

# 莺歌海盆地 DF 区高温高压带高含水及低含气饱和度天然气藏成因分析

马 剑<sup>1</sup>, 黄志龙<sup>1</sup>, 李绪深<sup>2</sup>, 裴健翔<sup>2</sup>, 吴红烛<sup>1</sup>, 朱建成<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057)

**摘要:**利用超高压流体相态分析系统测定不同温度、压力条件下天然气中凝析水的含量,利用半渗透隔板实验测定不同物性储层样品的最大含气饱和度,结合实际地质资料,分析莺歌海盆地 DF 区高温高压带气藏中水的来源、气藏较高含水饱和度及较低含气饱和度的原因。结果表明:甲烷气相中凝析水的含量随温度的增高而增加,随压力的增高反而降低,实验最高温度、最高压力条件下(180 ℃、130 MPa)甲烷气中凝析水的摩尔分数仅占整个气相体系的 1.51%,说明高温高压条件下气藏中凝析水含量并不高,高温高压带气藏产出的水主要是孔隙水,凝析水不是主要的;储层含气饱和度主要与储层物性和是否发育隔层有关,储层物性变差,其最大含气饱和度迅速降低,非(或差)渗透性隔层的存在也会使气藏纯气段含气饱和度降低。莺歌海盆地 DF 区高温高压带天然气藏较高含水及较低含气饱和度的主要原因是低渗储层和隔层发育,而不是高的凝析水含量。

**关键词:**凝析水; 含气饱和度; 低渗储层; 高温高压; 莺歌海盆地

**中图分类号:**TE 122.1      **文献标志码:**A

**引用格式:**马剑,黄志龙,李绪深,等. 莺歌海盆地 DF 区高温高压带高含水及低含气饱和度天然气藏成因分析[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(5):43-49.

MA Jian, HUANG Zhilong, LI Xushen, et al. Cause analysis of natural gas with high water saturation and low gas saturation in high-temperature and high-pressure zone of DF area in Yinggehai Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(5): 43-49.

## Cause analysis of natural gas with high water saturation and low gas saturation in high-temperature and high-pressure zone of DF area in Yinggehai Basin

MA Jian<sup>1</sup>, HUANG Zhilong<sup>1</sup>, LI Xushen<sup>2</sup>, PEI Jianxiang<sup>2</sup>, WU Hongzhu<sup>1</sup>, ZHU Jiancheng<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;  
2. Zhanjiang Branch of CNOOC Limited, Zhanjiang 524057, China)

**Abstract:** The water content in the coexisting gas phase was measured under high temperature and high pressure, using an ultra-high pressure fluid PVT system. Using the micropore membrane technique, the maximum gas saturation of samples with different physical properties was measured. Based on the experimental results, and combined with the study of the actual geological data, the source of water and the cause of gas reservoirs with high water saturation and low gas saturation are analyzed in the high-temperature and high-pressure zone of DF area, Yinggehai Basin. The results show that there is a positive correlation between water content in the coexisting gas phase and temperature, and a negative correlation between water content and pressure. The water content is not very high at the highest temperature of 180 ℃ and the highest pressure of 130 MPa in this experiment, with its mole fraction only accounting for 1.51% of the whole gas phase system. The condensate water content in the gas reservoir is not very high at high temperature and pressure. The output water of gas reservoirs is mainly from pore wa-

收稿日期:2014-12-20

基金项目:“十二五”国家重大专项(2011ZX05023-004-008)

作者简介:马剑(1987-),女,博士研究生,研究方向为油气藏形成与分布。E-mail:202majian@163.com。

通讯作者:黄志龙(1962-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为油气藏形成机理与分布规律。E-mail:huang5288@163.com。

ter in the layers, and the condensate water is not the main source. The gas saturation of gas reservoirs are mainly controlled by the physical property of the reservoir and the impermeable interlayers. When the physical property becomes poor, its maximum gas saturation will reduce rapidly. In addition, impermeable or poor permeable interlayers will also lead to the reduction of the gas saturation in the gas reservoir. Therefore, low permeability reservoirs and the occurrence of interlayers should be the main causes of gas reservoirs with high water saturation and low gas saturation in the high-temperature and high-pressure zone of DF area, Yinggehai Basin, rather than the high condensate water content.

**Keywords:** condensate water; gas saturation; low permeability reservoir; high temperature and high pressure; Yinggehai Basin

近年来,莺歌海盆地中深层高温高压带发现了天然气藏,但含气饱和度普遍较低。测试结果显示,气藏中普遍含水,有的含水量还比较大。实际上,在中国其他盆地天然气藏中也存在类似的现象,例如东海盆地的一些天然气藏。目前,对这些气藏中水的来源具有争议:一种观点认为这些水是气藏中溶于天然气的气态水,高温高压条件下天然气藏中气态水含水量较高,随着温度压力的下降,气态水凝结成液态水,气藏中的水大部分属于气相中的凝析水;另一种观点认为,气藏中含水量较高是由于高温高压带天然气和水两相分异较差造成的。前人对甲烷气相中凝析水含量的研究较少,且仅限于纯水和NaCl溶液,高温高压条件下的研究更少,实验压力最高不超过80 MPa<sup>[1]</sup>,不能满足莺歌海盆地的实际地质条件。关于气藏中含气或含水饱和度的成因,前人在对陆上盆地(尤其是致密砂岩气)进行研究时,曾提出储层岩性、物性、孔喉结构以及非均质性是制约含气饱和度高低的关键因素<sup>[2-3]</sup>,但对海上高温高压盆地研究较少。并且,含气或含水饱和度的研究大都局限于测井和地球物理的方法<sup>[4-8]</sup>,也有人用模拟实验的方法研究含气或含水饱和度<sup>[9-10]</sup>,半渗透隔板实验就是其中之一。为了探索莺歌海盆地高温高压带气藏中水的成因和含气饱和度的控制因素,笔者通过气相中凝析水含量的测定实验,对气相中凝析水含量进行研究,结合实测样品的最大含气饱和度,分析气藏较高含水饱和度及较低含气饱和度的原因。

## 1 地质概况

莺歌海盆地位于中国海南省与越南之间的莺歌海海域,是在前古近系基底上发育起来的新生代高温高压盆地,总体呈NNW走向,面积约 $12.7 \times 10^4$  km<sup>2</sup><sup>[11]</sup>。盆地以①号断裂和黑水河大断裂为界,可划分为3个一级构造单元:莺东斜坡带、莺西斜坡带和中央坳陷带(图1)。由于受近代板块运动诱发的岩石圈多幕伸展与红河断裂右旋扭动联合作用,中

央坳陷带发育五排雁列式排列的底辟构造。研究区位于中央坳陷带中央底辟区北部,包括底辟核部的DF1-1区及其底辟翼部的DF13-1和DF13-2区(图1),目的层位黄流组(N<sub>1h</sub>)处于高温超压带,压力系数大于1.8<sup>[12]</sup>。研究区内已成功钻探20余口高温高压探井,在异常高温高压带发现了大量岩性气藏和构造-岩性气藏。

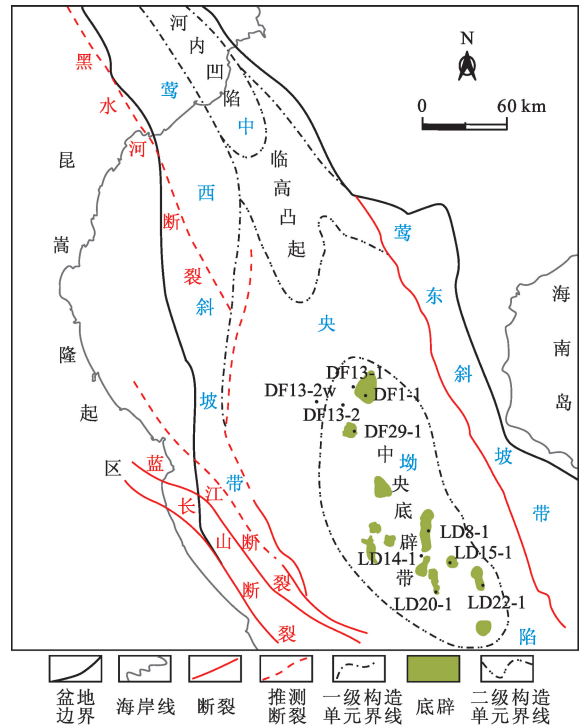


图1 莺歌海盆地构造划分图<sup>[13]</sup>

Fig. 1 Regional tectonic division of Yinggehai Basin

## 2 气相中凝析水含量实验

### 2.1 实验装置和实验条件

利用超高压流体相态分析系统测定天然气中凝析水含量,该装置产自法国ST公司,主要由PVT容器、恒温空气浴、压力传感器、温度传感器、样品筒、搅拌器、高压计量泵、操作控制系统和观察记录系统等组成。工作最高温度为200℃,最高压力为150 MPa,温度和压力的精度分别为 $\pm 0.1$ ℃和 $\pm 0.01$

MPa。高压釜为柱塞式变体积釜,其体积变化可通过计算机控制的马达驱动活塞进行控制,最大体积为 240 mL。实验过程具有可视性,可以通过一个蓝

宝石窗口观测到体系相态的变化,并被一个连接到电脑的高像素摄像装置记录下来。实验原理和实验设备照片如图 2 所示。

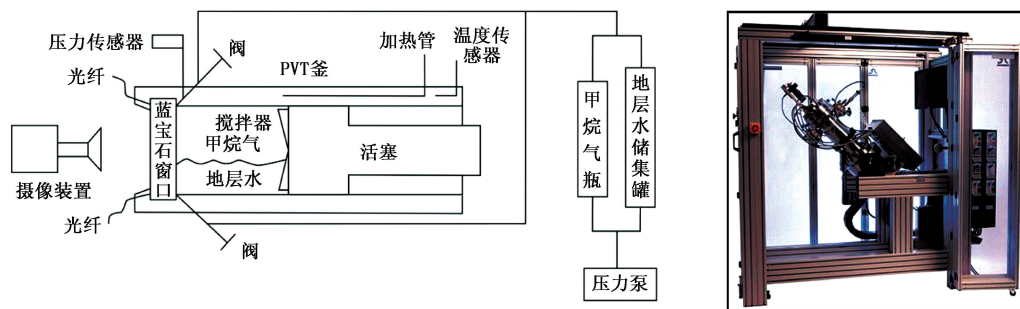


图 2 实验原理图及设备照片

Fig. 2 Schematic diagram of experimental apparatus and photograph of ultra-high pressure fluid PVT system

实验用工业甲烷气纯度达到 99.99%, 地层水为自配的按苏林分类法矿化度为 19.256‰ 的  $\text{NaHCO}_3$  型水, 密度为  $1.0116 \text{ g/cm}^3$ , 接近中国南海高温高压盆地储层的地层水性质。实验选取的温度点为: 80、100、120、140、160、180 °C。实验选取的压力点为: 30、50、70、90、110、130 MPa。

## 2.2 实验流程

为得到气相中凝析水含量的实验数据, 设计实验步骤如下:

(1) 实验前, 把 PVT 釜、管线和样品桶等清洗干净、干燥和抽真空, 然后进行设备密封性检查, 即用高压泵将甲烷气转入 PVT 釜中, 加高压至测试压力, 恒温恒压 48 h, 压力一直保持稳定, 表明系统密封性好。

(2) 密封性检查完毕后, 用高压泵将储集罐中的地层水泵入 PVT 釜中, 再将甲烷气瓶中足量的甲烷气注入 PVT 釜; 在操作控制系统中输入温度和压力, 通过计算机自动控制对 PVT 釜进行空气浴加热, 并通过精密马达驱动活塞对 PVT 釜中气-液体系进行加压。

(3) 通过操作控制系统运行搅拌器, 对 PVT 釜中的气液体系进行搅拌, 搅拌时间 2 h, 使其充分溶解; 停止搅拌, 恒定 PVT 釜中气-液体系的温度和压力, 稳定 4 h, 直至体系中气-液相态平衡, 此时可以拍下照片。

(4) PVT 釜中气-液体系平衡后用转样器在恒温恒压条件下从 PVT 釜上端取出一定量气体, 在 PVT 釜上记录取出的气体在高压条件下的体积。

(5) 对取出的气体样品进行闪蒸实验, 用精度为 0.01 g 的天秤称量气体样品中凝结的液态水的质量, 在常温常压下用精度为 0.01 mL 的气体体积

计量器计量气体样品中甲烷气的体积。

(6) 将得到的数据均转化为标准状态下对应的质量和体积, 并计算该温度压力条件下气相甲烷气中凝析水含量。

以上步骤为一个温度和一个压力点的测试, 重复以上步骤完成第二个温度、压力点测试, 直至完成所有温度和压力点的实验。为了和前人数据对比, 凝析水含量这里用的是摩尔分数。需要指出的是, 步骤(5)中每个温度、压力点闪蒸实验重复 3 次, 各温度、压力点的凝析水含量是 3 次闪蒸实验的平均值。

## 2.3 气相中凝析水含量实验结果分析

本次实验共得到 36 组实验数据(表 1)。从数据的分析结果来看, 气相中凝析水含量与温度呈正相关关系, 与压力呈负相关关系(图 3):

(1) 甲烷气中凝析水含量随温度的升高而升高, 低温时甲烷气中水的含量随温度变化幅度较小, 高温时甲烷气中凝析水含量随温度变化幅度较大; 且压力较高时(如 130 MPa), 温度对甲烷气中凝析水的量的影响较小(图 3(a))。

(2) 甲烷气中凝析水含量随压力的增加反而降低, 低压时甲烷气中凝析水含量随压力降低幅度较大, 高压时降低幅度较小; 温度小于 100 °C 左右时, 压力对甲烷气中凝析水含量的影响比较小, 温度大于 100 °C 左右时, 压力对其影响明显增大(图 3(b))。

气相中凝析水含量与温度和压力的关系与前人的研究结果一致, 即甲烷气相中凝析水的含量随着压力的增大而减小, 随着温度的增高而增大<sup>[14-19]</sup>。所以, 甲烷气中凝析水含量不是在高温高压条件下最高, 而是在高温低压时最高、低温高压时最低。本次实验的最高温压条件即温度 180 °C、压力 130

MPa 时甲烷气中凝析水含量仅为 12.36 g/m<sup>3</sup>, 摩尔分数占整个气相体系的 1.51%, 所以在高温高压条件下, 气相中水含量是很小的。这也说明了高温高压条件下, 甲烷气和水仍表现为气液两相, 天然气主要是气态, 地层水主要呈液态。Olds 等<sup>[14]</sup>也做过类

似的实验, 但实验条件是淡水, 且实验压力较低。温度为 100 °C 左右和 140 °C 左右的两组实验数据对比结果表明, 本次实验和 Olds 等的实验结果在低压时两者吻合性较好, 同时也说明地层水的类型对凝析水的影响不是很大(图 4)。

表 1 实验测得不同温度压力条件下气相中凝析水的摩尔分数

Table 1 Experimental mole fraction of water content in coexisting gas phase under different temperatures and pressures

T/°C	p/MPa					
	30	50	70	90	110	130
80	0.00345	0.00302	0.00260	0.00225	0.00190	0.00161
100	0.00662	0.00519	0.00401	0.00336	0.00295	0.00240
120	0.01154	0.00803	0.00644	0.00528	0.00452	0.00396
140	0.02104	0.01359	0.01080	0.00844	0.00767	0.00651
160	0.03599	0.02323	0.01850	0.01473	0.01237	0.01008
180	0.06047	0.03769	0.02793	0.02296	0.01870	0.01515

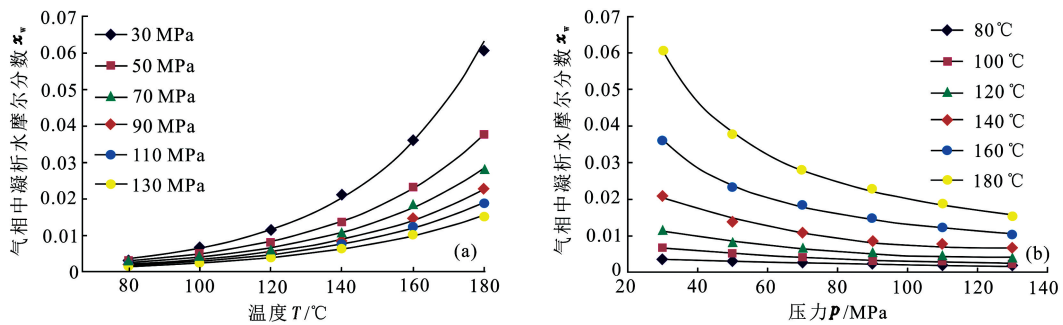


图 3 甲烷气相中凝析水的含量与温度、压力的关系

Fig. 3 Relationship between experimental water content in coexisting gas phase and temperature and pressure

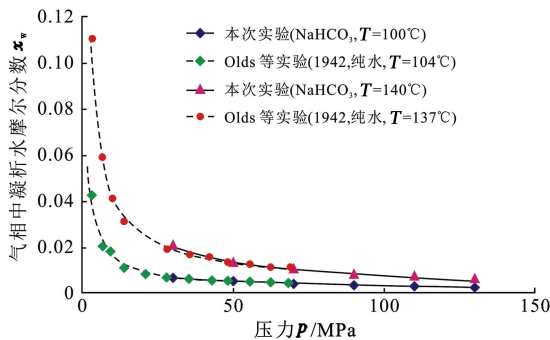


图 4 不同溶液条件下气相中凝析水的含量

Fig. 4 Experimental water content in coexisting gas phase in different solutions

### 3 高含水和低含气饱和度天然气藏成因分析

#### 3.1 高温高压带气藏中水的来源

甲烷气中凝析水含量的实验可以较好地解释天然气藏产水的性质。在中国南海莺歌海盆地高温高压带的勘探中, 发现天然气中普遍含有一定量的水,

且有的含量较高(表 2), 有人怀疑这些水是气藏中溶于天然气的气态水。然而, 本次实验数据不支持这一观点, 因为高压气藏日产水气比值一般都大于相同温压实验条件下天然气中凝析水含量, 并且同一气藏浅部位水气比值远低于深部位, 这说明高温高压带气藏中除了有少量凝析水外, 气藏中尚有自由水。目前每口气井都出水, 但含量不等, 这些水主要是孔隙水, 而不是凝析水。分析其原因主要有两个: 一是储层岩性以粉砂岩为主, 泥质含量较高, 物性比较差, 尤其是渗透率较低, 导致低渗储层孔隙中束缚水含量较高; 二是低渗储层非均质性较强, 气藏中某些物性差的薄层气水分异差, 含水量较高。

#### 3.2 高含水和低含气饱和度气藏的成因

莺歌海盆地 DF 区高温高压带黄流-梅山组主要发育中高孔、中低渗储层, 且低渗储层比例较大(储层孔隙度主要分布在 10% ~ 20%, 渗透率主要分布在 (0.1 ~ 100) × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>)。由这种储层组成的圈闭, 不仅发育相当厚的气水过渡带, 而且还具有较高的含水饱和度。为了分析这些气藏较低含气饱

和度和较高含水饱和度的原因,本次通过半渗透隔板气驱水实验获得了不同物性条件下储层岩心样品

的最大含气饱和度,结合实际地质资料,分析含气饱和度的控制因素及低含气饱和度的原因。

表 2 气井实际产水量与标准状态下计算的气相中凝析水含量的对比

Table 2 Comparison between actual water outputs of gas wells and calculated water content according to experimental data in standard temperature and pressure

井名	深度 H/m	岩性	孔隙度 $\varphi/\%$	渗透率 $k/10^{-3}\mu\text{m}^2$	日产气/ $\text{m}^3$	日产水/ $\text{m}^3$	水气比/ $(\text{g}\cdot\text{m}^{-3})$	计算凝析水 含量/ $(\text{g}\cdot\text{m}^{-3})$
DF13-2-A	3000	细砂岩	18.80	16.3	560 945	少量		6.63
DF1-1-B	2910	细砂岩			636 903	微量		6.25
DF1-1-B	2948	细砂岩			473	18.5	39 112.05	6.39
DF13-1-C	2909	细砂岩	19.22	11.78	83 605	17.3	206.93	6.25
DF13-1-D	2858	粉砂岩	19.68	4.98	142 953	10.4	72.75	6.02
DF1-1-E	2780	细砂岩	20.34	3.18	101 809	16	157.16	5.63
DF1-1-F	2625	细砂岩			14 883	微量		3.82
DF1-1-F	2664	细砂岩			20 213	19.6	969.67	3.85

首先,储层物性控制气藏含气饱和度的高低。半渗透隔板气驱水实验实测数据显示,DF 区黄流组储层最大含气饱和度(即  $S_g = 1 - S_{wi}$  束缚水饱和度)与储层物性呈较好的正相关性,与储层渗透率的相关性要更好一些(图 5)。储层物性变差,其最大含

气饱和度迅速降低。其中,中渗储层最大含气饱和度为 65% ~ 75%,对应束缚水饱和度为 20% ~ 35%,低渗储层的最大含气饱和度为 20% ~ 65%,对应束缚水饱和度为 35% ~ 80%。

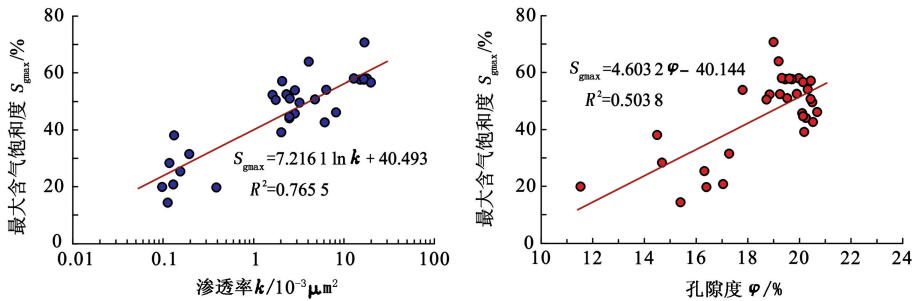


图 5 DF 区黄流组储层物性与最大含气饱和度关系

Fig. 5 Relationship between maximum gas saturation and physical properties of reservoirs in Huangliu Formation of DF area

其次,储层中非渗透性隔层的存在也会降低气藏含气饱和度和气水分异程度。以大型叠覆海底扇沉积砂体为主要储集体的 DF13-2 区、DF13-1 区,甚至 DF1-1 区,黄流组各气组中普遍存在非渗透性隔层。这些非渗透性隔层的存在使得宏观上连通的、本来具有较高圈闭闭合度的单个岩性圈闭(或构造-岩性圈闭)成为多个复合圈闭,延长了各气组气水过渡带的厚度,降低了纯气段厚度和含气饱和度,同时也使各气组气水关系变得更加复杂。例如,地震资料和储层预测结果均表明,DF1-1-B、DF13

-1-C 和 DF13-1-G 井钻遇的黄流组 I 气组是同一砂体圈闭,这三口井 MDT 测压资料也显示,钻遇的 I 气组属于统一的压力系统,具有相同的气水界面,该气组是一个独立的气藏,但该气组纵向上气水过渡带厚度不一,纯气段厚度和含气饱和度差别较大(图 6)。

在莺歌海盆地 DF 区中深层高温高压带,储层物性以低渗为主,且非(差)渗透性隔层发育,这是导致天然气藏较高含水饱和度及较低含气饱和度的主要原因。

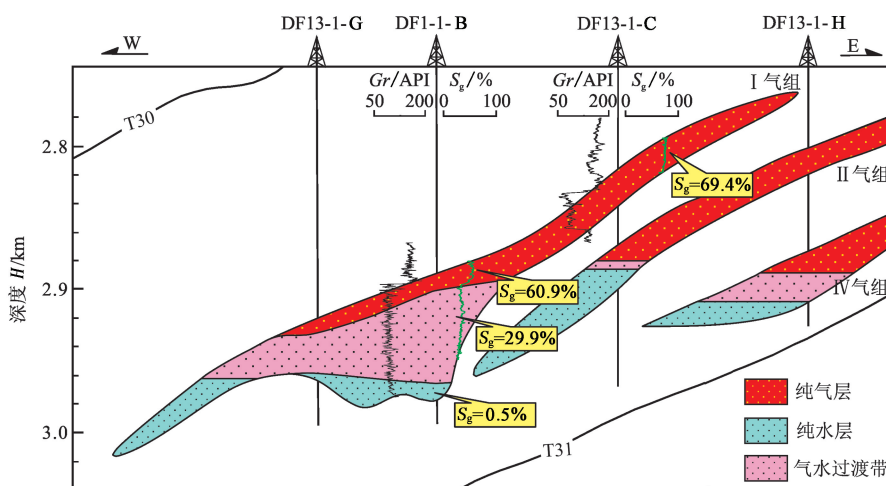


图6 DF13-1区黄流组I气组含气饱和度变化

Fig. 6 Change of gas saturation in  $N_1h^1$  I gas group of DF13-1 area

## 4 结论

(1) 甲烷气相中凝析水含量与温度呈正相关关系, 随温度的增高而增大, 在低温时增大幅度较小, 温度越高增大幅度越大; 凝析水含量与压力呈负相关关系, 随压力的增高反而降低, 低压时降低幅度较大, 高压时降低幅度较小。实验的最高温度、最高压力条件下甲烷气相中凝析水含量不高, 180 °C、130 MPa 时甲烷气中凝析水的摩尔分数仅占整个气相体系的 1.51%, 说明高温高压气藏中凝析水含量并不高, 莺歌海盆地 DF 区高温高压带气藏中产出的水主要是孔隙水, 凝析水不是主要的。

(2) 储层物性变差, 其最大含气饱和度迅速降低; 非(或差)渗透性隔层的存在也会降低气藏纯气段厚度和含气饱和度。控制储层含气饱和度的主要因素为储层物性和隔层, 低渗储层和隔层发育是莺歌海盆地 DF 区高温高压带天然气藏较高含水及较低含气饱和度的主要原因。

## 参考文献:

- [1] DUAN Z H, MAO S D. A thermodynamic model for calculating methane solubility, density and gas phase composition of methane-bearing aqueous fluids from 273 to 523 K and from 1 to 2000 bar[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2006, 70:3369-3386.
- [2] 黎菁, 赵峰, 刘鹏. 苏里格气田东区致密砂岩气藏储层物性下限值的确定[J]. *天然气工业*, 2012(6):31-35.  
LI Qing, ZHAO Feng, LIU Peng. Determination of lower limits of porosity and permeability of tight sand gas reser-

voirs in the eastern block of the Sulige Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 2012(6):31-35.

- [3] 姜林, 柳少波, 洪峰, 等. 致密砂岩气藏含气饱和度影响因素分析[J]. *西南石油大学学报:自然科学版*, 2011(6):121-125.  
JIANG Lin, LIU Shaobo, HONG Feng, et al. Analysis of controlling factors on gas saturation in tight sandstone reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2011(6):121-125.
- [4] 张超谔, 张占松, 郭海敏, 等. 水驱油电阻率与含水饱和度关系的理论推导和数值模拟研究[J]. *中国科学D辑:地球科学*, 2008(38):151-156.  
ZHANG Chaomo, ZHANG Zhansong, GUO Haimin, et al. Theoretical derivation and numerical simulation research of water drive oil resistivity and water saturation[J]. *Science China Series D: Earth Sciences*, 2008(38):151-156.
- [5] 巴晶, 晏信飞, 陈志勇, 等. 非均质天然气藏的岩石物理模型及含气饱和度反演[J]. *地物理学报*, 2013, 56(5):1696-1706.  
BA Jing, YAN Xinfeng, CHEN Zhiyong, et al. Rock physics model and gas saturation inversion for heterogeneous gas reservoirs[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2013, 56(5):1696-1706.
- [6] CAROLINA B, ANDRE'A. Determination of water saturation by angular competitive neural network[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013(102):47-56.
- [7] NABIL A B, PETER R K, MARTIN J B, et al. Development of artificial neural network models for predicting water saturation and fluid distribution[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009(68):197-208.
- [8] MORTEZA A, MAT H Y, GHOLAMREZA Z, et al. In-

- roducing new method to improve log derived saturation estimation in tight shaly sandstones: a case study from Mesaverde tight gas reservoir[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012(92):132-142.
- [9] 董大鹏,王瑞晗,金禹含,等. 毛细管压力曲线构造中半渗透隔板法研究[J]. *长江大学学报*, 2013, 10(20): 86-88.  
DONG Dapeng, WANG Ruihan, JIN Yuhan, et al. Research of micropore membrane in the capillary pressure curve[J]. *Journal of Yangtze University*, 2013, 10(20): 86-88.
- [10] 向冬,向丹,黄大志. 应用毛细管压力资料确定储层含水饱和度上限[J]. *天然气工业*, 2008(9):50-52.  
XIANG Dong, XIANG Dan, HUANG Dazhi. Determination of upper limit of reservoir water saturation with capillary pressure data[J]. *Natural Gas Industry*, 2008(9):50-52.
- [11] 徐辉龙,丘学林,孙金龙. 莺歌海盆地新构造运动与超压体系喷溢油气成藏作用[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2006, 26(3):93-100.  
XU Huilong, QIU Xuelin, SUN Jinlong. Neotectonics and the accumulation of oil and gas attributed to the expulsion activity of geopressured system in the Yinggehai Basin [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2006, 26(3):93-100.
- [12] 裴健翔,于俊峰,王立峰,等. 莺歌海盆地中深层天然气勘探的关键问题及对策[J]. *石油学报*, 2011, 32(4):573-578.  
PEI Jianxiang, YU Junfeng, WANG Lifeng, et al. Key challenges and strategies for the success of natural gas exploration in mid-deep strata of the Yinggehai Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(4):573-578.
- [13] 张伙兰,裴健翔,张迎朝,等. 莺歌海盆地东方区中深层黄流组超压储集层特征[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(3):284-293.  
ZHANG Huolan, PEI Jianxiang, ZHANG Yingzhao, et al. Overpressure reservoirs in the mid-deep Huangliu Formation of the Dongfang area, Yinggehai Basin, South China Sea[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(3):284-293.
- [14] OLDS R H, SAGE B H, LACEY W H. Phase equilibria in hydrocarbon systems: composition of the dew-point gas of the methane-water system [J]. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 1942, 34(10):1223-1227.
- [15] RIGBY M, PRAUSNITZ J M. Solubility of water in compressed nitrogen, argon and methane [J]. *Journal of Physical Chemistry*, 1968, 72(1):330-334.
- [16] SULTANOV R G, SKRIPKA V G, NAMOIT A Y. Phase equilibrium and critical effect of water-methane system under increased temperature and pressure [J]. *Zhurnal Fizicheskoi Khimi*, 1972, 46(8):2160.
- [17] MOHAMMADI A H, CHAPOY A, RICHON D, et al. Experimental measurement and thermodynamic modeling of water content in methane and ethane systems [J]. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2004, 43: 7148-7162.
- [18] MOHAMMADI A H, CHAPOY A, TOHIDI B, et al. A semiempirical approach for estimating the water content of natural gases [J]. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2004, 43:7137-7147.
- [19] CHAPOY A, COQUELET C, RICHON D. Corrigendum to "Revised solubility data and modeling of water in the gas phase of the methane/water binary system at temperatures from 283.08 to 318.12 K and pressures up to 34.5 MPa" [J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2005, 230:210-214.

(编辑 修荣荣)