

致密砂岩气藏阈压梯度对采收率的影响

李 奇^{1,2}, 高树生^{1,2}, 杨朝蓬^{1,3}, 冯全乐⁴, 叶礼友^{1,2}

(1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北 廊坊 065007;

2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007;

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

4. 中国石油天然气管道局第一工程分公司, 河北 廊坊 065007)

摘要:致密砂岩气藏具有低孔、低渗、高含水等储层特征,致密储层中孔隙水的存在使得气体在渗流过程中产生了存在阈压梯度的非达西渗流,从而减小了单井控制储量降低了气藏采收率。通过对苏里格气田岩样采用气泡法与压差流量法相结合的实验方法,得出致密砂岩气藏具有储层渗透率越低、含水饱和度越高,阈压梯度越大,非达西渗流特征越显著的渗流规律,并根据实验结果建立了阈压梯度与渗透率、含水饱和度的关系式。所得关系式结合稳态产能方程计算表明阈压梯度与气藏采收率呈正线性相关关系,且储层渗透率是致密砂岩气藏采收率的最主要影响因素,当储层渗透率低于 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、阈压梯度大于 0.1MPa/m 时,会造成储层中的绝大多数流体无法被动用;含水饱和度也是致密砂岩气藏采收率的影响因素,当含水饱和度高于临界含水饱和度值时,采收率会随着含水饱和度的升高急剧下降,所得实验结果与数学模型能够正确地反映致密砂岩气藏的渗流机理和开发动态。

关键词:苏里格气田;致密砂岩气藏;阈压梯度;采收率;渗透率;含水饱和度

中图分类号:TE357

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2014)09-1444-07

引用格式:Li Qi, Gao Shusheng, Yang Zhaopeng, *et al.* Influence of the threshold pressure gradient on tight sandstone gas reservoir recovery[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1444-1450. [李奇, 高树生, 杨朝蓬, 等. 致密砂岩气藏阈压梯度对采收率的影响[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9): 1442-1450.]

0 引言

我国致密砂岩气藏已探明地质储量共 $1.7 \times 10^{12} \text{m}^3$, 占天然气探明总储量的 32%, 但是致密砂岩气藏的产量却不到天然气总产量的 10%, 因此致密砂岩气藏是目前最具开发潜力的非常规气藏。然而致密砂岩气藏具有低孔、低渗、高含水等储层特征, 导致气体在渗流过程中存在阈压梯度, 从而减小单井控制范围降低了气藏采收率。阈压梯度也称启动压力梯度, 它的概念最早由 Florin^[1] 于 1951 年提出, 20 世纪中叶国外学者相继发现流体在低渗致密储层的渗流过程中产生了存在阈压梯度的非达西渗

流^[2-3]。近年来国内学者也进行了大量的研究, 冯曦等^[4]通过物理模拟实验研究提出: 低渗致密储层的阈压梯度随着储层渗透率的降低而逐渐减小。吴凡等^[5]通过实验测算出 12 块岩样的阈压梯度, 并应用数值拟合表明阈压梯度和岩样渗透率的倒数呈线性规律($\lambda = 0.007 \text{K}^{-1} + 0.004$)。依呷等^[6]通过一系列对比实验明确气藏含水饱和度低于 20% 时, 不存在阈压梯度的结论。高树生等^[7]通过对须家河组低渗致密气藏的研究提出: 含水是气体渗流过程中产生阈压梯度的主要原因, 并且阈压梯度随着储层含水饱和度的升高而逐渐增大。朱维耀等^[8]、黄全华等^[9]、郑丽坤^[10]各自基于低渗致密气藏非达西渗流

收稿日期: 2013-09-18; 修回日期: 2013-12-19.

基金项目: 国家科技重大专项项目“低渗、特低渗油气田经济开发关键技术”(编号: 2011ZX05013)资助.

作者简介: 李奇(1985-), 男, 黑龙江大庆人, 博士研究生, 主要从事低渗油气田开发、渗流理论方面的研究. E-mail: liqi0620@163.com.

微分方程,建立了考虑阈压梯度影响的气井产能公式。然而目前关于阈压梯度的研究并没有明确储层渗透率和含水饱和度对阈压梯度的具体影响关系,本文设计物理模拟实验研究了不同渗透率、不同含水饱和度条件下的致密岩心存在阈压梯度的非线性渗流规律,通过数值拟合建立了阈压梯度与储层渗透率、含水饱和度的关系式,并且结合气井稳态产能公式计算出阈压梯度对致密砂岩气藏采收率的影响程度。

1 实验样品、方法与流程

1.1 实验样品

不同的机构对于致密砂岩气藏有着不同的定义,美国联邦能源委员会(FERC)^[11]规定:当砂岩储层对天然气的覆压渗透率等于或小于 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 时的气藏被定义为致密砂岩气藏,这是当前得到多数人认可的一个定义。鄂尔多斯盆地苏里格气田是中国致密砂岩气藏的典型代表,本文选用了苏里格气田的10块岩样,对气体在不同渗透率、不同含水饱和度条件下存在阈压梯度的非线性渗流规律进行了实验研究,所选岩样的地层条件下的覆压渗透率在 $(0.001\sim 0.144)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,基本符合致密砂岩气藏的定义标准,所得实验结果能够反映致密砂岩的渗流特征,岩样的基础物性参数见表1。

表1 实验岩样基础物性参数
Table 1 Basic physical properties of experimental sandstone sample

岩样	长度/cm	直径/cm	覆压渗透率/($\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)	孔隙度/%
岩样1	5.25	2.50	0.001	7.1
岩样2	4.91	2.52	0.009	8.5
岩样3	5.30	2.50	0.011	8.8
岩样4	4.61	2.51	0.015	8.9
岩样5	5.50	2.49	0.030	9.3
岩样6	5.17	2.50	0.050	9.5
岩样7	4.35	2.49	0.068	9.5
岩样8	5.30	2.52	0.100	11.2
岩样9	5.60	2.50	0.123	12.2
岩样10	5.33	2.51	0.144	12.5

1.2 实验方法与流程

目前计算阈压梯度的实验方法主要有:气泡法^[12]、毛细管平衡法^[13]和压差流量法^[14-15]。这3种实验方法各有优缺点:气泡法只能测量出最小阈压值,无法表征气体在束缚水条件下的非线性渗流特

征;毛细管平衡法受环境温度影响较大,对实验设备精度要求较高,所得实验结果会有较大的实验误差;压差流量法无法测量出最小阈压值,所得实验结果偏大。因此,本文采用气泡法与压差流量法相结合的实验方法对所选岩样的阈压梯度进行了实验研究,为确保实验结果的精确性,岩样入口处压力传感器精确度为0.0001MPa,出口处气体流量计采用2mL量程的移液管,实验装置流程如图1所示。

2 实验结果及数值拟合

2.1 致密气藏阈压梯度定义

阈压又称启动压力(或门槛压力),表示非润湿相在岩石孔隙中建立起连续流动所需的最小压力值。这种岩样两端驱替压差增大至一定程度时气体才开始流动的现象叫做阈压效应,它描述了气体从静止到流动的突变和时间滞后现象。

存在阈压梯度的气体非达西渗流特征曲线(图2)由2部分组成:气体分子在较低渗流速度下的上凹型非线性渗流曲线段Ⅰ,以及较高渗流速度下的线性渗流段Ⅱ。当压力梯度比较低时,渗流速度呈上凹型渗流曲线逐渐上升,随着压力梯度的增大,渗流曲线逐渐由非线性渗流段过渡到拟线性渗流段,该线性渗流与达西线性渗流的差异在于其直线段的延伸与压力梯度相交于某一点而不过坐标原点。图2中通过回归计算得出的点A为最小阈压梯度(也称真实阈压梯度),当压力梯度高于此点时流体才开始流动,一般没有特殊说明的阈压梯度都指最小阈压梯度;点B为拟阈压梯度,为线性段的延长线与横坐标的交点;点C为临界压力梯度,当压力梯度高于此点时流体的渗流过程开始表现为拟线性渗流^[16-17]。

2.2 渗透率、含水饱和度对阈压梯度影响规律

对于致密砂岩气藏,产生阈压梯度的主要原因是贾敏效应。致密储层的多孔介质是由不同大小孔隙连通的喉道组成更复杂的孔喉网络,当气泡由较大的孔隙流动到较窄的喉道时会遇到阻挡,需要克服气泡遇阻变形所产生的毛细管压力才能继续发生流动,这种现象称为贾敏效应。当驱动压力不足以抵消毛细管压力时,气泡在喉道处聚集堵塞,一定时间内聚集能量后,气水两相才能突破束缚开始发生流动,因此作用于气泡表面两侧的压力差达到一定大小是气体开始流动的必要条件。

通过岩心实验得到不同渗透率条件下的非达西渗流特征曲线(图3)表明:阈压梯度随着岩样渗透

率的降低而逐渐增大,并且岩样渗透率越小时阈压效应越明显,既产生的上凹型非线性渗流曲线段更加明显。这种现象产生的机理是越致密的储层中

气、水赖以流动的喉道半径越小并且变换较频繁,毛细管压力会急剧增大,因此贾敏效应的影响更加显著。

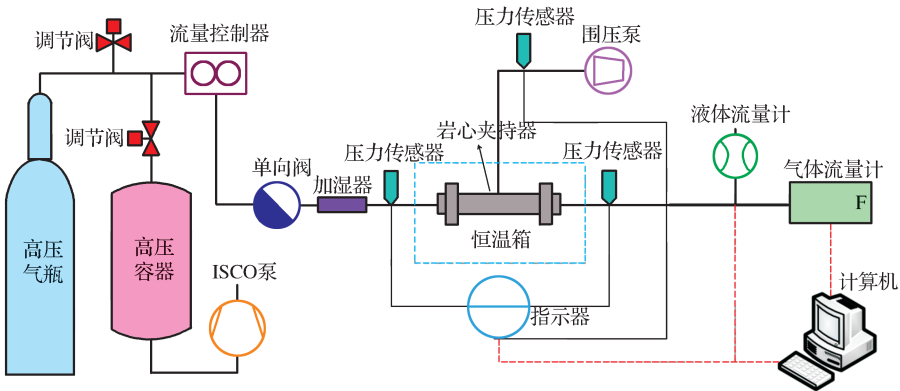


图 1 致密砂岩气藏阈压梯度测试实验流程

Fig. 1 Experimental flow graph of calculate threshold pressure gradient of tight sandstone gas reservoir

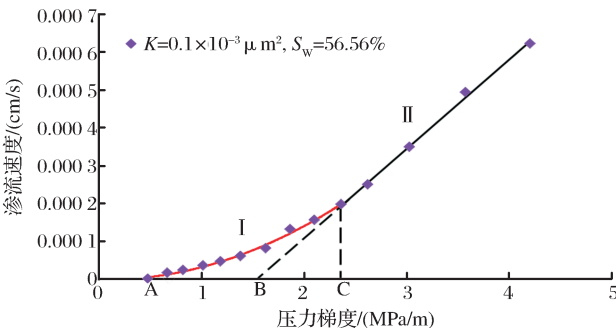


图 2 致密砂岩气藏存在阈压梯度的非达西渗流特征曲线

Fig. 2 Non-Darcy flow characteristic curve with threshold pressure gradient of tight sandstone gas reservoir

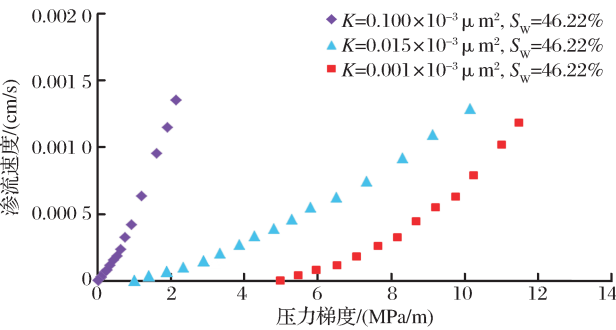


图 3 不同渗透率条件下的非达西渗流特征曲线

Fig. 3 Non-Darcy flow characteristic curves of different permeability

不同含水饱和度条件下的渗流特征曲线(图 4)表明:阈压梯度随着岩样含水饱和度的升高而逐渐增大,并且当含水饱和度低于 25%时,气体在渗流过程中几乎不存在阈压梯度;当含水饱和度高于

45%时,气体在渗流过程中的阈压效应十分显著。这种现象产生的机理是在较高含水饱和度条件下,储层中的气体并不能形成连续相,而是被分割成许多小气泡进行流动,这些小气泡在每个喉道处都产生贾敏效应,于是毛细管压力便在驱替方向上被叠加起来。喉道处的水膜厚度越大,这种叠加效应就越容易产生,在宏观上就表现为储层含水饱和度越高,其阈压梯度值就越大。

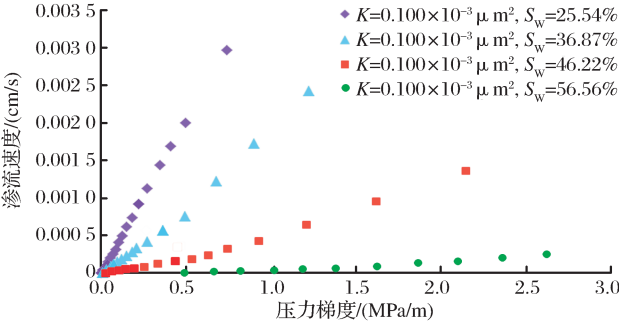


图 4 不同含水饱和度条件下的非达西渗流特征曲线

Fig. 4 Non-Darcy flow characteristic curves of different water saturation

苏里格致密砂岩气藏 10 块岩样在不同渗透率、不同含水饱和度条件下的阈压梯度测试实验结果见表 2。

本文阈压梯度测试实验结果表明:阈压梯度和岩样渗透率的倒数呈线性规律 $\lambda = aK^{-b}$, 且系数 a 、 b 都与含水饱和度 S_w 呈幂函数关系,通过数值拟合和相似性计算得出致密砂岩气藏阈压梯度与渗透率、含水饱和度的关系式为:

表 2 10 块岩样的阈压梯度测试实验结果

Table 2 Threshold pressure gradient testing results of 10 standstone sample

岩样	阈压梯度/(MPa/m)			
	平均含水饱和度 25.50%	平均含水饱和度 36.38%	平均含水饱和度 46.22%	平均含水饱和度 56.90%
岩样 1	1.297	1.467	4.985	9.998
岩样 2	0.152	0.305	2.400	4.600
岩样 3	0.094	0.200	1.603	3.405
岩样 4	0.050	0.102	1.002	2.401
岩样 5	0.012	0.050	0.400	1.600
岩样 6	0.004	0.024	0.130	0.879
岩样 7	0.002	0.013	0.120	0.820
岩样 8	0.000 9	0.010	0.028	0.496
岩样 9	0.000 7	0.006	0.020	0.230
岩样 10	0.000 5	0.005	0.009	0.090

$$\lambda = aK^{-b} =$$
$$1.563 \times 10^{-10} e^{26.632S_w} K^{(3.692S_w-2.996)} \quad (1)$$

3 阈压梯度对致密气藏采收率影响

3.1 考虑阈压梯度影响的稳态产能方程

在推导过程中,假设其渗流模型条件有:①储层为均质、等厚的圆形气层;②气体在地层中平面径向渗流;③气体渗流存在阈压梯度;④由于致密砂岩气藏孔喉细小,忽略其近井地带气体高速非达西渗流

引起的附加压力损失。综合以上假设条件,考虑阈压梯度的气体渗流数学模型可表示为:

$$\begin{cases} v = 0 & \frac{dp}{dr} < \lambda \\ \frac{dp}{dr} = \lambda + \frac{\mu}{K}v & \frac{dp}{dr} \geq \lambda \end{cases} \quad (2)$$

将渗流数学模型(2)结合气体单相拟压力函数与体积系数表达式,得到考虑阈压梯度影响的直井稳态产能方程为:

$$Q_{sc} = \frac{K_g \pi h}{\mu} \frac{Z_{sc} T_{sc}}{Z T P_{sc}} \frac{(p_e^2 - p_w^2) - 2\bar{p}\lambda(r_e - r_w)}{\text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3)$$

将阈压梯度的关系式(1)代入稳态产能方程(3)中,标准状态取 $T_{sc}=293.15\text{K}$, $P_{sc}=0.101\ 325\text{MPa}$,

得到通过储层渗透率与含水饱和度确定的考虑阈压梯度影响的致密砂岩气藏气井稳态产能方程为:

$$Q_{sc} = \frac{774.6K_g h}{\mu Z T} \frac{(p_e^2 - p_w^2) - 3.125 \times 10^{-10} e^{26.632S_w} K^{(3.692S_w-2.996)} \bar{p}(r_e - r_w)}{\text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (4)$$

3.2 阈压梯度对采收率的影响

对于正常压力系统条件下的定容封闭气藏,根据物质平衡方程计算气藏采出程度的公式为^[18]:

$$E_R = \frac{G_p}{G} = 1 - \frac{\bar{p}Z_i}{p_i Z} \quad (5)$$

以苏里格东区某致密砂岩气藏为例,气藏原始地层压力 $p_i=33.2\text{MPa}$,气井井底流压 $p_w=5\text{MPa}$,储层有效厚度 $h=10\text{m}$,单井最大供给半径 $r_e=800\text{m}$,气井井筒半径 $r_w=0.1\text{m}$,储层温度 $T=382.15\text{K}$ ^[19],气井废弃产量 $Q_{sc}=1\ 100\text{m}^3/\text{d}$ ^[20]。根据考虑阈压梯度影响的气井稳态产能方程(4)和定容封闭气藏采出程度计算公式(5),可以计算出不同

致密砂岩气藏在含水饱和度为 25%~55% 条件下的单井可控采收率。

单井可控采收率的渗流力学计算原理为:由于贾敏效应的存在,只有当气藏边缘压力梯度大于阈压梯度时气体才能发生流动,随着气井泄流半径的逐渐增加,使气体保持流动的边缘压力也逐渐增大,当所需边缘压力达到气藏原始压力时,超出此泄流半径范围的气体将不再发生流动,即:

$$\frac{(p_e^2 - p_w^2)}{\text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \frac{1}{2r_e p_e} \geq \lambda \quad (6)$$

因此阈压梯度降低了气井的单井控制储量,降

低了致密砂岩气藏的可动用程度,从而影响气井产能降低了气藏最终采收率。图 5 中储层阈压梯度与采收率的关系曲线表明:对于致密砂岩气藏,储层渗透率是采收率、阈压梯度的最主要影响因素,并且阈压梯度与采收率呈良好的正线性相关关系,随着储层渗透率的降低采收率、阈压梯度逐渐减小,随着阈压梯度的增大采收率逐渐减小。致密气藏还存在着可动用下限,当储层渗透率低于 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、阈压梯度大于 0.1MPa/m 时,储层中的绝大多数流体将无法被动用,气藏无法进行常规开发只能通过储层改造技术来提高气藏的最终采收率。

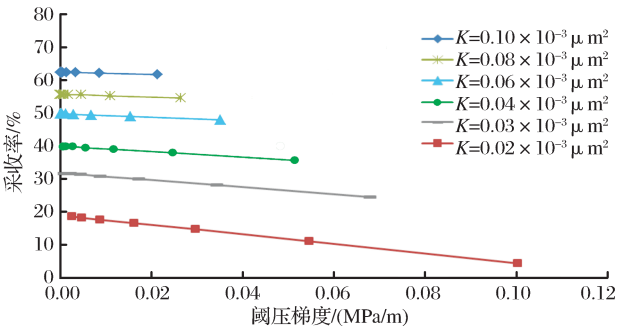


图 5 致密砂岩气藏采收率与阈压梯度的关系曲线

Fig. 5 Relationship curve between recovery and threshold pressure gradient of tight sandstone gas reservoir

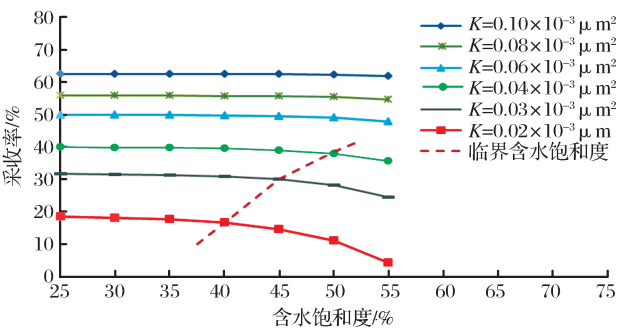


图 6 致密砂岩气藏采收率与含水饱和度的关系曲线

Fig. 6 Relationship curve between recovery and water saturation of tight sandstone gas reservoir

3.3 采收率发生变化的临界含水饱和度

除储层渗透率外,含水饱和度也是影响致密砂岩气藏阈压梯度和采收率的主要因素。图 6 中含水饱和度与采收率的关系曲线表明:随着含水饱和度的升高,气藏的阈压梯度也逐渐增大,气藏的最终采收率逐渐降低。致密砂岩气藏还存在采收率发生急剧下降的临界含水饱和度,储层渗透率为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 等 3 类致密气藏的临界含水饱和度分别为 40%、45% 和 50%,即随着储层渗透率的增大,其临界含水饱和度

也逐渐增大。当致密砂岩气藏的含水饱和度低于临界含水饱和度时,含水饱和度并不能较大幅度地影响气藏的最终采收率,对于此类气藏影响采收率的主要因素仍然是储层渗透率;而当含水饱和度高于临界含水饱和度时,含水饱和度对气藏最终采收率的影响程度非常大,随着含水饱和度的逐渐升高,气藏采收率快速降低,对于此类气藏影响采收率的主要因素是含水饱和度。因此,高含水致密砂岩气藏的阈压梯度值较大,应该采用控压生产的合理开发方式,从而有效地控制了水相运移,减少了气相的渗流阻力。

4 结论

通过阈压梯度测试实验与气藏工程计算得到以下结论。

(1)对于致密砂岩气藏,产生存在阈压梯度的非达西渗流的主要原因是贾敏效应。通过实验研究,明确致密砂岩气藏具有储层渗透率越低、含水饱和度越高,阈压梯度越大,非达西渗流特征越显著的渗流规律。

(2)储层渗透率是致密砂岩气藏阈压梯度和采收率的最主要影响因素,随着储层渗透率的降低,阈压梯度逐渐增大,气藏采收率逐渐减小。致密砂岩气藏存在可动用下限,当储层渗透率低于 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、阈压梯度大于 0.1MPa/m 时,储层中的绝大多数流体将无法被动用。

(3)含水饱和度也是影响致密砂岩气藏阈压梯度和采收率的因素,随着储层含水饱和度的升高,阈压梯度逐渐增大,气藏采收率逐渐减小。并且致密砂岩气藏存在采收率发生急剧下降的临界含水饱和度,临界含水饱和度值一般在 40%~50% 之间。

符号说明:

λ 为阈压梯度, MPa/m ; K 为储层绝对渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_g 为储层有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; S_w 为含水饱和度, %; Q_{sc} 为气井标准状况下产气量, m^3/d ; h 为储层有效厚度, m ; p_i 为气藏原始地层压力, MPa ; p_e 为气井边界压力, MPa ; p_w 为气井井底流压, MPa ; \bar{p} 为气井平均地层压力, MPa ; r_e 为气井泄流半径, m ; r_w 为气井井筒半径, m ; $\bar{\mu}$ 为平均地层压力下的气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; Z_i 为原始压力下的天然气偏差系数, 无因次; \bar{Z} 为平均地层压力下的天然气偏差系数, 无因次; T 为储层温度, K ; E_R 为气藏采

出程度,%; G_p 为气藏累计产量, m^3 ; G 为气藏原始地质储层, m^3 。

参考文献 (References):

- [1] Guo Ping, Zhang Maolin, Huang Quanhua, *et al.* Mechanism Research on Low Permeability Tight Sandstone Gas Reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 49-51. [郭平, 张茂林, 黄全华, 等. 低渗透致密砂岩气藏开发机理研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 49-51.]
- [2] Swartzendruber D. Non Darcy flow behavior in fluid saturated porous media[J]. Journal of Geophysical Research, 1962, 67(3): 5205-5213.
- [3] Miller R J, Low P F. Threshold gradient of water in clay systems[J]. Soil Science Society of America, Proceedings, 1963, 27(3): 605-609.
- [4] Feng Xi, Zhong Fuxun, Luo Tao. Well test model study of the gas wells in tight reservoir with low permeability[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(1): 56-59. [冯曦, 钟孚勋, 罗涛. 低渗透致密储层气井试井模型研究[J]. 天然气工业, 1998, 18(1): 56-59.]
- [5] Wu Fan, Sun Lijuan, Qiao Guoan, *et al.* Core starting pressure gradient measurement experiment condition preferred [J]. Henan Petroleum, 2006, 20(3): 79-80. [吴凡, 孙黎娟, 乔国安, 等. 岩心启动压力梯度测定实验条件优选[J]. 河南石油, 2006, 20(3): 79-80.]
- [6] Yi Ga, Tang Hai, Lv Dongliang. The study and analysis of starting pressure gradient in low permeability gas reservoirs[J]. Offshore Oil, 2006, 26(3): 51-54. [依呷, 唐海, 吕栋梁. 低渗气藏启动压力梯度研究与分析[J]. 海洋石油, 2006, 26(3): 51-54.]
- [7] Gao Shusheng, Xiong Wei, Liu Xiangui, *et al.* Experimental research status and several novel understandings on gas percolation mechanism in low-permeability sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 52-55. [高树生, 熊伟, 刘先贵, 等. 低渗透砂岩气藏气体渗流机理实验研究现状及新认识[J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 52-55.]
- [8] Zhu Weiyao, Song Hongqing, He Dongbo, *et al.* Low-velocity Non-Darcy gas seepage model and productivity equations of low-permeability water-bearing gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(5): 685-689. [朱维耀, 宋洪庆, 何东博, 等. 含水低渗气藏低速非达西渗流数学模型及产能方程研究[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(5): 685-689.]
- [9] Huang Quanhua, Wang Fuping, Yin Lang, *et al.* Calculation Methods of Well Productivity and Dynamic Reserves of Low Permeability Gas Reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 49-50. [黄全华, 王富平, 尹琅, 等. 低渗气藏气井产能与动态储量计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 49-50.]
- [10] Zheng Likun. Establishment of trinomial productivity equation for Non-Darcy effect low permeability gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(1): 146-149. [郑丽坤. 低渗透气藏非达西渗流三项式产能方程的建立[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(1): 146-149.]
- [11] Wan Yujin, Han Yongxin, Zhou Zhaohua, *et al.* Geological Characteristics and Development Technology of Tight Sand Gas Reservoir in America[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 1-2. [万玉金, 韩永新, 周兆华, 等. 美国致密砂岩气藏地质特征与开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013: 1-2.]
- [12] Wang Yang, Yang Shenglai, Wu Bin, *et al.* Experimental research of single phase water on threshold pressure gradient of ultra-low permeability sandstone cores of Daqing Oilfield[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2010, 3(1): 62-65. [王杨, 杨胜来, 吴彬, 等. 大庆特低渗砂岩单相水启动压力梯度实验研究[J]. 复杂油气藏, 2010, 3(1): 62-65.]
- [13] Li Aifen, Zhang Shaohui, Liu Min, *et al.* A new method of measuring starting pressure for low permeability reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum, 2008, 32(1): 68-71. [李爱芬, 张少辉, 刘敏, 等. 一种测定低渗油藏启动压力的新方法[J]. 中国石油大学学报, 2008, 32(1): 68-71.]
- [14] Lü Chengyuan, Wang Jian, Sun Zhigang, *et al.* An experimental study on starting pressure gradient of fluids flow in low permeability sandstone porous media[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(2): 86-88. [吕成远, 王建, 孙志刚, 等. 低渗透砂岩油藏渗流启动压力梯度实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2): 86-88.]
- [15] Li Zhongxing, Han Hongbao, Cheng Linsong, *et al.* A new solution and application of starting pressure gradient in ultra-low permeability reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6): 107-109. [李忠兴, 韩洪宝, 程林松, 等. 特低渗油藏启动压力梯度新的求解方法及应用[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 107-109.]
- [16] Xue Yun, Shi Jingping, He Chengzu. Analysis of low velocity non Darcy flow mechanism [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 102-104. [薛芸, 石京平, 贺承祖. 低速非达西流动机理分析[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 102-104.]
- [17] Yang Zhengming, Huo Lingjing, Zhang Yapu, *et al.* Mechanism of Non-liner gas seepage flow in water-bearing volcanic gas reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 371-374. [杨正明, 霍凌静, 张亚蒲, 等. 含水火山岩气藏气体非线性渗流机理研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 371-374.]
- [18] Guo Chunqiu, Li Fangming, Liu Henian, *et al.* Analysis of quantitative relationship between gas offtake and plateau duration of natural gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 908-911. [郭春秋, 李方明, 刘合年, 等. 气藏采气速度与稳产期定量关系研究[J]. 石油学报, 2009, 30(6): 908-911.]
- [19] Yuan Bin, Gu Yonghong, Li Hongying, *et al.* Factors influencing the productivity of fractured horizontal wells in the tight gas reservoir of eastern Sulige Gasfield and the optimization of them [J]. Journal of Xi'an Shiyou University, 2013, 28(2): 46-48. [袁彬, 古永红, 李红英, 等. 苏里格东区致密气藏压裂水平井产能影响因素及其优化设计[J]. 西安石油大学学报, 2013, 28(2): 46-48.]
- [20] Mao Meili, Li Yuegang, Wang Hong, *et al.* Prediction of gas well abandonment production in the Sulige Gasfield [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(4): 64-66. [毛美丽, 李跃刚, 王宏, 等. 苏里格气田气井废弃产量预测[J]. 天然气工业, 2010, 30(4): 64-66.]

Influence of the Threshold Pressure Gradient on Tight Sandstone Gas Reservoir Recovery

LI Qi^{1,2}, GAO Shu-sheng^{1,2}, YANG Zhao-peng^{1,3}, FENG Quan-le⁴, YE Li-you^{1,2}

(1. Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, CNPC & CAS, Langfang 065007, China;

2. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang 065007, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

4. CPP No. 1 Construction Company, Langfang 065007, China)

Abstract: Low porosity and permeability and high saturation are the main characters of tight sandstone gas field and there are non-Darcy flow which exist threshold pressure gradient in the proceeding of the flowing of gas phase due to the water phase. It results in the reduction of the single well control range, thereby the reduction of gas recovery. Bubble method and differential pressure flow method were combined to get the conclusion that lower permeability, higher water saturation and threshold pressure gradient affected non-darcy flow more. The correlations between threshold pressure gradient, permeability and water saturation were built according to the result of the experiment. Threshold pressure gradient and gas recovery have positive linear correlation according to the empirical and capacity formula and permeability has greater impact on gas recovery. When the permeability is below $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and the threshold pressure gradient is above 0.1 MPa/m, the fluid of reservoir would not be utilized. Water saturation is also a main factor on the gas recovery in tight gas reservoir. When the water saturation is above the critical value, the gas recovery will fall sharply with the rise of the water saturation. In conclusion, the result and mathematical model can reflect the seepage mechanism and exploitation dynamic correctly.

Key words: Sulige Gasfield; Tight sandstone gas reservoir; Threshold pressure gradient; Recovery; Permeability; Water saturation

(上接第 1327 页)

Genesis of the Natural Gas in Tight Condensate Gas Reservoirs and Forming Model, Wenchang A Sag of Pearl River Mouth Basin

ZHANG Ying-zhao, XU Xin-de, YOU Li, YUAN Bing, GAN Jun, LI Hui, DENG Guang-jun

(Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, China)

Abstract: Based on the test and seismic data etc., genesis of the natural gas in the low permeability condensate gas reservoirs of the Upper Oligocene Zhuhai Formation and their formation model are restudied through hydrocarbon geochemistry and pool-formation research method. The natural gas was dominated by hydrocarbon gas and belongs to mature oil-type gas, which differentiated from typical coal-derived gas of Yacheng13-1 Gasfield in Ying-Qiong Basin, and was generated from Lower Oligocene Enping Formation lacustrine source rocks. Evidences showed that large-scale shallow lacustrine source rocks with good type of organic matter developed during Enping Period. Since 5Ma, natural gas which formed from Enping Formation source rocks charged into Zhuhai Formation with low permeability by deep burial. Abundant gas resource, high differential pressure between source rocks and reservoir rock and straightway migration path are the main controlling factors of the Zhuhai Formation tight gas reservoirs.

Key words: Genesis of the natural gas; Oil-type gas; Tight condensate gas reservoir; Pool-forming model; Wenchang A Sag; Pearl River Mouth Basin