

砂岩气藏岩石孔喉结构及渗流特征

胡勇^{1,2}, 郭长敏^{1,2}, 徐轩^{1,2}, 焦春艳^{1,2}, 闫永强³

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007; 2. 中国石油天然气成藏与开发重点实验室, 河北廊坊 065007; 3. 大庆榆树林油田开发有限责任公司, 黑龙江大庆, 230600)

摘要:以多孔介质中气水两相渗流理论为基础, 选择了四川须家河组气藏岩心, 其渗透率在 $(0.002 \sim 70.28) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 分别开展了高压压汞、气水相渗以及气藏衰竭开采物理模拟实验研究, 从岩石孔喉结构、受力特征以及气水两相渗流特征3方面对比分析了致密与中高渗砂岩气藏特征的差异。采用孔喉类型及数量比例、平均孔喉半径、孔喉中值半径3项参数对不同渗透率砂岩孔喉结构特征进行了精细描述, 对比分析了低渗致密与常规及高渗砂岩孔喉结构特征差异; 采用排驱压力、沿程阻力量化评价了气、水在不同渗透率砂岩中渗流时的受力情况, 对比分析了孔喉结构对致密与常规砂岩产能的影响; 建立了气相渗流能力与含水饱和度关系图版, 对比分析了含水饱和度大小对不同渗透率岩心气相渗流能力的影响。研究成果将为气藏储层微观建模以及气、水渗流机理研究提供一定的参考依据。

关键词:砂岩气藏; 渗透率; 孔喉结构; 气水相渗; 实验研究

中图分类号: TE122.2⁺3

文献标志码: A

Pore throat structure and flow characteristics of sandstone reservoirs

Hu Yong^{1,2}, Guo Changmin^{1,2}, Xu Xuan^{1,2}, Jiao Chunyan^{1,2}, Yan Yongqiang³

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang, PetroChina, Langfang, Hebei 065007, China;
2. Key Laboratory of Gas Reservoir Formation and Development, PetroChina, Langfang, Hebei 065007, China;
3. Daqing Yushulin Oilfield Development Co Ltd, Daqing, Heilongjiang 230600, China)

Abstract: Mercury injection testing, gas-water relative permeability testing and physical simulation experiments of gas reservoir depletion were carried out with cores from the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin (permeability: 0.002–70.28 mD). The differences between tight sand gas reservoirs and high permeability gas reservoirs of the pore structure characteristics, force characteristics and gas-water relative permeability characteristics were analyzed. The approach was as follows: (1) The pore structure characteristics of sandstones with different permeability were described by three parameters: pore throat ratio, average throat radius and median throat radius, and the pore structure characteristic differences between tight sand gas reservoirs and high permeability gas reservoirs were comparatively analyzed. (2) The force situations of gas and water flowing in the sandstones with different permeability were quantitatively evaluated by threshold pressure and frictional drag, and the impacts of pore structure on the capacities of tight sand gas reservoirs and high permeability gas reservoirs were analyzed. (3) The relation diagram of gas relative permeability and water saturation were derived, and the impact of water saturation on the gas relative permeability of cores with different permeability was analyzed. The research results will provide a reference for gas reservoir microcosmic modeling and the study of gas and water percolation mechanism.

Key words: sandstone gas reservoir; permeability; pore structure; gas-water relative permeability; experimental study

我国于2011年发布了“致密砂岩气地质评价方法”, 明确了我国致密砂岩气评价指标及界限值。但关于致密与中高渗砂岩气藏在储层孔喉结构、气水渗流特征的差异, 一直是现场生产和科研工作者关心的问题^[1-14], 同时也是指导

气藏制订开发技术政策的重要依据。本文通过高压压汞、气水相渗以及气藏衰竭开采物理模拟等多项实验进行了综合研究与分析, 取得了一定程度认识, 希望对类似气藏的开发起到一定指导作用。

收稿日期: 2014-03-18; 修订日期: 2015-03-24。

作者简介: 胡勇(1978—), 男, 博士研究生, 高级工程师, 从事石油天然气开发与实验研究工作。E-mail: huy69@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“致密砂岩气有效开发评价技术”(2011ZX05013-002)资助。

1 多孔介质气、水两相渗流理论分析

多孔介质气水两相渗流时,气相渗流方程^[15]可以表示为:

$$q_g = \frac{AK_{rg}(P_1^2 - P_2^2)}{2P_a\mu_g L} \times 100 \quad (1)$$

式中: q_g 为气流量的数值, mL/s; A 为岩样气体渗流截面积, cm^2 ; K_{rg} 为气相相对渗透率; P_1 为岩样进口压力, MPa; P_2 为岩样出口压力, MPa; P_a 为大气压, MPa; μ_g 为在测得温度下气的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; L 为岩样长度, cm。

从公式(1)中可以看出,影响气流量的因素主要有3个方面。

1.1 岩样气体渗流截面积

$$A = n\pi r_c^2 \quad (2)$$

式中: n 为孔喉数量; r_c 为孔喉平均半径, μm 。

从公式(1)和(2)可以看出,气流量与岩石孔喉尺寸和数量呈正比关系,在压差一定的条件下,孔喉尺寸越大、数量越多则气流量越大。

1.2 气相相对渗透率

该参数与岩石含水饱和度密切相关。

1.3 气藏驱动能量

气藏驱动能量($\frac{P_1^2 - P_2^2}{P_a L}$)用于克服多孔岩石

中气、水运移过程中受到的阻力,这些阻力主要包括2个方面。

1.3.1 毛管压力

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r_c} \quad (3)$$

式中: P_c 为毛管压力(绝对压力), MPa; σ 为表面张力, N/m; θ 为润湿接触角, ($^\circ$)。

由公式(3)可以看出,岩石毛管压力与岩石孔喉成反比关系,孔喉越细小,则毛管压力越大,气藏开发过程要达到相同的气流量则需要消耗的能量越大。

1.3.2 沿程阻力

气水运移过程中沿程阻力是由于流体内摩擦力而产生的压力梯度,其大小与路程长度、流速成正比,与岩石孔喉尺寸成反比。沿程阻力(F)计算公式如下:

$$\frac{F}{L} = \frac{\lambda}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (4)$$

式中: λ 为沿程阻力系数; L 为渗流路径长度, cm;

d 为孔喉直径, μm ; g 为重力加速度, m/s^2 ; v 为端面平均流速, mL/min。

2 不同渗透率砂岩典型特征的差异

2.1 孔喉结构

通过高压压汞实验,检测了不同渗透率岩心的孔喉结构,按孔喉半径大小将孔喉分为4种类型:超毛细管孔喉($r_c > 1 \mu\text{m}$)、毛细管孔喉($r_c = 1 \sim 0.1 \mu\text{m}$)、微毛细管孔喉($r_c = 0.1 \sim 0.01 \mu\text{m}$)和纳米孔喉($r_c < 0.01 \mu\text{m}$)。

图1绘制了不同渗透率岩心4种类型孔喉的组成情况。分析可以得出,不同渗透率岩心的孔喉类型及数量组成有一定的区别,其典型特征差异表现如下:(1)当岩心渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,随岩心渗透率降低,纳米孔喉占的比例明显增加,从20%增加到65%左右,是低渗致密砂岩主要的渗流通道;(2)岩心渗透率介于 $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右时,各类孔喉比例相对稳定,超毛细管孔喉占的比例小于10%,毛细管孔喉和微毛细管孔喉各占30%~40%,纳米孔喉占10%~20%;(3)岩心渗透率大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,随渗透率的增加,超毛细管孔喉比例大幅度增加,从10%增加到70%左右,是高渗砂岩主要的渗流通道。

表1统计了不同渗透率砂岩平均孔喉半径以及中值半径,可以看出,随渗透率的增加,岩石孔喉半径、中值半径均成倍数增加。通过对岩石孔喉分类及量化表征,可以为气藏储层微观渗流模型的建立提供参考。

2.2 毛管压力

通过高压压汞实验,检测了不同渗透率岩心的毛管压力(图2)。从图2可以看出,不同渗透率岩心的毛管压力差异明显,随渗透率降低而大幅度增

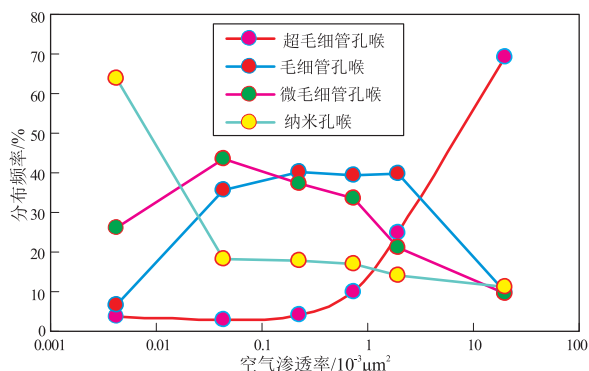


图1 四川盆地须家河组不同渗透率岩心孔喉类型及分布频率

Fig.1 Pore types and distribution frequency of cores with different permeability from Xujiache Formation, Sichuan Basin

表 1 四川盆地须家河组不同渗透率砂岩平均孔喉半径以及中值半径

Table 1 Pore throat mean and median semidiameter of sandstones with different permeability from Xujiahe Formation, Sichuan Basin

数量/块	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔喉半径		中值半径	
		数值/ μm	倍数	数值/ μm	倍数
20	0.002 2~0.10/0.041	0.482	1.0	0.077	1.0
62	0.10~0.97/0.30	1.220	2.5	0.180	2.3
19	1.12~7.63/1.95	5.380	11.2	0.730	9.5
4	10.3~22.2/18.4	38.300	79.5	8.100	105.2

注:表中渗透率为:最小值~最大值/平均值。

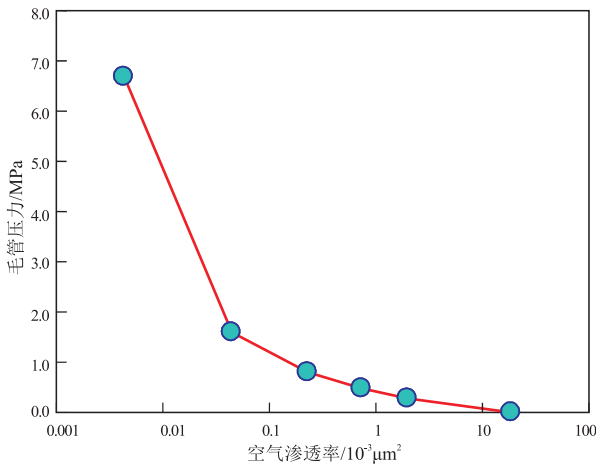


图 2 四川盆地须家河组高压压汞法测试的不同渗透率岩心毛管压力

Fig.2 Capillary pressure of cores with different permeability using high-pressure mercury injection testing method, Xujiahe Formation, Sichuan Basin

加,渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,其毛管压力一般小于 1.0 MPa;渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,其毛管压力大于 1.0 MPa;渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,其毛管压力大于 6.0 MPa。

2.3 沿程阻力

采用长岩心多测压孔物理模拟实验装置,模拟测试了气藏衰竭开采过程中当储层产气能力为 2 mL/min 时的不同渗透率储层孔隙压力分布特征(图 3)。从图 3 可以看出,不同渗透率储层在含水基本一致的情况下,要想获得相同的产气量,低渗致密砂岩储层需要的孔隙压力要远远大于中高渗砂岩储层,这表明气体在含水低渗致密砂岩储层中运移时需要克服的沿程阻力非常大。

2.4 气、水渗流特征差异

通过气水两相渗流实验,在气驱压力 1.0 MPa 下测试了不同渗透率岩心在不同含水条件下气相渗流能力,并以最低含水饱和度 (S_w) 下的气流量为基准对不同含水饱和度下的气流量进行了归一

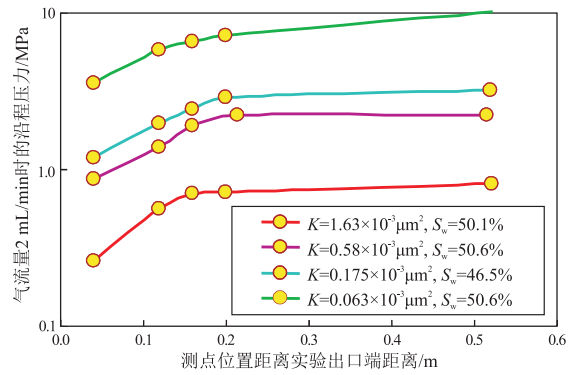


图 3 四川盆地须家河组气藏衰竭开采实验中不同渗透率储层的孔隙压力分布特征

Fig.3 Pore pressure distribution of reservoirs with different permeability under physical simulation experiments of gas reservoir depletion, Xujiahe Formation, Sichuan Basin

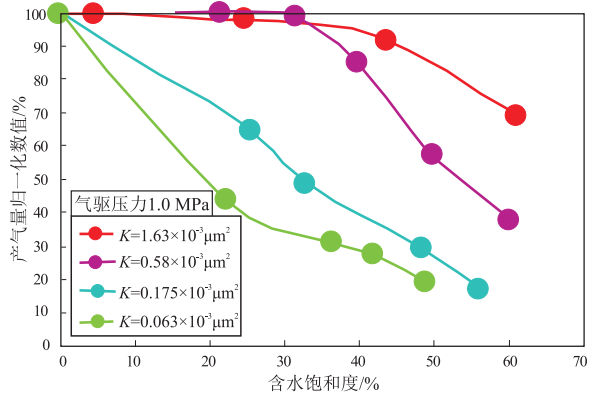


图 4 四川盆地须家河组不同渗透率岩心不同含水条件下的气流量归一化处理结果

Fig.4 Normalization results of gas flow of cores with different permeability under different water containing conditions, Xujiahe Formation, Sichuan Basin

化处理,结果见图 4。从图 4 可以看出,含水对致密砂岩中气相流动影响远远大于对中高渗砂岩中气相流动的影响,对于渗透率为 $0.175 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.063 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,当含水饱和度 30% 左右时,与干岩心气相渗流能力对比,其气相渗流能力仅剩 40%~50%;但对于渗透率 $0.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $1.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,即使含水饱和度达到 40%~50% 左右时,其后对气相渗流也能保持 60%~90%。这表明低渗致密砂岩气藏对水更为敏感。

3 结论与认识

(1) 量化评价了不同渗透率砂岩孔喉类型及组成比例,为微观物理模拟刻画及渗流机理研究奠定了基础。

(2) 对砂岩中气水流动受力情况进行了分析,并采用实验方法对毛管压力、沿程阻力进行测试,

在此基础上,开展了气水两相渗流研究,给出了气相渗流能力与岩石渗透率、含水饱和度的关系图版,研究结果对于不同渗透率砂岩气藏开发具有一定指导作用。

参考文献:

- [1] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2):129-136.
- [2] 戴金星,倪云燕,吴小奇.中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J].石油勘探与开发,2012,39(3):257-264.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaochi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3):257-264.
- [3] 赵文智,卞从胜,徐兆辉.苏里格气田与川中须家河组气田成藏共性与差异[J].石油勘探与开发,2013,40(4):400-408.
Zhao Wenzhi, Bian Congsheng, Xu Zhaohui. Similarities and differences between natural gas accumulations in Sulige gas field in Ordos Basin and Xujiahe gas field in central Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4):400-408.
- [4] 胡勇,李熙喆,万玉金,等.致密砂岩气渗流特征物理模拟[J].石油勘探与开发,2013,40(5):580-584.
Hu Yong, Li Xizhe, Wan Yujin, et al. Physical simulation on gas percolation in tight sandstone[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5):580-584.
- [5] 胡勇,邵阳,陆永亮,等.低渗气藏储层孔隙中水的赋存模式及对气藏开发的影响[J].天然气地球科学,2011,22(1):176-181.
Hu Yong, Shao Yang, Lu Yongliang, et al. Experimental study on occurrence models of water in pores and the influencing to the development of tight gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(1):176-181.
- [6] 胡勇.气体渗流启动压力实验测试及应用[J].天然气工业,2010,30(11):48-50.
Hu Yong. Experimental test analysis of threshold pressure in tight sandstone gas flow: A case study of the Sulige gas field[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(11):48-50.
- [7] 胡勇,朱华银,万玉金,等.大庆火山岩孔隙结构及气水渗流特征[J].西南石油大学学报,2007,29(5):63-65.
Hu Yong, Zhu Huayin, Wan Yujin, et al. The pore structure and the properties of water-gas flowing through porous media in a volcanic rock in Daqing[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(5):63-65.
- [8] 胡作维,李云.基于偏最小二乘法评价低渗透砂岩储层质量[J].特种油气藏,2013,20(5):36-39.
Hu Zuowei, Li Yun. Based on partial least squares evaluation of low permeability sandstone reservoir quality[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(5):36-39.
- [9] 杨正明,姜汉桥,朱光亚,等.低渗透含水气藏储层评价参数研究[J].石油学报,2008,29(2):252-255.
Yang Zhengming, Jiang Hanqiao, Zhu Guangya, et al. Research on reservoir evaluation index for low-permeability water-bearing gas reservoir[J]. Acta Petrologica Sinica, 2008, 29(2):252-255.
- [10] 邹才能,朱如凯,白斌,等.中国油气储层中纳米孔喉首次发现及其科学价值[J].岩石学报,2011,27(6):1857-1864.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nanopore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6):1857-1864.
- [11] 肖开华,冯动军,李秀鹏.川西新场须四段致密砂岩储层微观孔喉与可动流体变化特征[J].石油实验地质,2014,36(1):77-82.
Xiao Kaihua, Feng Dongjun, Li Xiupeng. Micro pore and throat characteristics and moveable fluid variation of tight sandstone in 4th member of Xujiahe formation, Xinchang gas field, western Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(1):77-82.
- [12] 王瑞飞,沈平平,宋子齐,等.特低渗透砂岩储层油藏储层微观孔喉特征[J].石油学报,2009,30(4):560-563.
Wang Ruifei, Shen Pingping, Song Ziqi, et al. Characteristics of micro-pore throat in ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. Acta Petrologica Sinica, 2009, 30(4):560-563.
- [13] 林晓英,郭春阳,曾灏辉,等.低渗透砂岩天然气运移和聚集模拟实验[J].石油实验地质,2014,36(3):370-375.
Lin Xiaoying, Guo Chunyang, Zeng Jianhui, et al. Experimental study on gas migration and accumulation in low-permeability sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(3):370-375.
- [14] 马勇,钟宁宁,程礼军,等.渝东南两套富有机质页岩的孔隙结构特征:来自 FIB-SEM 的新启示[J].石油实验地质,2015,37(1):109-116.
Ma Yong, Zhong Ningning, Cheng Lijun, et al. Pore structure of two organic-rich shales in southeastern Chongqing area: insight from Focused Ion Beam Scanning Electron Microscope (FIB-SEM)[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(1):109-116.
- [15] 国家发展和改革委员会. SY/T 5345—2007 岩石中两相相对渗透率测定方法[S].北京:石油工业出版社,2007.
SY/T 5345—2007 Test method for two phase relative permeability in rock[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.

(编辑 黄娟)