

# 华北S区碳酸盐岩气藏型储气库储渗特征

丁云宏<sup>1</sup>, 张倩<sup>2,3</sup>, 石磊<sup>1,3</sup>, 孙军昌<sup>1</sup>, 蒋帅<sup>2</sup>

1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007
2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 廊坊 065007
3. 中国石油天然气集团公司油气地下储库工程重点实验室, 廊坊 065007

**摘要** 华北S区气藏为裂缝性碳酸盐岩超深底水凝析气藏, 储层发育特征及建库渗流机理极为复杂, 导致建库库容参数评价难度较大。通过对比分析毛细管压力曲线与核磁共振  $T_2$  谱分布的相关性, 研究了碳酸盐储集空间孔喉发育特征; 基于非稳态法多轮次气水相对渗率测试曲线, 分析了碳酸盐微裂缝储层气水两相渗流特征。研究表明, 华北S区碳酸盐储层微裂缝发育、孔喉细小且分布集中, 不同层位气相渗流特征差异较大, 影响了碳酸盐气藏型储气库运行效率, 是建库方案制定及注采运行优化首先应考虑的因素。

**关键词** 碳酸盐岩; 气藏; 储气库; 孔喉结构

**中图分类号** TE312

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.25.008

## Characteristics of Underground Gas Storage Built on Carbonate Gas Reservoir in S Region, North China

DING Yunhong<sup>1</sup>, ZHANG Qian<sup>2,3</sup>, SHI Lei<sup>1,3</sup>, SUN Junchang<sup>1</sup>, JIANG Shuai<sup>2</sup>

1. Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang 065007, China
2. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China
3. Key Laboratory of Oil & Gas Underground Storage, CNPC, Langfang 065007, China

**Abstract** The carbonate condensate gas reservoir in North China features great burial depth and medium water invasion. It possesses complex development characteristics and percolation mechanism, leading to difficulties in parameter optimization of the storage capacity. The characteristics of the pore throat structure in the carbonate reservoir were studied based on the comparative analysis of capillary pressure curve and  $T_2$  spectrum in nuclear magnetic resonance. The gas-water two-phase percolation law in the micro-crack carbonate reservoir was analyzed by studying the gas-water two-phase relative permeability curve using non-steady state method. The results show that the carbonate condensate gas reservoir in North China has developed micro-fracture, narrow pore throat and concentrated distribution, the gas seepage characteristics vary in different layers, and all the factors have great influence on the construction and injection-production operation efficiency of gas storage. The characteristic evaluation provides theoretical basis for planning for construction and injection-production optimization.

**Keywords** carbonate rock; gas reservoir; underground gas storage; pore throat structure

碳酸盐岩储层不同于砂岩储层, 储层内往往分布着不同成因和不同尺寸的溶蚀孔洞和裂缝, 储层孔喉结构复杂, 非均质性强, 同时储气库的注采运行过程属于高速注采过程,

使得碳酸盐岩储气库在注采运行过程中储层中多相流体渗流规律异常复杂, 因此要充分考虑储层孔隙结构、渗流规律等多方面因素, 对碳酸盐岩储层进行分析。目前对于碳酸盐

收稿日期: 2014-05-26; 修回日期: 2014-07-06

基金项目: 中国石油股份公司重大科技项目(2012B-3309)

作者简介: 丁云宏, 教授级高级工程师, 研究方向为油气藏增产改造技术, 电子信箱: dyhong@petrochina.com.cn

引用格式: 丁云宏, 张倩, 石磊, 等. 华北S区碳酸盐岩气藏型储气库储渗特征[J]. 科技导报, 2014, 32(25): 51-54.

岩储层的研究,主要通过静态的方法研究了孔喉特征:Arns<sup>[1]</sup>、Youssef等<sup>[2]</sup>利用微观CT成像技术研究了不同孔隙类型的碳酸盐岩储层的孔隙结构,通过对比经典孔喉结构特征计算和预测了储层多孔介质的岩石物性;Shar<sup>[3]</sup>、Cathy等<sup>[4]</sup>通过分析中东地区碳酸盐岩储层不同成因导致的储层非均质性及储层孔隙体系特征,建立了储层的数学模型,从而降低了地质模型中储层基本物性的不确定;Alif<sup>[5]</sup>通过系统分析阿拉伯某碳酸盐岩油藏的洞穴构造和微孔率,研究了该地区储层中流体的流动特征和最终采收率;Sara<sup>[6]</sup>、Weger等<sup>[7]</sup>通过利用数字成像分析将孔喉参数定量化研究了孔隙度对声速评价和渗透的影响;Tie等<sup>[8]</sup>通过岩心驱替试验研究了碳酸盐岩孔隙性岩心的原油采收率与流速的敏感性;James<sup>[9]</sup>、赵辉等<sup>[10]</sup>通过核磁成像技术研究了碳酸盐岩的孔隙结构,验证了利用核磁共振技术对碳酸盐岩储层评价的有效性。

华北S区碳酸盐岩储层埋藏超深,气层中部深度4770 m,中等水侵,储集类型为裂缝-孔隙型,孔隙结构复杂,非均质性强,多相流体渗流规律复杂,以上因素影响了储气库的运行效率。本文通过分析毛管压力曲线与核磁共振 $T_2$ 谱分布研究储层的孔喉结构、分布特征,通过进行多轮次气水互驱

实验分析储气库在运行中的渗流特征。

## 1 华北S区储层微观发育特征

华北S区碳酸盐岩储集层的储集空间为古岩溶洞与构造裂缝。溶蚀孔隙型储集层主要发育在泥-粉晶白云岩和细-粗晶白云岩中,同时构造微裂缝发育,储层非均质性强,本文利用铸体薄片、高压压汞、核磁共振测试分析了建库储层的孔喉结构及分布特征。

### 1.1 孔喉结构特征

由铸体薄片表明,储层构造微裂缝发育,但是被方解石充填或半充填,影响了储层的连通性。储层为泥晶白云石结构,储集空间主要为构造微裂缝、晶间孔和溶蚀孔洞。构造微裂缝和溶蚀孔洞发育,局部呈网格状,但是被方解石充填或半充填,部分缝缘散布自形粒状或莓球状黄铁矿,部分没有形成有效的流通孔道,导致储层孔喉微小。岩样面孔率存在一定差异,分布在0.5%~2%之间,裂缝宽5~200  $\mu\text{m}$ ,但是宽于50  $\mu\text{m}$ 的缝均被方解石半充填,未充填处留有5~10  $\mu\text{m}$ 的缝隙,窄于1  $\mu\text{m}$ 的缝被方解石全充填(图1)。

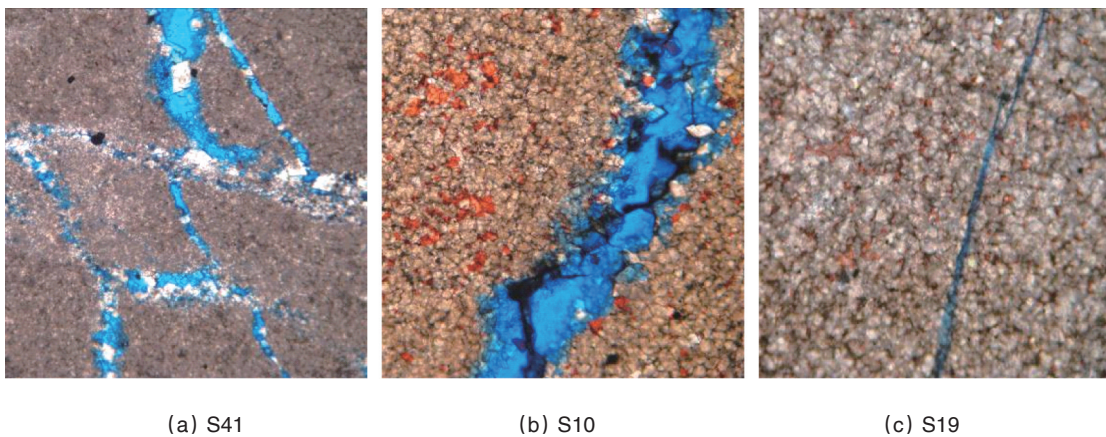


图1 苏4-6井铸体薄片观察(100 $\times$ )

Fig. 1 Casting thin sections of Su 4-6 well

### 1.2 孔喉分布特征

通过统计发现不同层位岩样的毛细管压力曲线和孔喉分布基本特征相似:分选系数小,排驱压力较高。图2为S41的毛细管力压力曲线:分选系数0.07,孔喉分布比较集中,排驱压力5.79 MPa,中值压力92.23 MPa,孔隙半径整体较小,半径小于0.1  $\mu\text{m}$ 的孔隙所占总孔隙比例约为89%,最大进汞饱和度52.39%,退出效率27.64%,从开始进汞到进汞压力增加至5.79 MPa时,进汞饱和度增加较少。这说明由于微裂缝被方解石填充,喉道细小但是分布比较集中,同时储层连通性差,可动用程度低(图2)。

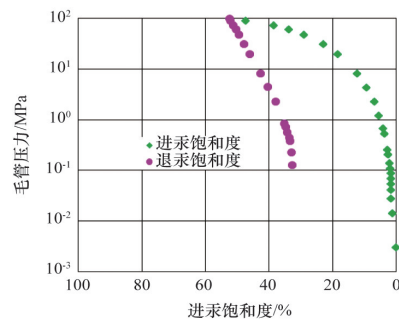


图2 S41岩心毛细管力特征曲线

Fig. 2 Capillary pressure curve of S41

### 1.3 $T_2$ 谱特征

由高压压汞实验可知,华北S区碳酸盐岩储层孔喉微细,表面积大,分布在孔隙表面的束缚流体含量较大,此时可动流体所占比例对储层流体渗流性能具有比较大的影响。通过NMR350核磁共振分析仪,对华北S区碳酸盐岩储层岩样进行核磁共振测试。从图3可看出,岩心的孔喉呈单峰分布,同时 $T_2$ 弛豫时间的分布范围很窄,主要分布在1~100 ms范围内,并且大部分位于 $T_2$ 截止值的左侧。表明岩样孔径比较集中、均质性好,但孔喉普遍较小,孔隙以微孔为主,束缚水饱和度较高,有效孔隙度低,岩样储层可动用程度不高。

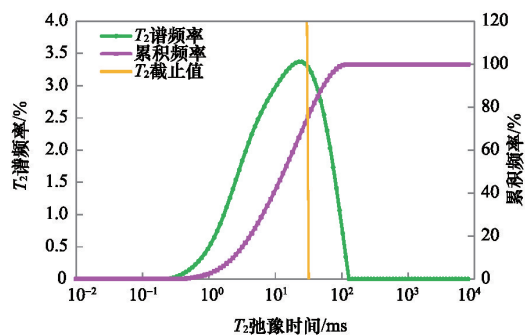


图3 岩心S41核磁共振 $T_2$ 谱

Fig. 3 Nuclear magnetic resonance  $T_2$  spectrum of S41

### 1.4 $T_2$ 谱与毛管压力曲线的相关关系

核磁共振得到的 $T_2$ 谱与毛细管压力曲线得到的孔喉半径分布同时近似地反映出储层岩石的孔喉结构,两者的分析结果在理论上一致,即在已知 $T_2$ 弛豫时间分布的条件下可近似求出储层孔喉半径分布,只是随着岩样物性和孔喉结构不同而存在一定的差异<sup>[11]</sup>。理论推导和数学分析可知孔喉半径与 $T_2$ 时间的关系式<sup>[12]</sup>为

$$r_c = \rho_2 F_s T_2 \quad (1)$$

其中, $\rho_2$ 为岩石横向表面弛豫率, $F_s$ 为孔隙形状因子。

由图4对比分析可以看出, $T_2$ 谱与岩石孔喉半径分布曲

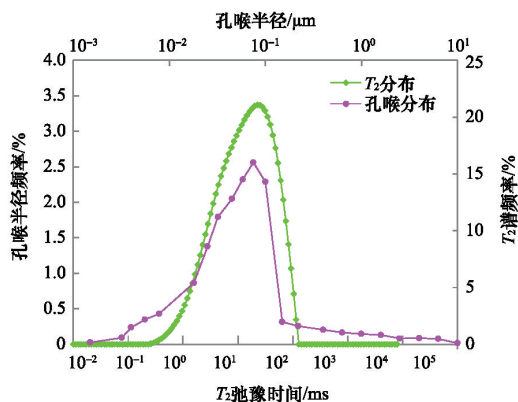


图4  $T_2$ 分布与压汞孔喉半径分布对比

Fig. 4 Relationship between the  $T_2$  spectrum and the distribution of pore throat

线有很好的对应关系,两者的形态和变化趋势相似,较大的孔喉半径对应较大的 $T_2$ 弛豫时间,较小的孔喉半径对应较小的 $T_2$ 弛豫时间,同时孔喉半径分布曲线的峰值区间与 $T_2$ 谱的峰值区间对应,并且两者的分布区间都比较窄,表明该储层的孔喉微小,分布比较集中。

华北碳酸盐岩储层微裂缝发育,但对比分析核磁共振 $T_2$ 谱与毛细管压力曲线发现储层的孔喉半径细小,分布比较集中,普遍小于0.1  $\mu\text{m}$ ,同时通过铸体薄片发现储层裂缝被方解石等充填或部分充填。以上实验表明,储层微裂缝发育但被方解石等充填后,孔喉半径细小,影响了储层连通性,储层孔喉和微细裂缝是华北S区碳酸盐岩储层的主要储集空间。

## 2 多相流体的渗流特征

地下储气库是最主要的天然气储存方式和调峰手段,与气藏开发不同的是储气库需要在1个注采周期(3~4个月)内把气库中存储的天然气开采出来进行季节调节,并且还需要在1个注采周期(8个月)内对地下储气库注气使其达到设计库容<sup>[13,14]</sup>。经过多年开采,华北S区碳酸盐岩储层的水侵程度为中等水侵,在储气库多周期强注强采过程中,边底水往复运移使得储层中气水分布趋于复杂,多相流体渗流规律更加复杂。同时储层普遍亲水会阻碍气体的流动,导致注入气损失,降低储气库注采运行效率。利用非稳态法对储层岩心进行多轮次气水互驱实验<sup>[15]</sup>,通过绘制的相渗曲线,分析储层的气水两相流动特征,从而研究储层岩石的孔喉结构特征对渗流特征的影响以及储气库运行的渗流规律。

由图5可以看出,华北S区储层多轮次气水互驱的曲线形态大体相同,两相共渗区间变窄,共渗点的相对渗透率降低。每轮次的相渗特征相似,当含气饱和度稍微增加时,水相渗透率快速下降,气相渗透率增加缓慢。这是因为水是润湿相占据了主要的流动空间,气相进入岩心的过程中,气相以不连续、分散状态沿着微裂缝和孔喉中心部位运动,然后逐渐向大喉道扩展,阻碍了水的流动。当气相占据了主要喉道后,气体所占的体积空间要比水所占的体积空间大,气相相对渗透率快速增加,水相相对渗透率则下降缓慢。由于储层亲水,毛管力为阻力,气体很难把小喉道中的水驱走,使部分水残留在由小喉道包围的大孔隙或大孔隙群中,阻碍了气相的流动,使得束缚水饱和度下的气相相对渗透率不高。水驱气时,水沿着孔喉壁面流动,气体在孔喉中央流动,气水流动方式主要为水包气,孔喉中以水膜形式存在束缚水的水膜增厚,增加了两相渗流阻力,形成不同形式的残余气。以上表明华北S区碳酸盐岩储气库在建库及注采运行过程中,微细裂缝和孔喉是储层的渗流通道,储层渗流能力较好。

束缚水饱和度和残余气饱和度是气、水两相渗流的临界参数,同时也是计算气库含气空间动用效果的重要参数,二者是表征储气库库容和注采气能力的重要参数。由图5可以看出,随着驱替轮次的增加,束缚水饱和度和残余气饱和度都有一定程度的降低,同时气水两相相对渗透率明显下降。

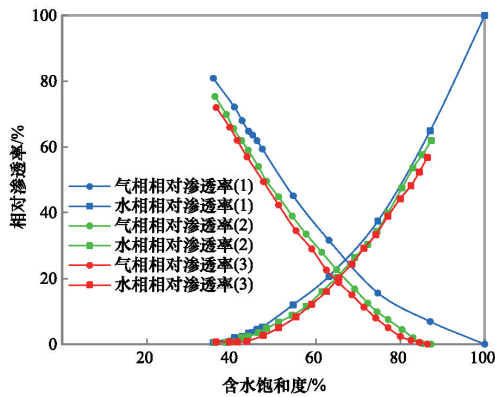


图5 多轮次气水两相相对渗透率曲线

Fig. 5 Multi-round gas-water two-phase relative permeability curve

这表明随着储气库多周期的注采运行,储层边底水的往复运行,非均质碳酸盐岩储层的气水分布更加复杂,由于气水互锁等损害,储层出现一定的死空间,从而减少了储层含气空间,降低了储气库储集空间的动用能力和渗流能力。

华北S区碳酸盐岩储气库储层非均质性强,边底水选择性水侵。在储气库高速注采过程中边底水的往复运移使得气库的气水分布更加复杂,造成气水互锁等损害,降低储气库库容动用效果和注采气能力。在气库建库及注采运行过程中需要控制边底水的运移范围降低水侵损害,从而提高华北S区碳酸盐岩储气库的建库运行效率。

### 3 结论

1) 华北S区碳酸盐岩储层微裂缝和溶蚀孔发育,但是被方解石充填或半充填,使得孔喉结构复杂,影响了储层的连通性。毛管压力曲线与核磁共振  $T_2$  谱的对比分析表明,被充填后储层孔喉半径整体比较细小,微细裂缝和孔喉是储层的主要储集空间。

2) 微细裂缝和孔喉是储层的渗流通道,储层渗流能力较好。多轮次气水互驱后,储层物性有变差的趋势,束缚水饱和度和残余气饱和度都有一定程度的降低,同时气水两相相对渗透率明显下降,影响了储气库的库容动用能力和注采运行能力。

3) 华北S区碳酸盐岩储气库储层非均质性强,边底水的往复运移造成气水互锁等损害。在气库建库及注采运行过程中要重点监测储层的生产动态,及时调整注采方案,控制边底水的运移范围降低水侵损害,从而提高储气库的建库效率。

#### 参考文献(References)

[1] Arms C H, Bauguet F, Limaye A, et al. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray micro-tomography[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, September 26-29, 2004.  
[2] Youssef S, Rosenberg E, Gland N F, et al. High resolution CT and

pore-network models to assess petro-physical properties of homogeneous and heterogeneous carbonates[C]. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, October 28-31, 2007.  
[3] Sharp I N, Paul G, Siri H, et al. Outcrop characterization of fractured cretaceous carbonate reservoir Zagros Mountain, Iran[R]. SPE International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancun, Mexico, August 31-September 2, 2006.  
[4] Hollis C, Vahrenkamp V, Tull S, et al. Pore system characterization in heterogeneous carbonates: An alternative approach to widely-used rock-typing methodologies[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27: 772-793.  
[5] Trabelsi A, Arshad M B. Characterization and mapping of burrowed and micro-porous intervals in the Arab D reservoir Dukhan Field, Qatar [C]. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, United Arab Emirates, October 13-15, 2000.  
[6] Sara N, Bashah I, Pierson B J. Quantification of pore structure in a miocene carbonate build-up of central luconia, sarewak and its relationship to sonic velocity[C]. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, November 15-17, 2012.  
[7] Weger R J, Eberli G P, Gregor T B, et al. Quantification of pore structure and its effect on sonic velocity and permeability in carbonates [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(10): 1297-1317.  
[8] Tie H G, Morrow N R. Low-flood-rate residual saturations in carbonate rocks[C]. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, November 21-23, 2005.  
[9] Gleeson J W, Woessner D E, Jordan Jr C F. NMR imaging of pore structures in limestone[J]. Society of Petroleum Engineers, 1993, 8(2): 123-127.  
[10] 赵辉, 司马立强, 颜其彬, 等. 碳酸盐岩岩样核磁共振实验特征分析 [J]. 测井技术, 2011, 35(2): 117-122.  
Zhao Hui, Sima Liqiang, Yan Qibin, et al. NMR experiments and analysis of carbonate rock samples[J]. Well Logging Technology, 2011, 35(2): 117-121.  
[11] 运华运, 赵文杰, 周灿灿, 等. 利用  $T_2$  分布进行岩石孔隙结构研究[J]. 测井技术, 2002, 26(1): 18-21.  
Yun Huayun, Zhao Wenjie, Zhou Cancan, et al. Researching rock pore structure with  $T_2$  distribution[J]. Well Logging Technology, 2002, 26(1): 18-21.  
[12] 赵杰, 姜亦忠, 王伟男, 等. 用核磁共振技术确定岩石孔隙结构的实验研究[J]. 测井技术, 2003, 27(3): 185-188.  
Zhao jie, Jiang Yizhong, Wang Weinan, et al. Investigation of rock pore structure using nmr technology[J]. Well Logging Technology, 2003, 27(3): 185-188.  
[13] 丁国生, 王皆明. 枯竭气藏改建储气库需要关注的几个关键问题[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 87-89.  
Ding Guosheng, Wang Jieming. Key points in the reconstruction of an underground gas storage based on a depleted gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(5): 87-89.  
[14] 丁国生. 中国地下储气库的需求与挑战[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 90-93.  
Ding Guosheng. Demand and challenges for underground gas storages in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 90-93.  
[15] 王皆明, 郭平, 姜风光. 含水层储气库气驱多相渗流机理物理模拟研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(4): 597-600.  
Wang Jieming, Guo Ping, Jiang Fengguang. The physical simulation study on the gas-drive multiphase flow mechanism of aquifer gas storage[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(4): 597-600.

(责任编辑 刘志远)