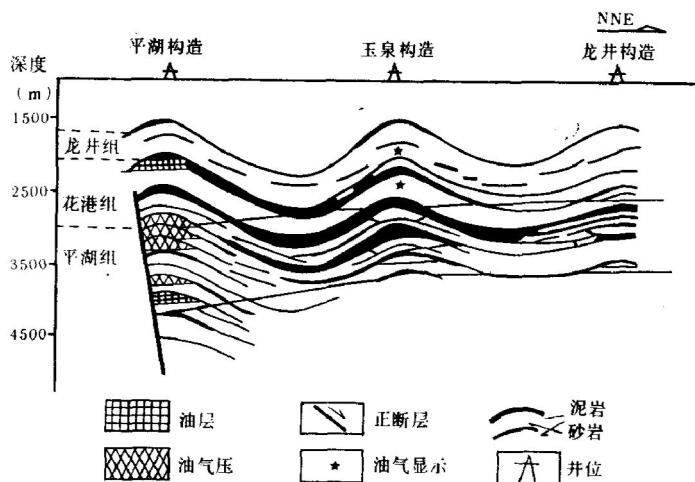


图6 平湖-龙井构造油气显示与产层分布示意剖面图

气阶段也就是说气源补充能力也较好。

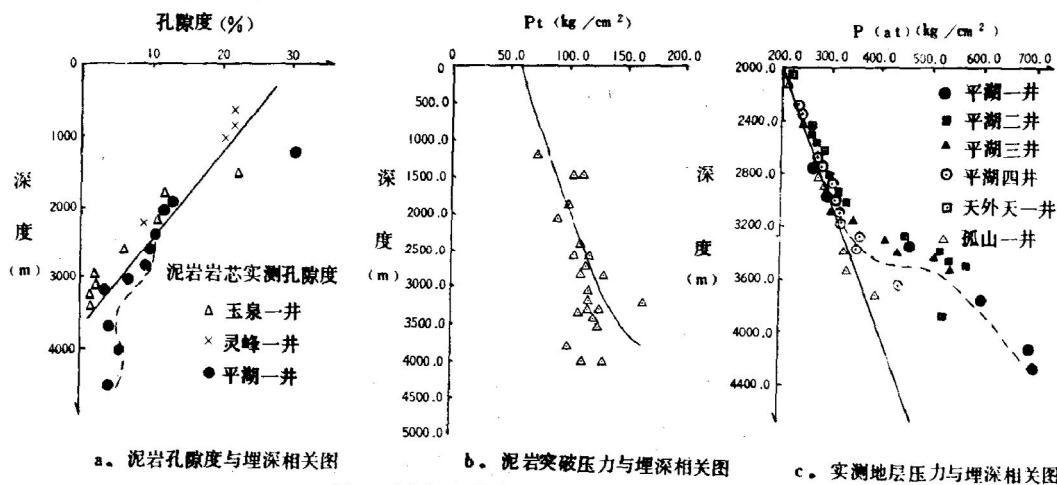


图7 泥岩孔隙度、压力与埋深相关图

表9 泥岩盖层综合评价表

类别	项目	分布层段	R ₀ (%)	孔隙度(%)	突破压力(kg/cm ²)	中值半径(10 ⁻¹⁰ m)	优势孔隙(10 ⁻¹⁰ m)	可封最大气柱高度(m)
I		平湖组	>0.75	<5	120—150	<20	10—25	587
II		花港组	0.47—0.75	5—10	100—120	>30	10—125	478
IV		龙井组以上	<0.47	>10	50—100	>60	50—158	452

总之,平湖油气藏气源充足、封闭条件优越、储集岩又为常规储层,三者构成一个最佳生、储、盖组合,成为最有远景的勘探区。此外平湖组顶部及花港组底部确实存在一个有效盖层,因而花港组的油产自本身,或者由侧向深凹运移而来的可能性就很大,自然也有找到天然气的可能。

从三个不同地区的举例可以归纳如下几点认识:

1. 盖层在油气聚集过程中其封闭效应是明显的,一般区域盖层控制油气的纵向分布,局部盖层则控制单井油气产能。

2. 在盖层封闭能力评价中,单从盖层物理参数考虑是不行的,必须紧紧与油气藏地质条件相结合。在没有断裂或裂隙存在的情况下,封闭能力主要取决于储盖层压力差,在有断裂存在的条件下,则主要取决于断裂发育程度。

3. 油气藏形成的条件不仅取决于生储盖组合形式,更取决于生、储、盖层本身的条件是否优越。只要具有充足气源、有利储集层、较好的盖层,即使是跨越式组合仍为最佳生储盖组合如孝泉次生气藏。而梨树地区的低压地层虽然邻近源岩,但气源不足,保存条件又不好,即使是自生自储自盖的完整组合,仍会造成逸失速度大于聚集速度难于形成工业气藏。当然在气源条件充足的条件下,又有良好的储盖条件,还是自生、自储、自盖的好,毕竟是近水楼台先得月,平湖气藏就属于这种类型。

三、区域盖层的封闭效应

每个含油气盆地都存在一个或多个生储盖组合,因而也就有一个乃至多个盖层。然而最有

效的还是区域盖层。以渤海湾盆地为例，东明凹陷北部膏盐分布区尽管沙一段以下含气丰富，但至今在东营组以上地层中均未发现次生气藏。南部白庙地区虽无膏盐作为封盖层，但沙二段厚层泥岩亦控制了油气层纵向展布，油气层基本上分布在沙二段以下地层。相反济阳坳陷孤岛埕东地区油田却在明化镇组和馆陶组发育了次生气藏。其原因就在于区域盖层的差异。前者作为区域盖层的沙一段发育了封盖性能最好的膏盐层（白庙地区为沙二段上部），并且区域性的张性断层均止于沙一段。而后者作为其下部盖层的沙一段泥岩只在局部低洼处发育，且遭断层破坏使油气发生垂向运移，在明化镇组区域盖层封闭下重新聚集成藏。东明凹陷本身南部与北部含气丰度也因盖层不同而有明显差异。北部勘探面积约1000 km²，不到南部的二分之一，而探明天然气储量却占全部储量的76%。除其它影响因素以外，保存条件的差异无疑是重要的。

东海陆架盆地西湖凹陷平湖油气藏，集中分布在花港组底部与平湖组上部。其上龙井组虽然发育了孔隙性较好的河流相砂体（平均孔隙度大于25%，渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）却未见好的显示，原因也在于油气被平湖组顶部和花港组上部滨浅湖泥岩所封闭。

孝泉次生气藏的气源岩为上三叠统须家河组，但邻近气源岩的白田坝组油气丰度却不如其上部沙溪庙组高。松辽盆地梨树地区十屋断陷气源岩为下五家子组，也是靠近源岩的登娄库组油气丰度不如其上部泉头组高。诸如此类的地质现象都表明区域盖层的封闭效应是十分明显的，其对油气聚集控制作用归纳以下几个方面：

1. 区域盖层上下油气丰度存在明显差异。济阳块断盆地最明显的盖层有明化镇组、沙河街组一段。但封闭性能沙一段比明化镇组好，分布面积明化镇组却比沙一段广。因此含气饱和度和沙河街组为75%，明化镇组为50%。而所封闭的储量明化镇组比沙河街组高，其中明化镇组以上地层储量为 $0.17 \times 10^8 \text{m}^3$ ，占0.07%，明化镇组-东营组为 $139.521 \times 10^8 \text{m}^3$ ，占60.85%，沙河街组以下 $89.61 \times 10^8 \text{m}^3$ 占39.08%。其它如孝泉气藏、平湖气藏等亦反映相同规律。

2. 区域盖层控制了烃类性质的不同。四川盆地威远气田，气均来自震旦系含藻白云岩，区域性盖层为志留系，盖层上下无论是比重还是重烃含量均存在明显的差异（表10）。此外，区域盖层对原油性质的控制作用也非常明显。位于区域盖层封闭之外，泄漏区的原油均是相对重质的。泄漏程度取决于区域盖层被断层切割破坏的程度和缺失状况。如辽河西部凹陷中心通过断裂泄漏进入沙一段之上的原油，其相对密度产生突变。

表10 威远气田天然气性质对比表

井 号	层 位	比 重	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂
威基	Zb	0.6269	90.19	0.14	0.06	0	
威基28	AnZ	0.69	58.96	0.72	0.09	0.051	7.24
威基2	Zb	0.628	88.05	0.09	0.00	0	4.09
威基1	P ₁ Y ₃ ²	0.5893	94.48	0.33	0.14	0	1.97
威基7	P ₁ Y ₃ ²	0.588	94.91	0.25	0.01	0	2.37
威基12	C ₂₊₃	0.589	92.86	0.22	0.00	0	1.18

3. 国外学者对异常压力气藏形成模式的研究认为：超压气藏是热成气在低渗透层中聚集速度超过散失速度时形成的，如孝泉气藏；而低压气藏则是因盆地动态改变，如古地温的变化或区域或局部性的构造上升由超压气藏演化而成。在这些新的条件下，如天然气以超过补充

的速度散失,并伴有温度的下降,气藏的压力将降至区域静水压力之下(如十屋断陷)。当然异常压力并不直接产生于盖层的封闭,但是异常压力层之上总有一个作为封闭层的非渗透层,因而有效区域盖层以下油气藏往往呈现异常压力。封闭性能好的区域盖层通常断层不发育,深层高压流体得不到传导。此时油气只通过盖层孔喉运移。

上述几点既是盖层封闭效应,同时也可看作预测、识别盖层的标志。

结 论

1. 在没有断裂存在或者断裂不发育的地区,油气藏保存条件,主要取决于盖层突破压力与气藏总能力(浮力、水动力、剩余压力)之差。一般大于 100 kg/cm^2 可封住大型气藏,50— 100 kg/cm^2 可封住中型气藏, $<50\text{ kg/cm}^2$ 可封住小型气藏。而在断裂发育的地区,油气藏保存条件主要取决于断裂发育程度。

2. 盖层封闭性能主要取决于岩石类型、沉积环境、孔隙结构、埋藏深度及厚度。我国天然气盖层主要岩类有泥质岩、粘土质页岩、膏盐岩、硬石膏等。其中膏盐岩封闭性能最好。泥质岩封闭性能与中值半径、孔隙度呈负相关,与埋深呈正相关。

3. 据我国主要气田微孔隙结构参数聚类分析结果将泥岩盖层分为五类。其中Ⅰ类约占8.9%,Ⅴ类约占14.5%,Ⅱ—Ⅳ类占76.6%。Ⅰ—Ⅲ类可以对天然气构成有效封闭,Ⅳ—Ⅴ类可封闭油,但能否封住气要依具体情况而定。

4. 盖层在油气聚集过程中封闭效应是明显的。主要表现在控制油气藏的纵向分布、含油气丰度、烃类性质、引起异常压力等方面。区域盖层控制油气的纵向分布,直接盖层则控制单井产能。这些封闭效应,同时可作为预测、识别区域盖层的标志。

5. 估算盖层岩石的封闭能力,在勘探活动的不同阶段都是十分必要的。根据不同勘探程度及资料情况,盖层定量评价可从三方面入手:①盖层岩石本身物理参数、结构参数如孔隙度、渗透率、中值半径、优势孔隙范围、突破压力、突破时间及孔隙流体能等。②已知气藏连续气柱高度、剩余压力及水动力条件定量计算所需盖层最小突破压力。③已知储、盖层排驱压力差根据史密斯方程定量预测可以封闭住的最大气柱高度。

6. 盖层封闭能是相对的,在评价中必须从动态平衡的观点出发。除考虑压力差外还必须结合裂隙发育程度、气源供给能力等因素才能做出准确评价。

7. 通过三个实例对比分析表明,不论是高压还是低压气藏对保存都不利,因为高压气藏剩余压力太大,气体容易贯穿盖层而渗漏;低压常伴随裂隙产生加速运移速度。但是高压往往反映烃类聚集速度大于逸出速度,而低压则往往相反。因此高压能形成一定规模气藏,而低压却不能形成较大规模的气藏。

8. 油气藏的形成不仅取决于生、储、盖组合形式,而且取决于生、储、盖层本身的条件是否优越。

致谢:本文写作过程中曾得到李明诚教授及肖无然高级工程师的指导;李学田同志提供大量资料,地矿部西南石油地质局地质大队、西北石油地质局地质大队、海洋石油地质综合大队等单位提供样品,在此一并表示感谢。

STUDY ON ASSESSMENT METHOD OF CAPROCKS IN NATURAL GAS POOLS

You Xiulin

(*Institute of Petroleum Geology, MGMR, Beijing*)

Abstract

The existence of effective caprocks is one of the important factors for the formation of gas pools. The confining capacity is relative, which might constitute effective sealing for some pools but might be ineffective or low-effective for others under the same confining condition. The gas-bearing height of a pool could be calculated quantitatively by use of the difference between the breakdown pressure in cap rocks and displacement pressure in reservoir. But that gas in traps could accumulate to form pools or not is decided by the difference between confining force and total force including buoyant force, hydrodynamic force, residual pressure, the difference between the supplemental force and escaping force of the gas and the damage degree of tectonic movement in late stage. It is only by applying the view of dynamic balance, can we make a correct assessment on natural gas preservation condition.