

文章编号: 1000-0550(2010) 02-0388-07

# 气藏盖层封气能力评价方法的改进及应用<sup>1</sup>

## ——以我国 46 个大中型气田为例

张立含<sup>1</sup> 周广胜<sup>2</sup>

(1. 大庆石油学院地球科学学院 黑龙江大庆 163318 2. 石油大学石油与天然气工程学院 北京 100034)

**摘要** 通过统计我国 46 个大中型气田得到盖层厚度、排替压力、断裂对盖层破坏程度、气藏压力和天然气粘度是影响我国大中型气田盖层封气能力的主要因素。根据这 5 个主要因素与盖层封气能力作用关系, 改进了气藏盖层封气能力评价方法, 利用此方法对我国 46 个大中型气田盖层封气能力进行了评价, 结果得到我国 46 个大中型气田盖层封气能力等级以差为主, 其次是中等封盖保存能力的大中型气田, 再次是好封盖保存能力的大中型气田, 最少为较好封盖保存能力的大中型气田。通过我国 46 个大中型气田盖层封气能力与其储量丰度之间关系研究得到, 二者之间为正相关关系。中等盖层封气能力的大中型气田平均储量丰度最高; 其次是较好盖层封盖保存能力的大中型气田; 最低的是好和差盖层封盖保存能力的大中型气田。这表明盖层封气能力并不是我国高储量丰度大中型气田形成的唯一主控因素, 其储量丰度高低还要受到其它成藏条件的制约。

**关键词** 大中型气田 盖层 评价方法 储量丰度 再研究

**第一作者简介** 张立含 男 1972 年出生 高级工程师 博士研究生 石油地质 E-mail dqzhanglk@163.com

**中图分类号** TE122.2+5 **文献标识码** A

天然气与石油相比, 分子小, 重量轻, 易散失, 这些特征就决定了盖层封气能力应是天然气成藏与分布不可忽视的重要条件。一个大中型气田的形成除了要有充足的气源供给外, 更重要的是应有良好的盖层封气能力, 才能使进入圈闭中的天然气得以聚集与保存下来, 形成高储量丰度的大中型气田; 否则气源供给条件再好, 也难以形成高储量丰度的大中型气田。关于我国大中型气田盖层封气能力的评价, 文献<sup>[1-3]</sup>曾做过一些研究工作, 但考虑的因素尚不够全面, 只考虑了盖层本身封闭特征(排替压力和厚度)、天然气性质(流动粘度)和气藏能量(压力)等影响, 并没有将对盖层封气能力有着重要影响的断裂对盖层的破坏程度考虑进去, 使评价结果在某种程度上难以准确地反映盖层实际封气能力。因此, 建立一套全面反映适用于我国大中型气田盖层封气能力的评价方法, 对于准确评价其封气能力, 对研究我国大中型气田形成条件研究及寻找高中储量丰度大中型气田均具有重要意义。

## 1 我国大中型气田盖层封气能力评价

### 1.1 我国大中型气田封盖特征

通过我国 46 个大中型气田解剖研究得到, 我国

大中型气田盖层封气能力主要受到盖层厚度、排替压力、气藏压力、天然气粘度和断裂对盖层破坏程度的影响, 其特征如下:

#### 1.1.1 盖层厚度特征

厚度是影响盖层本身封盖天然气能力的重要参数之一, 它不仅影响盖层空间展布范围的大小, 而且还在一定程度上影响着盖层封闭的质量。盖层厚度越大, 其空间展布面积越大, 封闭天然气能力越强, 越有利于天然气的聚集与保存; 相反, 盖层厚度越小, 其空间展布面积越小, 封闭天然气能力越弱, 越不利于天然气的聚集与保存。由我国 46 个大中型气田盖层特征(表 1)可以看出, 不论盖层岩性如何, 其厚度大小不等, 最厚的莺歌海盆地的东方 1-1 乐东 15-1 和乐东 22-1 三个气田可达到 1 600 m。最小的是四川盆地的大池干井气田只有 15 m。盖层厚度主要分布在 400 m 之内, 少量分布在 400~800 m 和 1 200~1 600 m 之内, 如图 1 所示。从盆地来看, 莺歌海和柴达木盆地盖层厚度相对较大, 而鄂尔多斯盆地、四川盆地盖层厚度相对较小。

#### 1.1.2 盖层排替压力特征

排替压力是影响盖层本身封闭天然气能力的根

<sup>1</sup> 国家重点基础研究项目(编号: 2001CB209104)和博士学科点专项科研基金(编号: 20060220002)资助。

收稿日期: 2009-02-22 收修改稿日期: 2009-05-20

表 1 我国大中型气田盖层封气能力与气藏储量丰度关系

Table 1 Relation between sealing and preservative ability of gas reserves and gas reserves abundance of large and medium gas fields in China

气藏	主产层	气藏压力系数	气藏内断层断距 /m	盖层排替压力 MPa	盖层厚度 /m	气藏平均埋深 /m	天然气粘度 /Pas	断裂对盖层破坏程度系数	盖层封气能力综合定量评价参数 /m Pas	气藏储量丰度 /( $10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ )	气田所在盆地
苏里格	$P_1$	0.93	0	14.4	20	3300	0.15	1	0.014	1.31	鄂尔多斯
靖边	$O_2, P_1$	0.94	0	14	27.5	3408	0.15	1	0.018	5.6	鄂尔多斯
长东	$P_1$	0.93	0	11.2	20	2269	0.14	1	0.015	0.75	鄂尔多斯
榆林	$P_1$	0.96	0	13	60	2863	0.14	1	0.04	1.5	鄂尔多斯
汪家屯	K	0.98	50	8.7	65	1840	0.09	0.23	0.007	2.3	松辽
昌德	K, J	1.07	17.5	8.7	200	3000	0.16	0.91	0.082	3.8	松辽
兴隆台	Ed-Ar	0.94	65	17.5	225	2065	0.03	0.71	0.043	4.9	渤海湾
板桥	E	1.3	197.5	17.5	450	3264	0.15	0.56	0.157	3.2	渤海湾
苏桥	P, O	1.3	125	17.5	250	4075	0.18	0.50	0.075	3.8	渤海湾
文中	E	1.3	75	11	175	2857	0.13	0.57	0.040	11.5	渤海湾
呼图壁	E	0.96	90	8.5	280	3550	0.17	0.68	0.082	8.3	准噶尔
吉拉克	T, C	1.09	10	11	210	4968	0.24	0.95	0.095	2.4	塔里木
牙哈	E/N	1.38	50	11	160	5210	0.18	0.69	0.028	6.5	塔里木
雅克拉	K, J, C, e	1.1	30	13.5	100	5280	0.28	0.70	0.049	7.0	塔里木
英买 7	E	1.09	30	11	210	4685	0.24	0.86	0.095	7.3	塔里木
羊塔克	E, K	1.11	91	11	350	5300	0.27	0.74	0.133	14.4	塔里木
克拉 2	K/E	2.25	0	28	300	3723	0.35	1.0	0.350	53.2	塔里木
依南 2	J	1.75	120	28	300	4500	0.35	0.60	0.370	23.0	塔里木
和田河	O/C	1.08	0	17	400	1909	0.04	1.0	0.130	4.3	塔里木
柯克亚	E/N <sub>1</sub>	1.04	0	11	26	3160	0.16	1.0	0.010	10.7	塔里木
台南	Q	1.14	0	23	1012	1291	0.08	1.0	1.270	12.6	柴达木
涩北一	Q	1.19	0	23	792	1030	0.07	1.0	1.040	10.9	柴达木
涩北二	Q	1.22	0	23	481	900	0.07	1.0	0.710	12.4	柴达木
台吉乃尔	Q	1.09	0	23	300	488	0.04	1.0	0.520	5.1	柴达木
南八仙	N, E	1.63	100	12.7	445	1820	0.2	0.78	0.296	8.2	柴达木
卧龙河	C/P/T	1.22	50	16	60	2594	0.27	0.17	0.014	13.0	四川
福成寨	T, C	1.26	0	12	100	2975	0.02	1.0	0.010	2.6	四川
大池干井	T, P, C	1.37	0	21.5	15	2800	0.16	1.0	0.010	3.3	四川
高峰场	C	1.37	0	21.5	350	5104	0.3	1.0	0.320	3.3	四川
双家坝	C	1.33	50	21.5	60	4932	0.27	0.17	0.009	4.3	四川
五百梯	C <sub>2</sub> , P <sub>2</sub>	1.49	50	27	60	4581	0.25	0.17	0.010	3.9	四川
渡口河	T <sub>1</sub> f	1.07	0	19	47	4312	0.22	1.0	0.040	8.5	四川
威远	P <sub>1</sub> , P <sub>2</sub>	1.03	50	21	200	1900	0.15	0.75	0.240	1.9	四川
磨溪	T <sub>2</sub> , T <sub>3</sub>	1.25	45	21	60	2506	0.16	0.25	0.015	2.0	四川
平落坝	J	1.15	170	15	200	3560	0.2	0.15	0.023	3.0	四川
中坝	T	1.07	0	11	500	2450	0.16	1.0	0.340	18.6	四川
锦州 20-2	E, P <sub>1</sub>	1.6	20	11	25	2408	0.11	0.20	0.002	9.4	渤海湾
崖 13-1	E/N	1.05	65	13.5	330	3851	0.18	0.80	0.160	19.6	莺琼
东方 1-1	E/N	1.08	42	13.5	1600	1962	0.15	0.97	1.484	3.5	莺琼
东 22-1	E/N	1.63	40	13.5	1600	926	0.06	0.98	0.843	2.6	莺琼
乐东 15-1	E/N	1.46	90	13.5	1600	1390	0.08	0.94	0.068	4.9	莺琼
平湖	N	1.58	20	11	170	2864	0.14	0.88	0.008	14.1	东海
宝云亭	E	1.58	18	11	150	3792	0.17	0.88	0.009	5.4	东海
春晓	E	1	27	11	380	2956	0.14	0.93	0.028	17.1	东海
徐深 1	E	0.98	100	8.7	275	3608	0.16	0.64	0.018	7.3	松辽
升平	K <sub>1y</sub>	0.98	100	8.7	200	2898	0.16	0.50	0.016	9.4	松辽
	K										

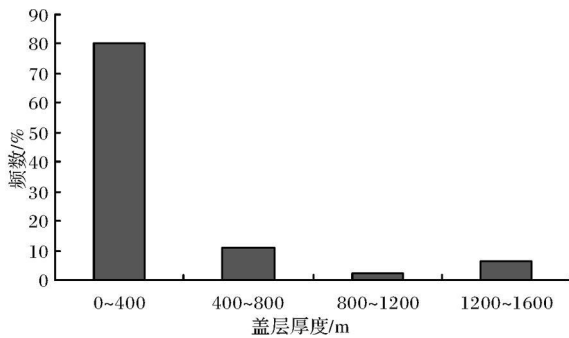


图 1 我国大中型气田盖层厚度分布图

Fig 1 Distribution of thickness of cap rocks of large and medium gas fields in China

本参数,排替压力越大,盖层封闭天然气能力越强,越有利于天然气的聚集与保存;相反,排替压力越小,盖层封闭天然气能力越弱,越不利于天然气的聚集与保存。由表 1 中可以看出,我国大中型气田盖层均具有较高的排替压力,最小的准噶尔盆地的呼图壁气田排替压力为 8.5 MPa,最高的是塔里木盆地库车凹陷的克拉 2 气田排替压力可达到 28 MPa,盖层排替压力主要分布在 8~12 MPa,其次是 20~24 MPa 和 12~16 MPa,相对较小的是 16~20 MPa 和 24~28 MPa,如图 2 所示。

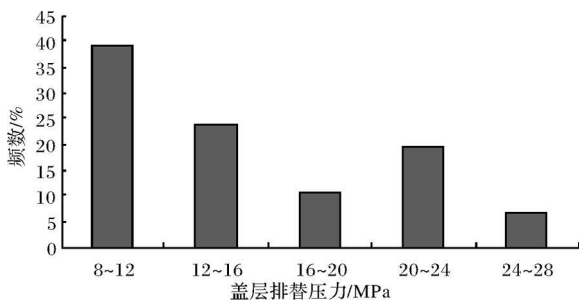


图 2 我国大中型气田盖层排替压力分布图

Fig 2 Distribution of displacement pressure of caprock of large and medium gas fields in China

### 1.1.3 气藏压力特征

天然气勘探实践表明,气藏本身能量越高,对其盖层封闭能力要求越高;反之则越低。由于天然气本身可压缩性、圈闭封闭性和构造挤压等作用,气藏内部往往具有较正常压实地层异常高的地层孔隙流体压力,即压力系数大于 1。气藏中的异常高压越大,其压力系数越高,表明天然气越易在此压力的作用下通过盖层散失,越不利于天然气的聚集和保存;相反,气藏中异常高压越小,其压力系数越接近 1,表明天然气越不易在此压力的作用下通过盖层散失,越有利

于天然气的聚集和保存。由表 1 中可以看出,我国 46 个大中型气田压力系数变化较大,最大的塔里木盆地库车坳陷的克拉 2 气田压力系数可达到 2.25,最小的鄂尔多斯的苏里格和长东致密气田压力系数只有 0.93,压力系数主要分布在 0.9~1.1;其次是 1.1~1.3;再次是 1.3~1.5 和 1.5~1.7;最少是 1.7~1.9 和 2.1~2.3,如图 3 所示。从盆地来看,四川盆地,塔里木盆地,莺歌海盆地气田压力系数相对较高。而鄂尔多斯盆地、松辽盆地气藏压力系数相对较低。

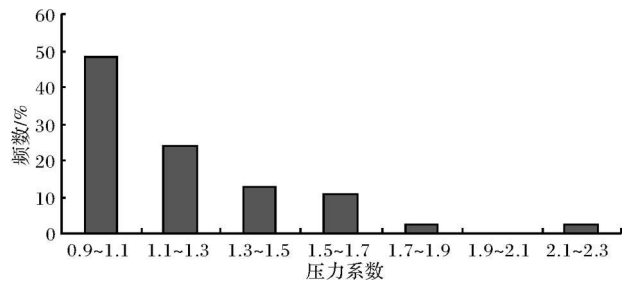


图 3 我国大中型气田压力系数分布图

Fig 3 Distribution of pressure coefficient of large and medium gas fields in China

### 1.1.4 天然气粘度特征

天然气流动粘度也是影响一个气藏封盖条件优劣的又一因素,天然气流动粘度越大,其越不易流动,越易被盖层封盖;相反,天然气粘度越小,其越易流动穿过盖层运移散失,越不易被盖层封盖。由表 1 中可以看出,我国 46 个大中型气田天然气流动粘度变化也相对较大,最大的塔里木盆地库车坳陷的依南 2 气田天然气粘度可达到 0.35 Pa·s,最小的四川盆地的福成寨气田天然气粘度只有 0.02 Pa·s,天然气粘度主要分布在 0.1~0.2 Pa·s,其次是 0~0.1 Pa·s 和 0.2~0.3 Pa·s,最少为 0.3~0.4 Pa·s,如图 4 所示。

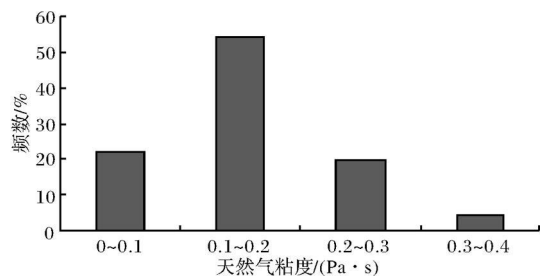


图 4 我国大中型气田天然气粘度分布图

Fig 4 Distribution of gas viscosity of large and medium gas fields in China

### 1.1.5 断裂对盖层的破坏程度特征

气藏盖层是否被断裂破坏,对于其内天然气盖层封气至关重要,其破坏程度主要受到盖层厚度与断层断距相对大小的影响,可用断裂对盖层的破坏程度系数表示,其大小由式 1 求得。

$$b = \frac{H - L}{H} \quad (1)$$

式中:  $b$ —断裂对盖层的破坏程度系数;  $H$ —气藏盖层厚度,  $m$ ;  $L$ —气藏内断层断距,  $m$ 。

由 1 式可以看出,  $b$  值越大, 断裂对盖层的破坏程度越小; 反之则越大。由表 1 可以看出, 我国 46 个大中型气田断裂对盖层破坏程度相对较小, 破坏程度系数分布在 0.15~1.00 平均为 0.758, 主要分布在 0.8~1, 其次分布在 0.6~0.8 再次分布在 0.4~0.6 和 0~0.2, 最少为 0.2~0.4 如图 5 所示。

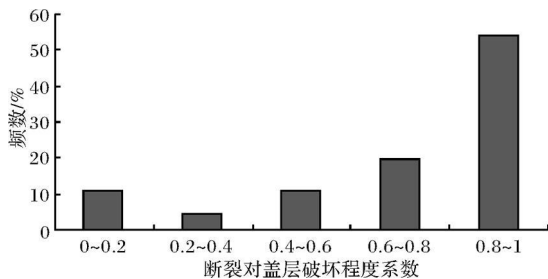


图 5 我国大中型气田断裂对盖层破坏程度系数分布图

Fig 5 Distribution of destroy degree coefficient from fault of large and medium gas fields in China

## 1.2 气藏盖层封气能力评价方法的改进

在文献<sup>[3]</sup>中, 该文对气藏盖层封气能力的评价仅仅考虑了盖层厚度、排替压力、气藏压力系数和天然气粘度的影响, 而没有考虑断裂对盖层破坏的影响。这无疑是不能全面反映盖层封气能力的, 故本文对此进行改进, 由于排替压力是影响盖层微观封闭能力强弱的最主要参数, 厚度是反映盖层发育及分布的最主要参数, 在一定程度上也可以反映封闭质量,  $b$  值大小反映了断裂对盖层的破坏程度;  $\mu$  值大小反映了天然气本身性质对盖层封气能力的影响,  $k\rho_w Z$  为气藏内部压力, 这 5 个参数均是影响盖层封气能力的主要参数, 按照它们与盖层封气能力之间关系重新定义盖层封气能力评价指标  $a$  为式 2 所示,

$$a = b \frac{P_d H \mu}{k \rho_w Z} \quad (2)$$

式中:  $a$ —气藏盖层封气能力评价指标,  $mPa\cdot s$ ;  $P_d$ —盖层排替压力 ( $MPa$ ), 可由实测资料获取;  $H$ —盖层厚度 ( $m$ ), 可由钻井资料直接读取;  $\mu$ —天然气粘

度 ( $Pas$ ), 可由气藏压力和温度资料, 根据天然气粘度与温度和压力关系求得;  $b$ —断裂对盖层破坏程度系数, 可由 1 式计算求得;  $k$ —气藏压力系数, 可由实测压力除以静水压力得到;  $\rho_w$ —地层密度,  $g/cm^3$ ;  $Z$ —气藏埋深 ( $m$ ), 可由钻井资料直接获得。

由式 2 中可以看出,  $a$  值既可以反映盖层本身特征对气藏盖层封气能力的作用, 又可以反映气藏内部能量和天然气性质对气藏盖层封气能力的作用, 是一个综合定量评价指标。  $a$  值越大, 表明气藏盖层封气能力越强; 反之则越弱。按照盖层封气能力评价指标  $a$  值大小, 本文对气藏盖层封气能力的评价等级进行了划分, 如表 2 所示。

表 2 气藏盖层封气评价等级标准

Table 2 Grade standard of degree for sealing and preservative ability of gas reservoirs

综合定量评价等级	好	较好	中等	差
盖层封气能力评价指标	$> 0.75$	$0.75 \sim 0.5$	$0.5 \sim 0.25$	$< 0.25$
$a / (mPa\cdot s)$				

## 1.3 我国大中型气田盖层封气能力评价

通过对我国 46 个大中型气田盖层厚度、排替压力、断裂对盖层破坏程度系数、气藏压力系数、埋深和天然气粘度值<sup>[1~7]</sup> (表 1) 统计。利用式 2 对其盖层封气能力评价参数  $a$  值进行了计算, 结果如表 1 所示。由表 1 中可以看出, 我国大中型气田盖层封气能力评价指标  $a$  值变化较大, 最大的是莺歌海盆地的东方 1-1 气田,  $a$  值可达到 1.484  $mPa\cdot s$ , 最小的是渤海湾盆地的锦州 20-2 气田,  $a$  值只有 0.002  $mPa\cdot s$ , 二者相差 100 余倍。按照表 2 中等级划分标准, 我国 46 个大中型气田盖层封气能力以差为主, 其次是中等级别, 再次是好级别, 最少为较好级别, 如图 6 所示。从盆地来看, 莺歌海盆地和柴达木盆地大中型气田盖层封气能力评价指标  $a$  值相对较大, 而鄂尔多斯、四川盆地部分与松辽盆地、部分塔里木盆地大中型气田盖层封气能力评价指标  $a$  值相对较小。分析造成我国大中型气田盖层封气能力评价指标  $a$  值差异较大的主要原因应是不同盆地内的大中型气田盖层厚度和气藏压力大小差异较大造成的。

## 2 我国大中型气田储量丰度特征

一个气藏天然气富集程度的高低主要受到其地质储量大小和含气面积大小的影响, 可用气藏天然气储量丰度来描述。所谓气藏的天然气储量丰度是指

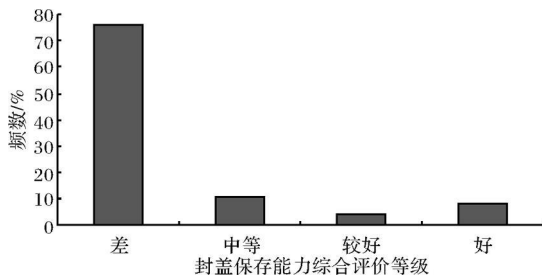


图 6 我国大中型气田盖层封气能力评价等级分布图

Fig 6 Distribution of evaluation degree for sealing and preservative ability of large and medium gas fields in China

单位含气面积内的地质储量大小,可由式 3 计算求得。

$$q = \frac{Q}{s} \quad (3)$$

式中:  $q$ —气藏天然气储量丰度,  $\times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$ ;  
 $Q$ —气藏天然气地质储量,  $\times 10^8 \text{ m}^3$ ;  $s$ —气藏含气面积,  $\text{km}^2$ 。

通过我国 46 个大中型气田地质储量和含气面积资料(表 1)<sup>[8-14]</sup>统计,由式 3 对其天然气储量丰度进行了计算,结果如表 1 所示。由表 1 中可以看出,我国 46 个大中型气田天然气储量丰度分布在  $0.75 \times 10^8 \sim 53.2 \times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$ , 平均为  $8.32 \times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$ , 按照表 3 中的等级划分标准,我国 46 个大中型气田储量丰度等级从低至高均有分布,但不同等级天然气储量丰度的大中型气田分布是不同的。我国 46 个大中型气田有 13 个为高天然气储量丰度的大中型气田,约占 46 个大中型气田的 28.26%, 它们主要分布在塔里木盆地、四川盆地、渤海湾盆地、东海盆地、柴达木盆地、莺琼盆地。中等天然气储量丰度的大中型气田有 12 个,约占 46 个大中型气田的 26.09%, 它们主要分布在塔里木盆地、渤海湾盆地、四川盆地、东海盆地、柴达木盆地、准噶尔盆地、松辽盆地和鄂尔多斯盆地。低天然气储量丰度的大中型气田有 20 个,约占 46 个大中型气田的 43.48%, 它们主要分布在塔里木盆地、渤海湾盆地、莺琼盆地、四川盆地、松辽盆地和鄂尔多斯盆地。特低天然气储量丰度的大中型气田只有 1 个,约占 46 个大中型气田的 2.71%, 是鄂尔多斯盆地的长东气田,如图 7 所示。

由上可以看出,我国 46 个大中型气田中低天然气储量丰度的大中型气田个数最多,其次是高、中天然气储量丰度的大中型气田,相对最少的是特低储量丰度的大中型气田。

表 3 气藏天然气储量丰度等级划分表

Table 3 Grade division of gas reserves abundance

等级	气藏天然气地质储量丰度 / ( $10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$ )
高	$\geq 10$
中	5 ~ 10
低	1 ~ 5
特低	< 1

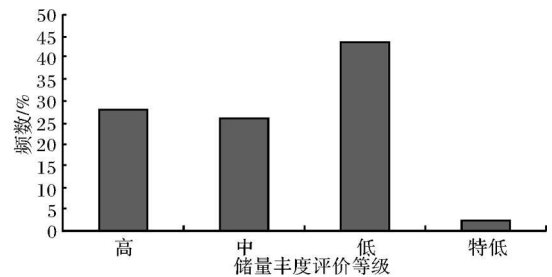


图 7 我国 46 个大中型气田天然气储量丰度等级分布图

Fig 7 Distribution of gas reserves abundance grades of about 46 large and medium gas fields in China

### 3 我国大中型气田盖层封气能力与储量丰度之间关系研究

根据我国 46 个大中型气田盖层封气能力评价指标  $a$  值与其对应的天然气储量丰度之间关系作图(图 8)可以看出,我国大中型气田盖层封气能力评价指标  $a$  值与其储量丰度之间应为正相关关系,即随着我国大中型气田盖层封气能力评价指标  $a$  值的逐渐增大,储量丰度总体上是逐渐增大的;反之则逐渐减小。由图 9 中可以看出,我国 46 个大中型气田具中等盖层封气能力的气田平均储量丰度最高,其次是具较好盖层封气能力的气田,最低的是具好和差盖层封气能力的气田。这一认识符合天然气富集规律,但两者之间的关系并非为严格的正比关系,表明盖层封气能力并非是高储量丰度大中型气田形成的唯一主控因素,它还要受到源岩供气强度、输导条件和聚集时间相对早晚等多种因素的影响。

### 4 结论

(1) 盖层厚度、排替压力、断裂对盖层的破坏程度、气藏压力和天然气粘度是影响气藏盖层封气能力的 5 个主要因素。利用改进后的盖层封气能力评价方法评价得到我国 46 个大中型气田以差封气能力的大中型气田最多,其次是中等封气能力的大中型气田,再次是好封气能力的大中型气田,最少为较好封气能力的大中型气田。

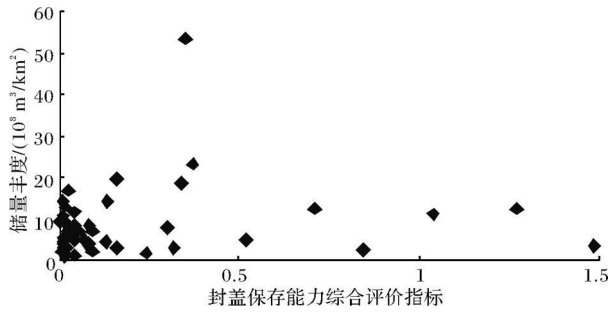


图 8 我国大中型气田盖层封气能力评价等级与天然气储量丰度之间关系

Fig 8 Relation between evaluation degree for sealing and preservative ability and gas reserves abundance of large and medium gas fields in China

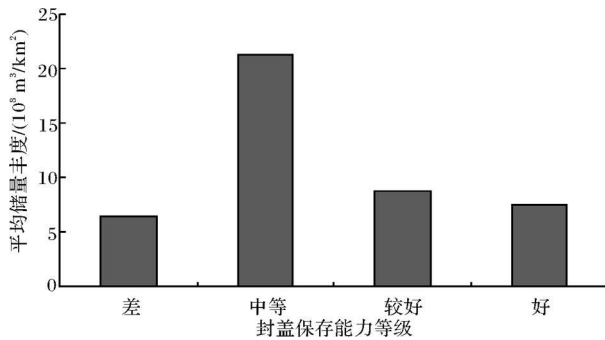


图 9 我国大中型气田盖层封气能力评价等级与天然气储量丰度之间关系图

Fig 9 Relation between evaluation degree of sealing and preservative ability and reserves abundance of gas of large and medium gas fields in China

(2) 我国 46 个大中型气田以低储量丰度为主, 其次是高储量丰度, 最少是中等储量丰度。

(3) 我国大中型气田盖层封气能力与天然气储量丰度之间为正相关关系。中等盖层封气能力的大中型气田平均储量丰度最高, 其次是较好盖层封气能力的大中型气田, 最低的是好和差盖层封气能力的大中型气田。这表明盖层封气能力不是我国高储量丰度大中型气田形成的唯一主控因素, 其储量丰度高低还应受到其它条件制约。

### 参考文献 (References)

1 付广, 吕延防, 于丹. 我国不同类型盆地高效大中型气田形成的主控因素 [J]. 地质科学: 中国地质大学学报, 2007, 32(1): 82-88 [Fu Guang, Lv Yanfang, Yu Dan. Major factors controlling of large and intermediate gas fields with high gas accumulation efficiency in different types of basins in China [J]. Earth Science Journal of China University of Geosciences, 2007, 32(1): 82-88]

2 吕延防, 付广, 于丹. 中国大中型气田盖层封盖能力综合评价及其对成藏的贡献 [J]. 石油天然气地质, 2005, 26(6): 752-745 [Lv Yanfang, Fu Guang, Yu Dan. Comprehensive evaluation of sealing ability of cap rock in China's large and medium gas fields and their contribution to gas accumulation [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(6): 752-745]

3 付广, 刘江涛. 中国高效大中型气田形成的盖层封气条件 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 32(6): 662-666 [Fu Guang, Liu Jiangtao. Sealing and preservation conditions for large and medium gas fields of China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 32(6): 662-666]

4 戴金星, 陈践发, 钟宁宁, 等. 中国大气田及其气源 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003, 9-167 [Dai Jinxing, Chen Jianfa, Zhong Ningning, et al. Characteristics of Large and Medium Gas Fields and Correlation with Their Source Rocks in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003, 9-167]

5 康竹林, 傅诚德, 崔淑芬, 等. 中国大气田概论 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2000, 8-327 [Kang Zhulin, Fu Chengde, Cui Shufen, et al. Generality of Chinese Large and Medium Gas fields [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000, 8-327]

6 冯福阎, 王庭斌, 张士亚, 等. 中国天然气地质 [M]. 北京: 地质出版社, 1995, 255-290 [Feng Fukai, Wang Tingbin, Zhang Zhongya, et al. Natural Gas Geology in China [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1995, 255-290]

7 胡光灿, 谢姚祥. 中国四川东部高陡构造石炭系气田 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997, 47-135 [Hu Guangcan, Xie Yaoliang. Carboniferous Gas Fields in High-Steep Structure in the East of Sichuan, China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997, 47-135]

8 柳广弟, 李剑, 李景明, 等. 天然气成藏过程有效性的主控因素与评价方法 [J]. 天然气地球科学, 2005, 16(1): 1-7 [Liu Guangdi, Li Jian, Li Jingming, et al. The controls and the assessment method for the effectiveness of natural gas migration and accumulation process [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(1): 1-7]

9 戴金星, 王庭斌, 宋岩, 等. 中国大中型天然气田形成条件与分布规律 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997, 184-197 [Dai Jinxing, Wang Tingbin, Song Yan, et al. Formation Conditions and Distribution Laws of Large and Medium Gas Fields in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997, 184-197]

10 李剑. 中国重点含油气盆地气源岩特征与资源丰度 [M]. 江苏徐州: 中国矿业大学出版社, 2000, 95-136 [Li Jian. Gas Source Rocks Characteristics and Resource Abundance of Mainly Petroliferous Basin in China [M]. Jiangsu Xuzhou: Press of China University of Mining, 2000, 95-136]

11 王庭斌. 中国天然气地质理论进展与勘探战略 [J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 1-7 [Wang Tingbin. Theory progress of natural gas geology and strategy of gas exploration [J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(1): 1-7]

12 钱凯, 王明明, 魏伟. 中国陆相天然气成因类型及富集规律 [J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(3): 171-175 [Qian Kai, Wang Mingming, Wei Wei. Genetic type and enrichment law of terrestrial natural gas in China [J]. Oil & Gas Geology, 1996, 17(3): 171-175]

13 戴金星, 夏新宇, 卫延召. 中国天然气资源及前景分析 [J]. 石油

与天然气地质, 2001, 22(1): 1-8 [Dai Jinxing, Xia Xinyu, Wei Yanzhao. Estimation of natural gas resources and reserves in China [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(1): 1-8]

14 王庭斌. 中国气藏主要形成、定型于新近纪以来的构造运动 [J].

石油与天然气地质, 2004, 25(2): 126-132 [Wang Tingbin. Gas pools in China have mainly been formed and finalized during tectonic movements since Neogene [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(2): 126-132]

## Improvement and Application of the Methods of Gas Reservoir Cap Sealing Ability

ZHANG Lihan<sup>1</sup> ZHOU Guang-sheng<sup>2</sup>

(1 Daqing Petroleum Institute, Geoscience Department, Daqing Heilongjiang 163318

2 Petroleum University, Oil & Gas Engineering Institute, Beijing 100034)

**Abstract** Through statistics, it is concluded that the thickness and displacement pressure of cap rock, destroy degree of cap rock from fault, pressure of gas reservoir and gas viscosity are the main factors that influence the gas reservoir cap sealing ability of 46 large and medium gas fields in China. According to relationship between them and sealing and preservative ability of gas reservoirs, this paper has corrected an evaluation method of sealing and preservative ability of gas reservoirs and evaluated for sealing and preservative ability of large and medium gas fields in China by the method. Finally it is concluded that sealing and preservative ability of 46 large and medium gas fields in China were bad in the main, followed by the middle, again best, and at least were better. Through the study of the sealing and preservative ability of cap rock and gas reserves abundance of 46 large and medium gas fields in China, this paper considered that there was a direct correlation between them. The average reserves abundance of gas fields sealed and perseverated by medium cap rock is the highest, followed by better cap rock. The minimum is best and bad cap rock. It indicates that sealing and preservative ability is not the only main factors controlling formation of large and medium gas fields with high reserve abundance in China. The reserve abundance of large and medium gas fields was yet controlled by other main factors.

**Key words** large and medium; gas fields; cap rock; evaluation method; reserves abundance; secondary research