

孤岛浅层气藏的盖层评价与成因机制

李学田 戴贤忠

张文达 肖无然

(胜利油田地质科学研究院)

(地质矿产部石油地质中心实验室, 无锡)

孤岛气藏是一种浅层的低压气藏,其盖层泥岩的孔隙度都大于6%。本文利用压汞-气体吸附法分析获得突破压力、中值半径、微孔半径分布类型、封盖饱和度、气柱高度、遮盖系数等特征参数。结合济阳拗陷气田地质特征,对孤岛浅层气藏的盖层作出了定量评价;讨论了盖层效应。指出由于盖层的存在,必然产生储量的富集系数、天然气组分的含量和气层的压力系数等规律性的变化;利用盖层特征参数对孤岛浅层气藏的形成和保存的成因机制进行了分析。提出了气藏的原始地层压力、含气饱和度、弹性产率等与盖层的突破压力、遮盖系数、气柱高度等存在着极好的相关性。

天然气藏的形成是由多种因素决定的。其中盖层封盖性能的好坏是决定天然气藏能否形成与保存的重要条件。本文试图利用盖层的微观特征与气藏地质的宏观特征相结合,对济阳拗陷孤岛浅层气藏的盖层进行定量评价。并从盖层的控制作用入手,对孤岛浅层气藏的成因机制,作一初步探讨。

一、孤岛浅层气藏概况

孤岛浅层气田位于山东省东营市垦利县境内。构造位置属渤海湾盆地济阳拗陷沾化凹陷东部的孤岛披覆背斜构造(图1)。

孤岛油气田是1968年发现的,1971年始陆续投入开发。气藏类型为构造控制的岩性气藏。

孤岛地区基底由太古界黑云母花岗片麻岩为主的变质岩系组成。其上沉积了一套古生界寒武-奥陶系的海相灰岩、白云岩及石炭-二叠系海陆交互相含煤建造,不整合于基底之上。中生界沉积了一套晚侏罗-早白垩系的中酸性喷发岩系与河流沼泽相的砂泥岩及煤的互层,不整合于古生界地层之上。由于燕山运动的作用,中生界末孤岛凸起形成。新生界下第三系地层由凹陷向凸起层层超覆。此时,孤岛凸起顶部没有接受沉积。周围的凹(洼)陷中沉积了厚达千余米的深湖-半深湖相的暗色富含有机质的泥岩,为油气的生成奠定了雄厚的物质基础;由于喜山东营幕构造运动的影响,湖盆整体下沉。晚第三系-第四系的河流-泛滥平原-浅湖相的砂泥岩覆盖于孤岛凸起之上,形成了完整的披覆背斜构造。构造闭合度为120m。

孤岛浅层气藏的埋藏深度为470-1192.1m。原始地层压力为6.5-12.1兆帕(MPa),压力系数为0.9-1.06,气藏含气饱和度为55%,各层气藏平均富集系数为6.7%,弹性产率为 $1.9 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{MPa}$,多气水界面,基本上每个砂体就是一个独立的气水系统。探明天然气地质储量为胜利油田气层总探明储量的五分之一,是一个中型浅层低压型气田(图2)。



图1 孤岛气田位置图

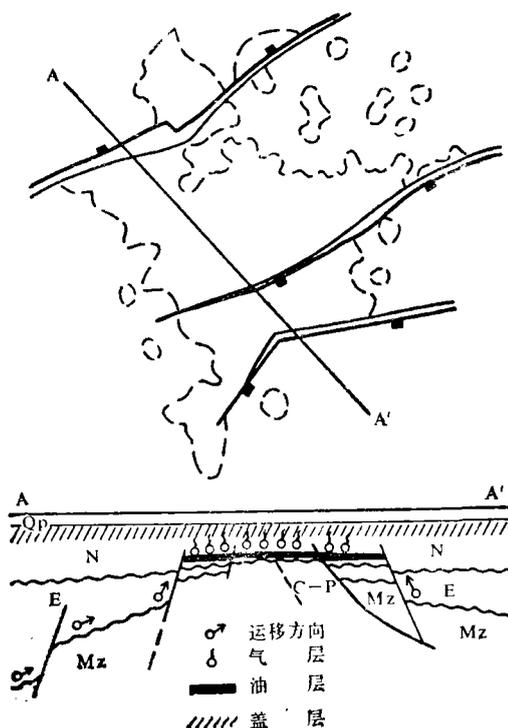


图2 孤岛浅层气藏剖面图

孤岛浅层气藏的盖层为晚第三系明化镇组 (N^m) 泥岩。明化镇组沉积时期, 济阳拗陷处于盆地发育的拗陷期。凹凸相间的格局已经消失。明化镇组地层广泛分布。泥岩叠合厚度一般为400m左右, 最厚达600m以上。砂岩占地层厚度23%以下。孤岛地区的砂岩含量在15%左右。泥岩单层厚度为15—20m以上。特别是 Nm^6 — Nm^7 组的泥岩, 单层厚度大(40m以上)且分布稳定, 质较纯。泥岩的矿物组成以蒙皂石为主, 少见蒙伊混层矿物。泥岩呈塑性, 是较为理想的泥岩天然气盖层。

二、孤岛浅层气藏盖层的定量评价

盖层岩样的微孔隙表面具有吸附气体并使之凝结的能力, 可以用吸附法测得盖层岩样的微毛细管压力曲线。所测孔隙半径范围在: 16—0.8nm, 只适用于孔隙度小于6(%)的泥岩样品。而孤岛浅层气藏的泥岩孔隙度多数大于6(%) , 单用吸附法就会把半径大于16nm的孔隙的含量被遗漏了。而压汞法所测的孔隙半径在30000~15nm之间, 正好与吸附法相衔接。因此我们采用压汞法和吸附法分析, 求得孤岛浅层泥岩的微毛细管压力曲线及微孔隙半径分布(图3、4)。同时得出泥岩盖层的突破压力(P_A)、中值压力(P_m)、中值半径(r_m)、封盖饱和度(S_z)、气柱高度($h_{z.g.}$)、遮盖系数(K_f)等特征参数, 用来评价孤岛浅层盖层封盖性能。

1. 突破压力

天然气按照孔隙流体能的大小，分布在岩层不同大小的孔隙之中，首先进入的是能级最低的大孔隙。当天然气进入盖层层面最大孔隙，其量达到层面孔隙体积的10%时，天然气在盖层中的渗滤作用就开始。这个最大孔隙半径，称为盖层的渗滤半径（ r_A ），它所对应的毛细管压力即称为盖层的突破压力（ P_A ）。它可以从微毛细管压力曲线（图3）求出，也可以用毛细管压力公式：

$$P_C = \frac{2\sigma_g \cos\theta_g}{r_c} \quad (1)$$

求得。在气水共存的条件时，界面张力 $\sigma_g = 70 \times 10^{-3}$ （N/m），润湿角 $\theta = 0^\circ$ ， P_C 为毛细管压力（MPa）， r_c 为孔隙半径（nm）。换算量纲后得：

$$P_C = \frac{140}{r_c} \quad (2)$$

当已知 r_A 后，可由 $P_A = \frac{140}{r_A}$ 求得突破压力 P_A 。

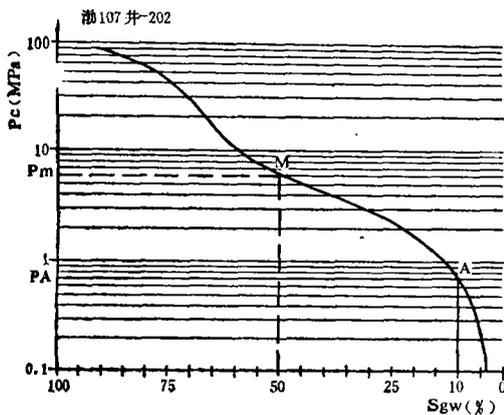


图3 微毛细管压力曲线

突破压力是天然气盖层孔隙结构的主要特征参数。天然气盖层评价的主要条件是：构成封闭面的岩石组合所具有的最低突破压力（ P_A ），必须大于或等于气藏中气层的剩余压力（ ΔP_t ），即 $P_A \geq \Delta P_t$ ，才可能作为该气层的有效盖层。

由此可见，孤岛浅层气藏明化镇组泥岩的突破压力大于气层的剩余压力，存在 $P_A > \Delta P_t$ 的关系。即使气层剩余压力最大的中13—18井（ ΔP_t 为1.25MPa），也小于该气层之上的泥岩突破压力最低值（ P_A 为1.3~2.5MPa），也存在 $P_A > \Delta P_t$ 的关系。因此，

明化镇组泥岩可以对浅层气藏进行有效地封闭。

剩余压力 ΔP_t 可以用气井实测的原始地层压力减去该气层的静水柱压求得。

孤岛浅层气藏泥岩盖层突破压力值（ P_A ）一般大于0.2MPa，最大达2.5MPa。从层位上分析， N_m^7 、 N_m^9 组的泥岩突破压力值大（ $P_A > 0.69$ MPa）且分布均匀。其他各层或小，或不均匀（表1）。

孤岛浅层气藏的105口井实测原始地层剩余压力一般都小于0.5MPa，只有两口井例外（表2）。

2. 中值半径（ r_m ）、封盖饱和度（ S_g ）及微孔隙半径分布类型

（1）中值半径（ r_m ）是在毛细管压力曲线中气体饱和度为50%时的孔隙半径值，先在毛细管压力线上（图3）求得中值压力（ P_m ），用公式（2） $r_m = \frac{140}{P_m}$ 求得盖层岩样

表1 盖层孔隙结构的特征参数

样品号	井 深 (m)	层 位	岩 性	PA (MPa)	r_m (nm)	$H_{g,s}$ (m)	K_f (%)	S_g (%)	微孔隙半径分布类型	盖 层 分 级	备 注
206	1046	Nm ⁹	绿色泥岩	2.51	25.4	224	187	94.0	I	一级	略含粉砂
210	1109	Ng ¹⁺²	红色泥岩	1.75	10.8	157	131	88.4	I	一级	质较纯
207	1105	Nm ⁹	灰色泥岩	1.43	36.9	128	107	74.4	I~II	一级	质较纯
201	965	Nm ⁷	红色泥岩	1.30	27.3	119	99	73.3	I	一级	质较纯
209	1105	Ng ¹⁺²	紫色泥岩	1.07	19.6	96	80	82.5	I~II	一级	略含粉砂
205	1035	Nm ⁸	绿色泥岩	0.97	24.6	86	72	73.8	I	二级	略含粉砂
202	971	Nm ⁷	绿色泥岩	0.70	23.5	63	53	74.8	I	二级	含细粉砂
208	1064	Nm ⁹	红色泥岩	0.69	22.9	61	51	72.7	I	二级	有大团粒
215	1087	Nm ⁶	灰色泥岩	0.44	26.1	40	38	68.3	II	三级	粒间孔多
211	1111	Ng ¹⁺²	绿色泥岩	0.36	66.0	32	27	48.7	II	三级	见溶蚀孔
212	998	Nm ⁵	红色泥岩	0.24	66.4	21	20	49.0	II	三级	粒间孔多
204	1031.5	Nm ⁸	绿色泥岩	0.20	30.9	22	18	36.4	IV	三级	含泥晶
203	1028	Nm ⁸	红色泥岩	0.14	26.0	13	11	84.0	IV	三级	见大孔洞

注: PA突破压力, r_m 中值半径, $H_{g,s}$ 气柱高度, K_f 遮盖系数, S_g 封盖饱和度。

表2 孤岛气田剩余压力值

ΔPt (MPa)	层 数	占总层数百分比 (%)
>0.5	2	1.9
0—0.5	47	44.7
<0.5	56	53.4

的中值半径。中值半径越小, 盖层微孔隙结构向小孔隙偏移, 则其封盖性能越好。它是盖层分类的主要参数(表3)。

(2) 封盖饱和度(S_g): 根据孤岛浅层气藏各泥岩盖层的微孔隙结构的统计, 取孔隙半径小于63nm的气体饱和度之和, 称之为本气藏的封盖饱和度(S_g)。它可以从

微毛细管压力曲线中求得, 也可以从微孔隙半径分布(图4)中小于63nm级的柱状面积之和求得。封盖饱和度越大, 封盖性能越好。它也是盖层分类的定量参数之一。

(3) 微孔隙半径分布类型: 图4是孤岛浅层气藏盖层(泥岩)的典型微孔隙半径分布直方图, 据此我们把泥岩微孔隙半径分为四种类型(表3);

I型, 孔隙半径主要集中在小于63nm的范围内, 如拉力107井-210;

II型, 孔隙半径大部分集中在小于63nm的范围内, 如拉力107井-205;

III型, 孔隙半径分布在63nm左右, 但大于63nm者所占比例较大, 如拉力114井-215;

IV型, 孔隙半径分布有大于1000nm以上者, 这是特大孔洞或裂缝的反映。如拉力107井-203。

上述三项参数的对应关系见表3。

孤岛浅层气藏泥岩盖层分析资料统计表明, Nm⁷、Nm⁹组的泥岩 r_m 值分布均匀且小(22.9—36.6nm), S_g 值大且稳定(73—94%), 微孔隙半径分布类型主要为I、II型, 这表明Nm⁷、Nm⁹组泥岩具有良好的封盖性能, 而其他各层的泥岩, 或是 r_m 值偏大

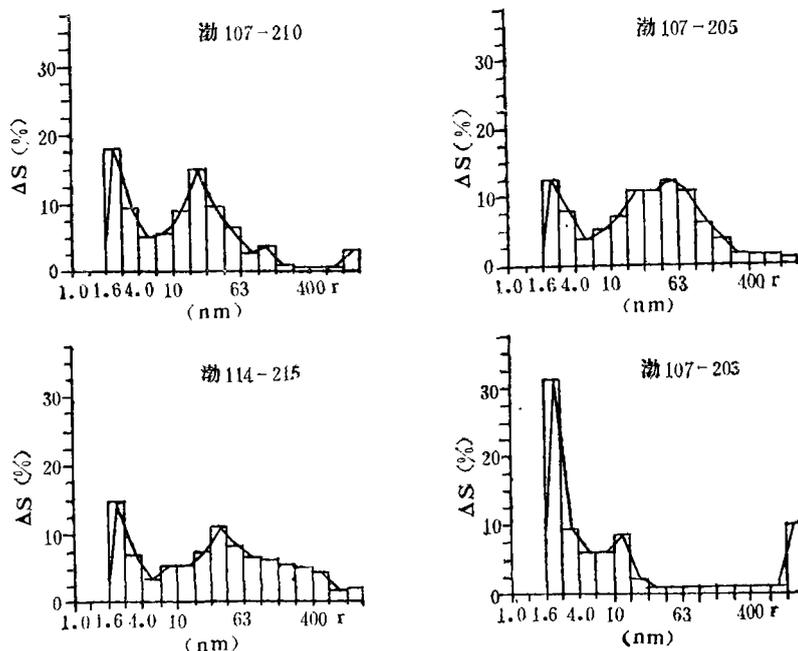


图4 微孔隙半径分布类型图

表3 微孔隙半径分布类型、 r_m 、 S_g 的关系

微孔隙半径分布类型	r_m (nm)	S_g (%)
I 型	<26	>80
II 型	<37	>70
III 型	<66	>50
IV 型	不稳定	不稳定

($r_m > 50nm$)或是 S_g 值偏小($S_g < 70%$)，或是微孔隙半径分布类型为III、IV型，因而其封盖性能变差(表1)。

3. 气柱高度(H_{gas})与遮盖系数(K_f)

在气水共存静态平衡条件下，盖层的突破压力可以控制天然气藏的临界高度，这个高度即称为盖层的气柱高度(H_{gas})。它可以从 P_A 和气水密度差计算出来。盖层的气柱高度越大，所封盖的气藏弹性能量越大。

遮盖系数(K_f)是盖层的气柱高度(H_{gas})与气藏的构造闭合度(Z)之百分比，即：

$$K_f = \frac{H_{gas}}{Z} \times 100\%$$

式中： K_f ——遮盖系数(%)

H_{gas} ——气柱高度(m)

Z ——构造闭合度(m)

当 $K_f \geq 100\%$ 时，盖层具有全部的遮盖天然气的的能力；

当 $K_f \leq 50\%$ 时，则盖层最多只能遮盖构造中一半的天然气。

孤岛浅层气藏Nm⁷、Nm⁹组泥岩的气柱高度值较高($H_{gas} > 60m$)，遮盖系数值较大($K_f > 53%$)，而其他各层或是气柱高度值偏低($H_{gas} < 50m$)、遮盖系数值偏小

($K_f < 50\%$)，或是气柱高度、遮盖系数值不稳定。因此，孤岛浅层气藏主要盖层为 N_m^7 组以下的泥岩（表1）。

综合上述讨论，可将孤岛浅层气藏的盖层分为三级，其中一级盖层主要分布在 N_m^7 — N_m^9 组泥岩地层中，它们可以封盖着所有的气层，是浅层天然气良好的区域性盖层；二级盖层可以对大多数气层起到封闭作用，是浅层天然气的地区性盖层；三级盖层影响因素多而复杂，其封盖性能不稳定，只能有选择地对那些剩余压力很低的气层起到封盖作用，如孤岛气田中剩余压力小于零的气层。

4. 盖层效应

盖层效应是指由于盖层的存在所引起的天然气赋存的一系列规律性的变化特征。

孤岛浅层气藏由于 N_m^7 组泥岩的遮盖作用，导致了探明储量的富集系数、天然气组分的含量、气层压力系数等参数，在 N_m^7 组地层上下都出现了明显的差异。

(1) 天然气探明储量的富集系数

N_m^7 组以上的探明储量只占总探明储量的28%，而 N_m^7 组以下的探明储量等于 N_m^7 组以上的2.5倍多（表4）。

表4 盖层效应参数表

参 数		N_m^7 以上	N_m^7 以下
探明储量占总储量百分比 (%)		28	72
富 集 系 数 (%)		<6.7	>6.7
压力系数大于1	层 数	14	35
	一 般 值	1.007—1.028	1.017—1.041
	最 大 值	1.041	1.1321
甲烷百分含量 (%)		>98	<97
重烃百分含量 (%)		<1	>1

从富集系数分布图上可以看出， N_m^7 — N_g^{1+2} 组的富集系数大于孤岛气田各层富集系数的平均值6.7%，而 N_m^7 组以上各层富集系数则都小于6.7%（图5）。

(2) 天然气组分的含量

从甲烷与重烃（指除甲烷外的气态烃）纵向分布状况看，以 N_m^7 组为界，出现了甲烷与重烃含量明显变化的拐点。 N_m^7 组以上气层中甲烷含量大于98%，重烃含量小于1%，而 N_m^7 组以下气层中甲烷含量则小于97%，重烃含量大于1%（图6及表4）。

(3) 气层的压力系数

气层压力的变化是盖层效应的重要反映。孤岛浅层气藏 N_m^7 组以下气层压力系数大于1的总层数为 N_m^7 组以上总层数的2.5倍， N_m^7 组以下的气层，无论压力系数的一般值，或者压力系数的最大值，都大于 N_m^7 组以上的相应值（表4）。

由上可见，孤岛浅层气藏 N_m^7 组的泥岩盖层效应是明显存在的。 N_m^7 组泥岩盖层对孤岛气藏的形成与保存起着极其重要的控制作用。

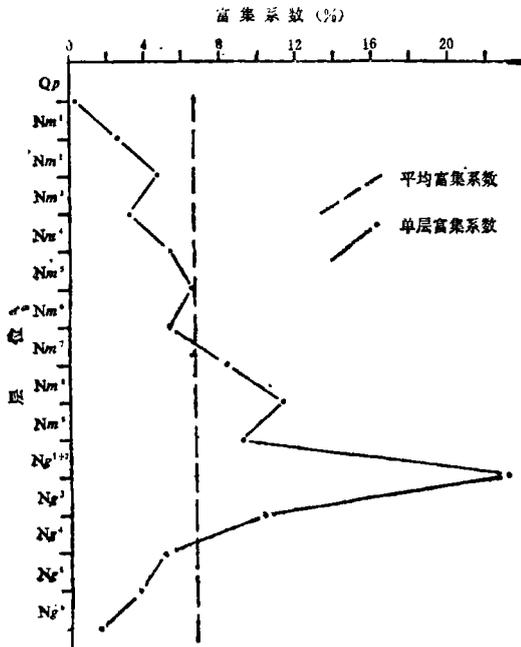


图5 孤岛气田富集系数分布图

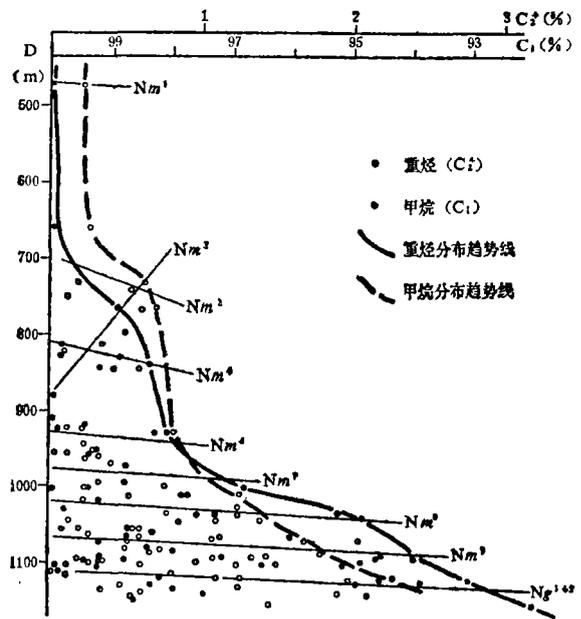


图6 孤岛气田甲烷、重烃含量分布图

三、孤岛浅层气藏的成因机制

孤岛构造四面环注，构造幅度及闭合面积大。这样一个气源充足、构造有利的圈闭，为什么会出现气藏原始地层压力低、含气饱和度低、弹性产率低的 现象呢？这与盖层的性质有着密切的关系。

1. 盖层的突破压力低，导致气藏原始地层压力低

如前所述，天然气能够成藏并得以保存的基本条件是：盖层的突破压力必须大于或等于气藏的剩余压力，即 $P_A \geq \Delta P_t$ 。如果 $P_A < \Delta P_t$ ， P_A 与 ΔP_t 处于不平衡状态。此时，气藏中的天然气有足够的能量冲破盖层而向上逸散；随着气藏中天然气的不断逸散， ΔP_t 也随着逐渐降低，当 $P_A \cong \Delta P_t$ 时， P_A 与 ΔP_t 处于平衡状态。此时，天然气没有足够的压力突破盖层的封闭，因而被保存在储层之中；当气源岩中的天然气不断补充运移到储层后，储层的压力随之增高，破坏了 P_A 与 ΔP_t 原有的平衡，即 $P_A < \Delta P_t$ ，天然气再次冲破盖层向上逸散……。上述过程反复循环地进行着。这一现象，我们称之为天然气赋存的动平衡现象。

由此可见，盖层突破压力的高低，直接影响和控制着该盖层之下的气藏剩余压力的大小。孤岛浅层气藏盖层的突破压力为0.14—2.51MPa，平均值为0.9MPa。因此，可以推断：孤岛浅层气藏的剩余压力值不会太高；另外，由于其突破压力的下限值仅为0.14MPa，因此可能出现剩余压力小于0.1MPa的低压气层。孤岛浅层气藏原始地层压力实测资料证实了这一推断，其剩余压力的最大值为1.25MPa，一般都小于0.5MPa。甚至

出现相当数量井层的剩余压力值小于零的现象(表2)。

这一事实证实,盖层的突破压力与气层的原始地层压力有着密切的关系。盖层突破压力低,必然导致气藏原始地层压力低。

2. 盖层遮盖系数小, 导致气藏含气饱和度低

遮盖系数是将测定的微观的气柱高度与宏观的地质构造闭合度结合而产生的一项综合性参数。孤岛浅层气藏各主要盖层平均遮盖系数为68.8%。由此可以推断:孤岛构造上天然气的充满程度不会高于68%。孤岛浅层气藏实际综合含气饱和度仅为55%。

这一事实证实了气藏的含气饱和度与该气藏盖层的平均遮盖系数有着良好的因果关系。也就是说,盖层的遮盖系数小,必然导致气藏含气饱和度低。

3. 盖层的气柱高度低, 导致气藏的弹性产率低

气柱高度相当于天然气在毛细管中的势能。气藏的弹性产率也是一个能量的参数。它受含气面积、充满程度等因素的影响,也与盖层的气柱高度有着密切的关系。气柱高度越大的盖层所封盖气藏的弹性产率越高。

孤岛浅层气藏盖层的气柱高度值较低(表1),其弹性产率也相应较低,仅为 $1.9 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{MPa}$,与济阳拗陷中层气藏相比,盖层的气柱高度值相差1.9倍以上,而弹性产率值相差1.6倍以上。

由此可见,盖层的气柱高度与该盖层之下气藏的弹性产率有着良好的相关性,即盖层的气柱高度低,必然导致气藏的弹性产率低。

综上所述,孤岛浅层气藏的原始地层压力低、含气饱和度低、弹性产率低的成因机制,是由于孤岛浅层气藏盖层的突破压力低、遮盖系数小、气柱高度低所造成的。

四、结 论

盖层是天然气藏形成的主要条件之一。组成盖层岩石的突破压力值必须大于或等于气藏的剩余压力值,其中值半径要小于50nm,微孔半径分布类型为I、II型,盖层的封盖饱和度大于70%,其遮盖系数大于50%,气柱高度大于60m,只有具备上述条件,盖层才具有有效的封盖性。由于盖层的存在,必然导致天然气藏的探明储量、天然气组分、压力系数等在盖层上下出现一系列的盖层效应。盖层的突破力、遮盖系数、气柱高度等,对天然气藏的形成与保存起着极其重要的控制作用。

参 考 文 献

- (1)肖无然等, 1988, 天然气藏盖层的研究方法, 石油与天然气地质文集, 第一集, 地质矿产部石油地质研究所, 地质出版社。
- (2)包茨主编, 1988, 天然气地质学, 科学出版社。
- (3)Downey w., 1984, Evaluating Seals for Hydrocarbon Accumulations, AAPG, Vol.68, No.11, P.1752—1763.
- (4)N.L.Watts, 1987, Marine and Petroleum Geology, Vol.4, No.4.

CAP ASSESSMENT AND GENETIC MECHANISM OF ISOLATED ISLAND SHALLOW GAS POOLS

Li Xuetian Dai Xianzhong

(Institute of Geoscience, Shengli Oil Field)

Zhang Wenda Xiao Wuyan

(Central Laboratory of Petroleum Geology, MGMR)

Abstract

Isolated island gas pool is a kind of shallow gas pools with low pressure, and the porosity of its capping mudstone bed all exceeds 6%. Using mercury injection-gas absorption method, several characteristic parameters have been obtained, the distributive patterns of abrupt pressure, mean radius and micropore radius, and the saturation under the capping bed, the gas column height, and shielding factor. Combined with geological characteristics of gas field in Jiyang depression, the capping bed of isolated island shallow gas pools are quantitatively evaluated. The effects of capping bed are discussed, proposing that there must be certain regular changes in the enrichment coefficient of reserves, the contents of natural gas components and the pressure coefficient of gas reservoir due to the existence of capping bed. With the application of characteristic parameters for capping bed, the formative preserving mechanisms for isolated island shallow gas pools are analysed, suggesting good correlations of the initial formation pressure, gas bearing saturation and elastic yields with abrupt pressure, shielding factor, gas column height of the capping bed.