

文章编号: 1000-0550(2011)01-0158-06

# 徐深气田盖层封气有效性研究<sup>①</sup>

牟敦山 付广胡 明

(东北石油大学 黑龙江大庆 163318)

**摘要** 利用钻井、地震和分析测试资料,对徐深气田盖层发育及分布、封气能力的有效性和封气时间的有效性进行了研究,得到徐深气田天然气盖层主要为登二段发育的泥岩和营一段顶部发育的火山岩,前者整个断陷分布,是断陷南部营四段火山角砾岩和断陷北部营三段火山岩储集天然气的盖层,后者仅分布在断陷南部,是营一段火山岩储集天然气的盖层。徐深气田中12个气藏盖层排替压力均大于储层排替压力和气藏剩余压力之和,封气能力的有效性较好,有利于天然气聚集与保存。登二段和营一段顶部盖层封气性形成时期主要分别为泉一、二段沉积时期和登四段沉积时期,均早于沙河子组煤系源岩的大量排气期(青山口组沉积时期),封气时间的有效性好,也有利于天然气的大规模富集成藏。

**关键词** 徐深气田 登二段 营一段 盖层 封气能力 封气时期

**第一作者简介** 牟敦山 男 1964年出生 博士研究生 副教授 石油地质 E-mail: fuguang2008@126.com

**中图分类号** TE122.2<sup>+</sup>4 **文献标识码** A

徐深气田是松辽盆地至今深层发现的最大的气田,目前探明天然气储量为 $2\ 457.45 \times 10^8\ \text{m}^3$ ,分布在徐家围子断陷内。其储气层主要为下白垩统营城组一段和三段发育的火山岩(主要有流纹岩、安山岩、玄武岩、火山碎屑岩)、营城组四段发育的火山角砾岩,盖层则为下白垩统登二段发育的泥岩盖层和营一段顶部发育的火山岩(主要有凝灰岩和火山角砾岩),前者与营三段火山岩或营四段火山角砾岩构成天然气储盖组合,分布在断陷北部和南部,后者与营一段火山岩构成天然气储盖组合,仅分布在断陷南部。天然气主要来自下伏下白垩统沙河子组煤系源岩。由于该气田在断陷南部和北部含气储盖组合不同,盖层不仅层位不同,而且岩性不同,其能否有效的封闭其内的天然气,在某种程度上决定着该气田中天然气富集数量。关于天然气盖层研究前人已做过大量研究和探讨<sup>[1-7]</sup>,已形成了一套成型的盖层评价技术,但对盖层封气有效性研究,前人主要是讨论封气时间上的有效性<sup>[8-12]</sup>,而对封气能力有效性讨论的甚少,将二者综合起来的研究则更少,因此,开展徐深气田盖层封气有效性的综合研究,对于该气田形成机制研究及储量规模认识均具有重要意义。

## 1 盖层发育及分布特征

天然气钻探结果表明,徐深气田天然气盖层主要

为登二段发育的泥岩和营一段顶部发育的火山岩。登二段泥岩盖层除升深6井和西南边界缺失外几乎整个断陷分布,厚度最大可达到240m,主要分布在徐深211井处,其次是分布在徐深16井东北处,泥岩盖层厚度可达到200m,由两个高值向断陷边部登二段泥岩厚度逐渐减小,在断陷边部减小至20m以下,如图1a所示。营一段顶部火山岩盖层,与泥岩盖层一样具有高声波时差的特征,主要由凝灰岩、火山角砾岩,其次是流纹岩、角砾熔岩、安山岩和酸性喷发岩组成,其主要分布徐家围子断陷的南部,最大厚度可以达到140m,主要分布在徐深43井处,其次分布在徐深502井处,厚度可达到120m,由2个高值区向断陷边部厚度逐渐减小,在边部减小至10m以下,如图1b所示。

## 2 盖层封气能力及封气能力的有效性

由于徐深气田登二段和营一段顶部盖层埋深相对较深,压实成岩程度高,其内已无超压存在,主要为毛细管封闭。由该断陷泥岩和火山岩实测排替压力与声波时差之间关系(图2)得到,徐深气田登二段泥岩盖层排替压力最大可达到11MPa,主要分布断陷中部的徐深25井和徐深3井附近,由此向断陷四周边界登二段泥岩盖层排替压力逐渐降低,在断陷北部减小至7MPa以下,如图3a所示。营一段顶部火山

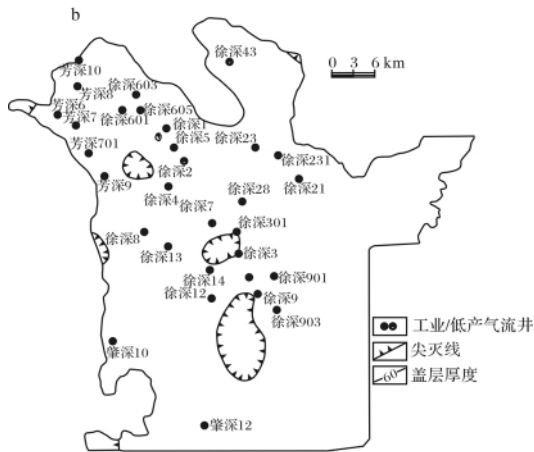
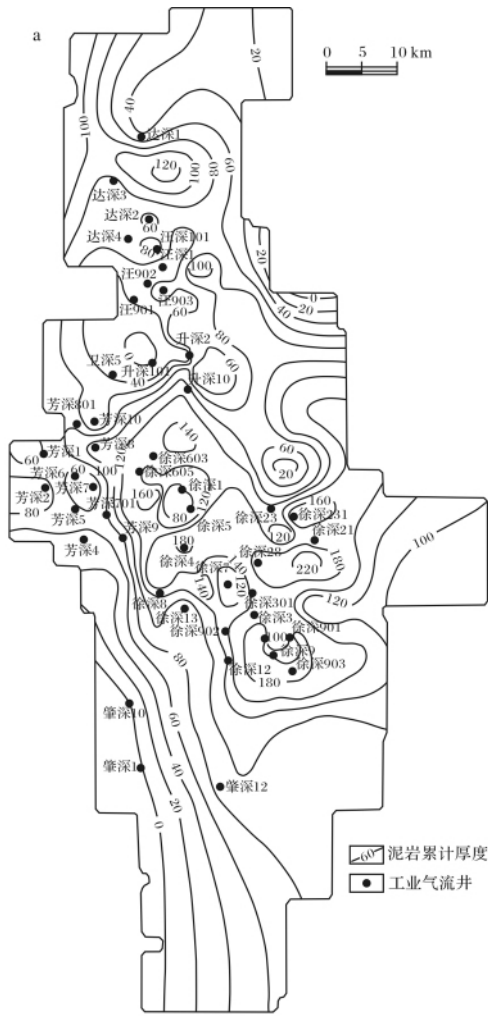


图 1 徐家围子断陷盖层厚度分布图  
a. 登二段盖层 b. 营一段顶部盖层

Fig. 1 Distribution of thickness of cap rocks in Xujiaweizi depression

替压力可达到 8 MPa,由 3 个高值区向四周排替压力值逐渐减小,在断陷边部排替压力至 1 MPa 以下,如图 3b 所示。

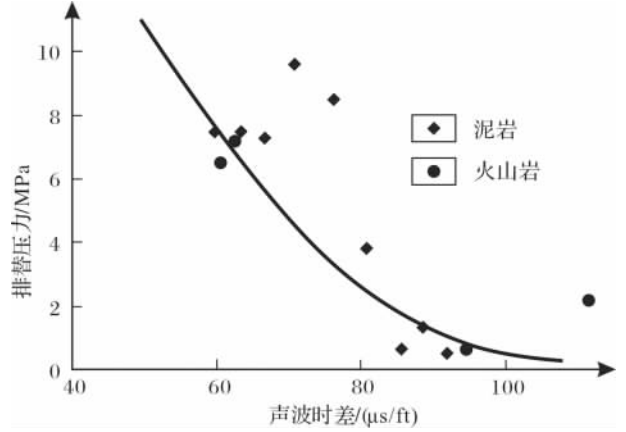


图 2 徐家围子断陷泥岩和火山岩盖层排替压力与声波时差关系  
Fig. 2 The relation of displacement pressure and interval transit time of mudstone and volcanic cap rocks in Xujiaweizi depression

由以上可以看出,徐深气田两套盖层均具有较高的毛细管封闭能力。但它们能否在能力上有效地封闭天然气,还要取决于其排替压力与储层排替压力和气藏剩余压力之和的差值的相对大小。如果盖层排替压力大于其储层排替压力和气藏剩余压力之和,那么就可以在能力上有效地封闭天然气,有利于天然气的聚集与保存;反之则就不能在能力上有效地封闭天然气,不利于天然气的聚集与保存。由徐深气田 12

表 1 徐深气田盖层封闭有效能力

Table 1 Sealing effective capacity of cap rocks in Xushen gas field

气藏	盖层层位	盖层岩性	盖层排替层排替气藏剩余层层封闭			
			替压力 /MPa	压力 /MPa	压力 /MPa	有效能力 /MPa
徐深 1	$K_1yc^1、K_1d^2$	泥岩、火山岩	6.67	1.85	2.68	2.14
徐深 8	$K_1yc^1$	火山岩	3.94	0.64	2.23	1.07
徐深 9	$K_1yc^1$	火山岩	7.61	1.80	4.46	1.35
徐深 7	$K_1yc^1、K_1d^2$	泥岩、火山岩	6.30	1.64	0.77	3.89
达深 3	$K_1d^2$	泥岩	4.90	0.07	1.86	2.97
汪深 1	$K_1d^2$	泥岩	2.80	0.06	1.40	1.33
徐深 21	$K_1yc^1$	火山岩	6.31	0.08	2.54	3.69
徐深 27	$K_1yc^1$	火山岩	7.07	1.33	0.00	5.74
徐深 12	$K_1yc^1$	火山岩	6.39	1.30	2.62	2.47
徐深 903	$K_1yc^1$	火山岩	5.23	2.19	2.82	0.22
肇深 8	$K_1yc^1$	火山岩	5.59	0.10	2.45	3.04
徐深 28	$K_1yc^1$	火山岩	5.82	0.33	0	5.48
徐深 19	$K_1yc^1$	火山岩	6.16	1.00	2.85	2.31
肇深 12	$K_1d^2$	泥岩	5.17	0.30	3.85	1.02
达深 x301	$K_1d^2$	泥岩	4.27	1.07	2.07	1.13

岩盖层排替压力最大可达到 9 MPa,主要分布在徐深 25 井东南,其次分布在徐深 2 井和徐深 232 井处,排

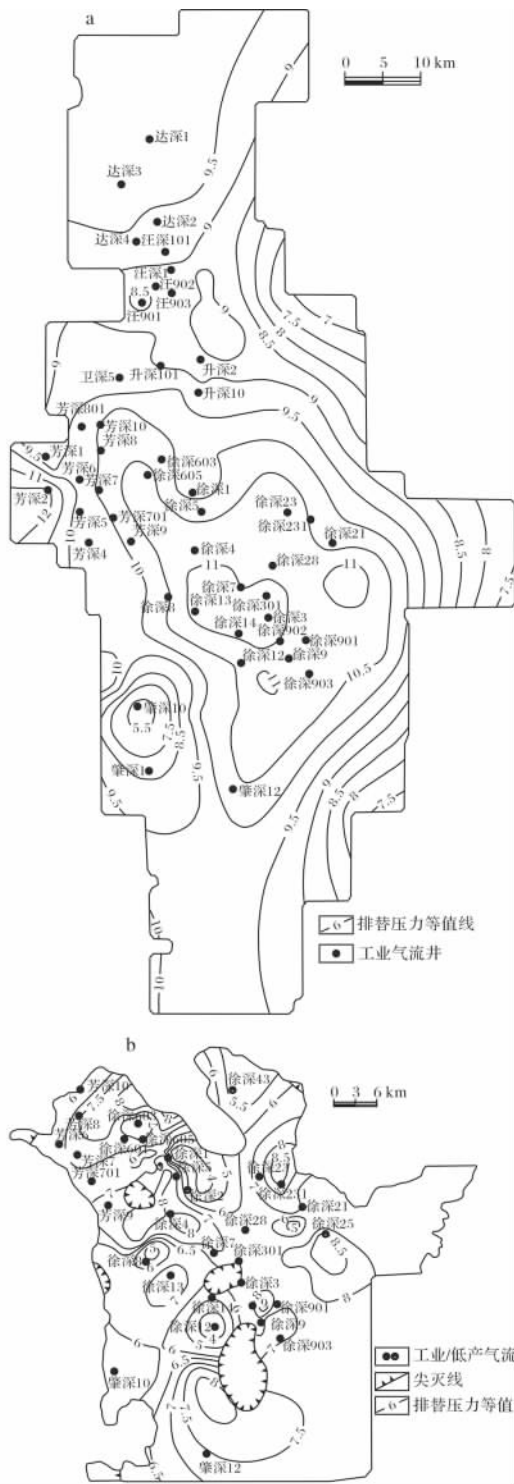


图 3 徐家围子断陷盖层排替压力分布图  
a. 登二段泥岩盖层 b. 营一段顶火山岩泥岩盖层  
Fig. 3 Distribution of displacement pressure of cap rocks in Xujiaweizi fault depression

层排替压力主要分布在 6 ~ 8 MPa, 其次是 4 ~ 6 MPa, 再次是 2 ~ 4 MPa, 最少为 8 ~ 10 MPa, 如图 4a 所示。

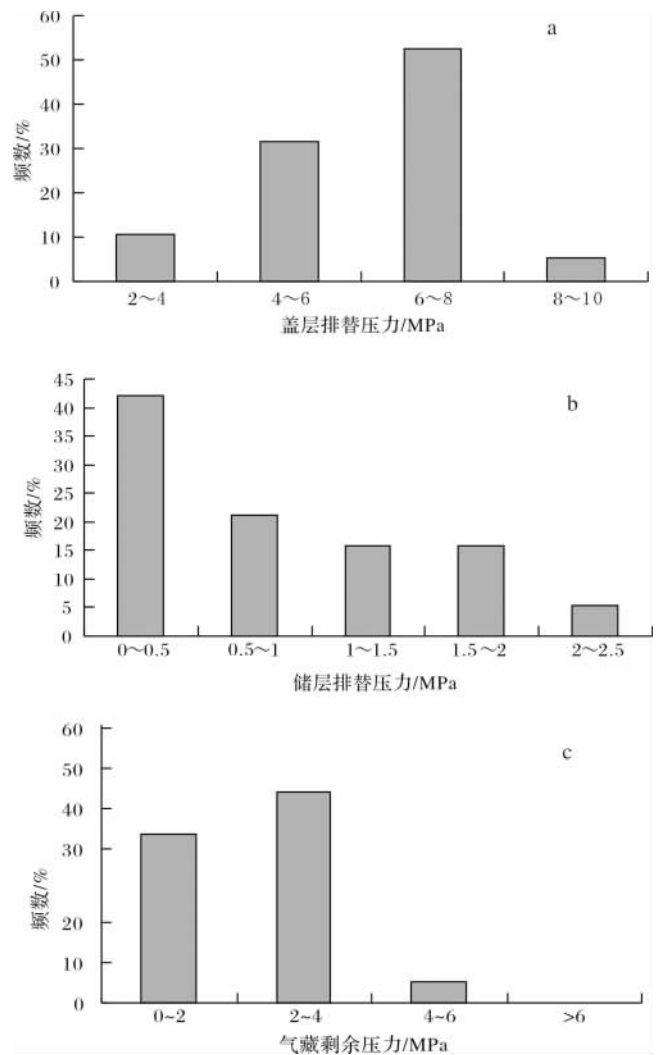


图 4 徐深气田盖层、储层排替压力和气藏剩余压力分布图  
a. 盖层排替压力 b. 储层排替压力 c. 气藏剩余压力  
Fig. 4 Distribution of cap rocks and reservoirs displacement pressure and gas reservoirs excessive pressure in Xushen gasfield

储层排替压力主要分布在 0 ~ 0.5 MPa, 其次是 0.5 ~ 1 MPa, 再次是 1 ~ 1.5 MPa 和 1.5 ~ 2 MPa, 最少为 2 ~ 2.5 MPa, 如图 4b 所示。气藏剩余压力主要分布在 0 ~ 2 MPa 和 2 ~ 4 MPa, 其次是 4 ~ 6 MPa, 如图 4c 所示。由此可以得到徐深气田 12 个气藏盖层排替压力与储层排替压力和气藏剩余压力之和的差值, 如表 1 所示。由表 1 中可以看出徐深气田 12 个气藏盖层排替压力值均大于储层排替压力值和气藏剩余压力值之和, 封气能力有效性好, 有利于天然气的聚集与保存。这一条件可能是造成徐深气田目前天然气聚集和保存的一个重要原因。

个气藏的盖层排替压力、储层排替压力和气藏剩余压力统计结果(表 1)可以看出徐深气田 12 个气藏盖

### 3 盖层封气时间的有效性

所谓盖层封气时间的有效性是指盖层封闭性形成时期与源岩大量排气期之间的匹配关系。如果盖层封闭性形成时期早于或与源岩大量排气期同期,可以封闭住气源岩排出的大量天然气,在时间上封闭天然气是有效的;相反,如果盖层封闭性形成时间晚于源岩大量排气期,盖层所能封闭住天然气的量大小主要取决于二者之间时间差的大小,二者时间差越小,盖层所能封闭住的天然气的量相对越大,在时间上封闭天然气有效性相对越好;反之则相对越差。由此看出,要研究盖层封气时间的有效性就必须首先确定盖层封闭性形成时期和源岩大量排气期。

#### 3.1 盖层封闭性形成时期

由上可知,徐深气田登二段和营一段顶部两套盖层目前均具有较强的毛细管封闭能力,但这一封闭能力并非其一经沉积就形成了。刚一沉积的泥岩和火山岩盖层压实成岩程度低、孔隙度和渗透率高,排替压力低,不具封气能力。随着埋深增加,压实作用增强,孔隙度和渗透率逐渐降低,排替压力升高,当排替压力达某一值后才开始具备封闭能力的。按照文献<sup>[3]</sup>盖层封闭能力的评价标准,通常认为盖层排替压力达到1 MPa开始初具有封气能力,故可以把排替压力等于1 MPa作为盖层开始封气形成时期,据此利用图2中排替压力与声波时差值之间关系,可以得到排替压力等于1时所对应的声波时差值。由此值再利用声波时差与埋深关系确定出与之所对应的埋深值,最后根据该区地层厚度和沉积速率资料便可得到徐深气田8个气藏盖层封闭能力的形成时期,如表2所示。由表2中可以看出,徐深气田8个气藏登二段盖层封气能力形成时期为登三段—泉三段沉积时期,主要为泉一、二段沉积时期。营一段顶部盖层封气性形成时期为登三段—泉二段沉积时期,主要为登四段沉积时期。

#### 3.2 源岩大量排气期

气源对比结果表明,徐深气田天然气主要来自下伏的沙河子组煤系源岩。沙河子组煤系源岩在徐家围子断陷分布广泛,厚度一般大于400 m,以3个北东向斜列的北西向沉降中心为中心,最大厚度可达600~800 m,断陷边部沙河子组煤系源岩厚度一般为100~200 m。地化分析资料表明,沙河子组源岩有机质丰富,有机碳含量为0.12%~4.53%,平均为1.52%,氯仿沥青“A”为0.002 2%~0.082 6%,平均

为0.021%, $S_1 + S_2$ 为0.02~9.89 mg/g,平均为2.02 mg/g。有机质类型以Ⅲ型干酪根为主,其次是Ⅱ<sub>B</sub>型干酪根。有机质镜质体反射率为1.70%~3.56%,平均为8.62%,已达到了过成熟阶段。目前生气强度最高可达到 $180 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ <sup>[13]</sup>。

表2 徐深气田气藏盖层封闭性形成时期统计  
Table 2 Formation period of sealing of gas reservoir in Xushen large gasfield

气井	盖层层位	盖层平均	排替	盖层封闭	盖层封
		埋深	压力	形成时	闭形成
		/m	/MPa	埋深/m	时期
徐深12	营城组火山岩顶部	3601.5	3.8	558	登四段
	登二段	3544.1	7.2	558	泉二段
徐深1井	营城组火山岩顶部	3424.6	6.5	750	泉二段
	登二段	3253.8	6.9	750	泉二段
徐深21	营城组火山岩顶部	3655.8	6.9	604	登四段
	登二段	3472.6	7.7	604	泉一段
徐深27	营城组火山岩顶部	3863.4	7.1	735	登三段
	登二段	3722.1	7.8	735	登三段
徐深28	营城组火山岩顶部	4061.9	5.8	710	登三段
	登二段	3853.6	7.5	710	登三段
徐深7井	营城组火山岩顶部	3850.9	6.5	641	登四段
	登二段	3729.6	6.0	641	泉一段
徐深8井	营城组火山岩顶部	3616.4	4.3	685	泉一段
	登二段	3550.6	5.7	685	泉二段
徐深9井	营城组火山岩顶部	3575.8	7.6	578	登四段
	登二段	3562.7	7.1	578	登四段

根据源岩生排气史模拟研究得到,徐家围子断陷沙河子组煤系源岩于营城组沉积末期开始向外排气,在青山口组沉积时期达到排气高峰期,在明水组沉积末期排气量明显减少,如图5所示。

#### 3.3 盖层封气时间的有效性

由上述徐深气田2套盖层封闭性形成时期和沙河子组煤系源岩大量排气期之间关系(图5)可以看出,徐深气田登二段和营一段顶部盖层封闭性形成时期均早于沙河子组煤系源岩大量排气期,对于封闭沙河子组煤系源岩生成排出进入营城组储层中的天然气在时间上是有效的,有利于天然气在其下营城组火山岩储层中大规模聚集成藏,这可能是徐深气田之所以能形成大气田的又一非常重要的原因。

### 4 结论

(1) 徐深气田天然气盖层主要为登二段发育的泥岩和营一段顶部发育的火山岩盖层,前者整个断陷分布,是断陷南部营四段火山角砾岩储层中天然气和

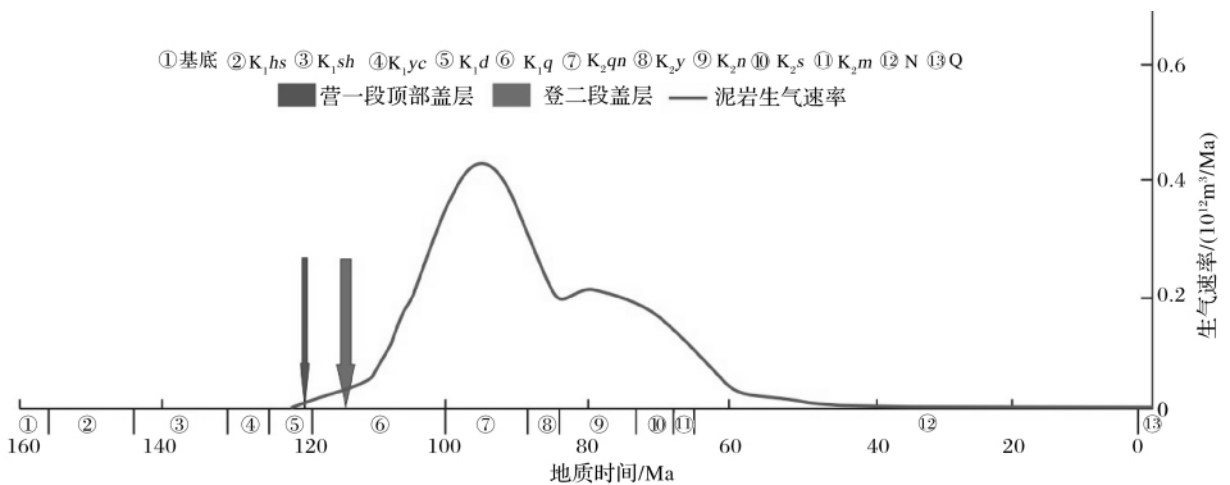


图5 徐深气田盖层封闭性形成时期与沙河子组源岩大量排气期匹配关系

Fig. 5 The relation between formation period of sealing of cap rock and expulsion gas period of  $K_1sh$  gas source rock in Xushen gasfield

断陷北部营三段火山岩储层中天然气的盖层,后者仅分布断陷南部,是营一段火山岩储层天然气的盖层。

(2) 徐深气田中12个气藏盖层排替压力值均大于储层排替压力值和气藏剩余压力值之和,封气能力的有效性好,有利于天然气聚集与保存。

(3) 徐深气田登二段和营一段顶部盖层封闭性形成时期主要分别为泉一、二段和登四段沉积时期,均早于沙河子组煤系源岩的大量排气期(青山口组沉积时期),封气时间的有效性好,也有利于天然气的大规模富集成藏。

### 参考文献 (References)

- 于丹,付晓飞,吕延防,等. 徐家围子断陷深层天然气盖层特征及封盖性评价[J]. 吉林大学学报:地球科学版, 2009, 39(5): 773-780 [Yu Dan, Fu Xiaofei, Lü Yanfang, et al. Cap-rock characteristic and sealing ability evaluation of deep Xujiaweizi fault depression [J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2009, 39(5): 773-780.]
- 胡国艺,李谨,崔会英,等. 塔东地区天然气生成地质模式及其封盖条件评价[J]. 中国科学 D 辑:地球科学, 2008, 38(S2): 87-96 [Hu Guoyi, Li Jin, Cui Huiying, et al. Geological model of natural gas generation and evaluation of caprock conditions in the eastern of Talimu Depression [J]. Science in China (Series D): Earth Sciences, 2008, 38(S2): 87-96]
- 吕延防,付广,高大岭,等. 油气藏封盖研究[M]. 北京:石油工业出版社, 1996: 4-30 [Lü Yanfang, Fu Guang, Gao Daling, et al. Research on Seal of Oil-Gas Reservoirs [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 4-30]
- 郝石生,陈章明,高耀斌,等. 天然气藏的形成与保存[M]. 北京:石油工业出版社, 1995: 91-110 [Hao Shisheng, Chen Zhangming, Gao Yaobin, et al. Formation and Preservation of Gas Reservoirs [M].

Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 91-110]

- 郝石生,黄志龙. 天然气盖层研究与评价[J]. 沉积学报, 1991, 9(4): 20-26 [Hao Shisheng, Huang Zhilong. Research and evaluation of gas cap rock [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1991, 9(4): 20-26]
- 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]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 742-745 [Lü 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): 742-745.]
- 付广,刘江涛. 我国大中型气田形成的封盖保存条件[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 662-666 [Fu Guang, Liu Jiangtao. Sealing and preservation conditions for large and medium gas fields of China [J]. Petroleum Exploration & Development, 2006, 33(6): 662-666]
- 戴金星,邹才能,陶士振,等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 473-484 [Dai Jinxing, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Formation conditions and main controlling factors of large gas fields in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(4): 473-484]
- 刘纯刚,郭淑梅,徐艳姝,等. 泥岩盖层对各种相态天然气封闭性演化阶段划分及意义[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(3): 13-17 [Liu Chungang, Guo Shumei, Xu Yanshu, et al. Division of seal evolution stages of shale caprocks to gas in each phase and its research significance [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(3): 13-17]
- 刘江涛,李杰,杨景勇. 准噶尔南缘前陆冲断带盖层封闭能力及其对油气的控制作用[J]. 大庆石油学院学报, 2009, 33(1): 12-16 [Liu Jiangtao, Li Jie, Yang Jingyong. Seal capacity of caprock and its control on hydrocarbon in the foreland thrust belt of Junggar basin [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2009, 33(1): 12-16.]
- 刘安英,包丽. 徐家围子断陷断裂对盖层及天然气分布的影响[J]. 天然气工业, 2009, 29(8): 8-11 [Liu Anying, Bao Li. The impacts of faults on seal and gas distribution in Xujiaweizi fault depression [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(8): 8-11]

- sion [J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29( 8): 8-11]
- 12 王雅春, 李刚, 杨宏松, 等. 徐家围子断陷储盖组合及对天然气富集的控制作用[J]. *大庆石油学院学报*, 2009, 33( 4): 5-8 [Wang Yachun, Li Gang, Yang Hongsong, *et al.* Reservoir seal assemblage in Xujiaweizi fault depression and its control effect on natural gas enrichment[J]. *Journal Daqing Petroleum Institute*, 2009, 33( 4): 5-8]
- 13 付广, 王有功. 火山岩天然气成藏要素时空匹配及对气藏的控制

作用: 以徐家围子地区深层为例[J]. *地球科学-中国地质大学学报* 2008, 33( 3): 342-348 [Fu Guang, Wang Yougong. Time and space matching relation among accumulation essential factors of gas reservoirs in volcanic rock and its controlling to gas accumulation: a case study of deep strata of Xujiaweizi region[J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 2008, 33( 3): 342-348. ]

## Research on Sealing Gas Effectiveness of Cap Rock in Xushen Gasfield

MU Dun-shan FU Guang HU Ming

(Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318)

**Abstract** Through drilling and seismic data, development and distribution of caprock of Xushen gas field was studied. It was considered that caprock of Xushen gas field is mainly mudstone caprock of  $K_1d^2$  and volcanic caprock on top of  $K_1yc^1$ , and the former which distributes in the whole of depression is caprock of gas reserved in  $K_1yc^4$  volcanic breccia in the south of depression and caprock of gas reserved in  $K_1yc^3$  volcanic in the north of depression, the later which distributes in the south of depression is caprock of gas reserved in volcanic. Through test and logging data, displacement pressure of caprock and reservoir and excessive pressure of gas reservoirs were studied. It was considered that displacement pressure of caprock in 12 gas reservoirs is larger than the sum of displacement pressure of gas reservoirs. Their seal gas ability effectiveness is good, and it is favorable for gas to accumulate and preserve. Through the study of evolution of seal gas ability of caprock and relation between formation period of seal gas ability and massive expulsion gas period of seal source rock, it was considered that formation period of seal gas of  $K_1d^2$  caprock and  $K_1yc^1$  caprock are sedimentary period of  $K_1q^{1-2}$  and  $K_1d^4$  and they are earlier than massive expulsion gas period of gas source rock (Sedimentary period of  $K^1sh$ ). Their seal gas time effectiveness is good. It is favorable for large-scaled gas accumulation.

**Key words** Xushen gasfield;  $K_1d^2$ ;  $K_1yc^1$ ; cap rock; seal ability; seal period