

文章编号:0253-9985(2012)06-0932-06

川东北碳酸盐岩气藏岩石渗透率变化实验

赖枫鹏¹,李治平¹,郭艳东²,蒋双泽³

(1. 中国地质大学 能源学院,北京 100083; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院,北京 100083;
3. 中国石油 西部钻探工程有限公司 井下作业分公司,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:地应力变化是一个三轴方向上的综合应力变化,传统的应力敏感性实验与地层真实情况存在较大误差。为了研究超高压碳酸盐岩气藏储层渗透率与有效应力的关系,针对实际井获取的岩心,设计了不考虑岩石中孔隙流体压力的三轴应力变形实验和考虑岩石中流体压力的变形实验方案,推导了由三轴应力实验数据计算渗透率变化的数学模型,在此基础上分析了川东北碳酸盐岩超高压气藏岩石渗透率变化与有效应力的关系。结果表明:在同样的有效应力条件下,考虑孔隙中流体压力时渗透率下降幅度更大。3号岩心有效应力达到50 MPa时,无因次渗透率下降幅度为57.48%。对于天然裂缝发育的岩心,使用考虑岩心中流体压力的变形实验能更好地获取渗透率的变化规律;对于天然裂缝不发育的岩心,使用不考虑岩心中孔隙流体压力的三轴应力实验能更好地获取基质渗透率的变化规律。对比国内外异常高压气藏,认为研究区气藏渗透率的应力敏感性较强。实验研究为气藏科学、高效开发提供了科学保障。

关键词:超高压;渗透率;碳酸盐岩;气藏;川东北

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Experiments on permeability change of carbonate gas reservoirs in the northeastern Sichuan Basin

Lai Fengpeng¹, Li Zhiping¹, Guo Yandong² and Jiang Shuangze³

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

2. Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

3. Downhole Operation Branch of Western Drilling Engineering Co. Ltd., PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: The terrestrial stress variation is a comprehensive triaxial change in nature. The traditional stress sensitivity experiment results do not match well with actual situation. In order to establish the relations between permeability and effective stress of carbonate gas reservoirs with ultra-high pressure, we designed two triaxial deformation experiments by using cores, one with and another without pore fluid pressure being considered. Through experiments we established mathematical model for calculating permeability change based on experiment data and analyzed the relations between permeability and effective stress of carbonate gas reservoirs with ultra-high pressure in northeastern Sichuan Basin. The results show that the permeability declines more quickly in the experiment with pore fluid pressure being considered than that without pore fluid pressure being considered under the same effective stress. The dimensionless permeability reduces by 57.48% for the No. 3 core sample when the effective stress reaches 50MPa. For cores with well developed fractures, the experiment with pore fluid pressure being considered can better reveal the changing patterns of the permeability. In contrast, for those with poorly developed fractures, the experiment without pore fluid being considered works better for understanding the permeability variation of the matrix. Compared with other ultra-high pressure gas reservoirs both domestic and abroad, the reservoirs in the study area have higher stress-sensitivity. The experimental study provides a solid basis for highly efficient development of the gas reservoirs in the study area.

Key words: ultra-high pressure, permeability, carbonate rock, gas reservoir, northeastern Sichuan Basin

收稿日期:2011-09-28;修订日期:2012-03-16。

第一作者简介:赖枫鹏(1981—),男,博士、讲师,油气田开发。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05009-006)。

国内对储层应力敏感性的广泛研究出现在 20 世纪 80 年代末,大量实验研究表明,储层孔隙度和渗透率会随着有效应力的增加而降低^[1-5],这种应力敏感效应在裂缝发育的高温高压碳酸盐岩气藏储层中更加显著^[6-11]。传统应力敏感性研究只考虑一个方向上应力的变化,但实际开采过程中,地应力变化是一个三轴方向上的综合应力变化,具有矢量性^[12-16]。所以传统应力敏感性实验研究与实际开采过程中地层真实情况有很大误差,传统应力敏感得到的孔隙度、渗透率变化规律是否符合实际,目前还是值得研究的问题。

根据气藏基本情况,对岩石(灰岩)的变形实验设计了两种方案,即不考虑岩石中孔隙流体压力的三轴应力岩石变形实验和考虑岩石中流体压力存在的变形实验方案,其中,第一种方案是新设计的方案,在以前的岩石变形实验中没有使用过。同时推导了由三轴应力实验数据计算渗透率变化的数学模型,并对不同测试方案得到的数据结果进行了对比分析,得到了该气藏岩石渗透率变化特征。

1 实验研究

1.1 不考虑岩石孔隙中流体压力的三轴应力岩石实验

1.1.1 非均匀加载围压和轴压

实验时为了获取多组测试值,研究不同围压和轴压组合下岩石的变形和应力应变关系,选择多级围压,每级围压下又选择多级轴压,轴压不断增大,然后卸载。

第一步:加载围压,围压取值 20, 30, 40, 50 MPa。每个围压取不同的轴压进行加载和卸载实验。

第二步:加载轴压,当围压范围在 20 ~ 50 MPa 时,轴压取值见表 1。

第三步:第二步中每次轴压加到最大时,再降低轴压,卸载测试。

第四步:第二、三步完成后,围压 50 MPa,轴压连续增大测试,直至岩石压碎为止。

第五步:测试时记录每个围压和轴压下的应力应变随时间的变化,直至稳定。

1.1.2 均匀加载围压和轴压

为了获取更准确的有效应力数据,在进行测

试时采用围压和轴压同步加载的方法。

第一步:加载小围压,然后加载相同大小的轴压,测试在该围压和轴压的径向应变和轴向应变;

第二步:增加围压、同时也增加相应的轴压,测试在该情况下的轴向应变和径向应变。

第三步:如此进行,直到岩石压碎为止(表 2)。

1.2 考虑岩石孔隙中流体压力的三轴应力岩石实验

保持孔压基本不变情况下,测试不同围压下岩石渗透率值和孔隙度、不同围压下岩石骨架的体积应变值,具体方案如下(表 3,表 4)。

表 1 非均匀加载围压与轴压测试设计数据

Table 1 Designed values for experiments with unevenly-loaded confining pressure and axial pressure testing

围压/MPa	轴压/MPa				
20	10	15	20	25	30
30	20	25	30	35	40
40	30	35	40	45	50
50	40	45	50	55	60

表 2 均匀加载围压与轴压测试设计数据

Table 2 Designed values for experiments with evenly-loaded confining pressure and axial pressure testing

围压/MPa	轴压/MPa	围压/MPa	轴压/MPa
2	2	25	25
4	4	30	30
6	6	35	35
8	8	40	40
10	10	45	45
13	13	50	50
16	16	55	55
19	19	60	60
22	22	65	65

表 3 岩心 1 实验围压加载数据

Table 3 Confining pressures applied in experiment of core 1

序 号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
围压/MPa	2	5	8	12	15	20	25	30	35	40	50

表 4 岩心 2、岩心 3 和岩心 4 实验围压加载数据

Table 4 Confining pressures applied in experiments of core 2,3 and 4

序 号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
围压/MPa	5	10	15	20	25	30	40	50	60	65

2 渗透率变化分析理论

2.1 不考虑岩石孔隙中流体压力的渗透率变化

岩石的渗透率与岩石所处的应变状态密切相关,目前广泛应用 Kozeny - Carman 方程^[17]。岩样渗透率随孔隙度变化的 Kozeny - Carman 方程为:

$$K = \frac{\Phi}{K_z S_p^2} = \frac{\Phi}{K_z \Sigma^2} \quad (1)$$

式中: K 为岩样渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_z 是常数, 值约取 5; Φ 是孔隙度, %; Σ 是单位体积多孔介质孔隙的表面积, cm^2 ; S_p 是孔隙介质单位孔隙体积的孔隙表面积, cm^2 。通过式(1)可以看出, 岩样的渗透率随应力的变化主要是孔隙度的变化所引起的。

通过孔隙度与应变关系的表达式:

$$\Phi = 1 - \frac{1 - \Phi_0}{1 + \varepsilon_v} \quad (2)$$

式中: Φ_0 是原始孔隙度, %; ε_v 是体积总应变比值, %。

可以进一步得到渗透率与应变的关系式为:

$$\frac{K}{K_0} = \frac{1}{(1 + \varepsilon_v)^2} \left(1 + \frac{\varepsilon_v}{\Phi_0} \right)^2 \quad (3)$$

式中: K_0 是原始渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

岩石三轴应力实验过程中, 测定的应变数据是径向应变(径向), 轴向应变(轴向)数据, 不能反应岩石实际体积的变化, 因此要通过轴向和径向的应变来推导体积应变, 找到他们之间的关系。

图1展示了岩石三轴应力实验过程中径向和轴向的应变, 岩心半径、长度、体积分别为 r, h, v , 实验过程中岩心半径变化量、长度变化量、体积变化量分别为 $\Delta r, \Delta h, \Delta v$ 。假设 $\varepsilon_1 = \Delta r/r$ 为径向应变比值, $\varepsilon_2 = \Delta h/h$ 为轴向应变比值, $\varepsilon_v = \Delta v/v$, 得到:

$$\varepsilon_v = \Delta v/v = 1 - \{ (1 - \varepsilon_2) (\varepsilon_1^2 + 2\varepsilon_1) - \varepsilon_2 \} \quad (4)$$

岩石三轴应力实验, 加载的应力是 3 个方向的, 一个轴向应力和两个径向应力。因此要把这 3 个力等效成一个有效应力, 来反映气藏开采过程中的有效应力。采用两种办法进行等效, 这里主要采用算术平均法, 即把轴向压力和两个径向压力取算术平均值, 把这个平均值当作有效应力处理。

2.2 考虑岩石孔隙中流体压力的渗透率变化

考虑孔隙中流体压力岩石变形实验, 即常规

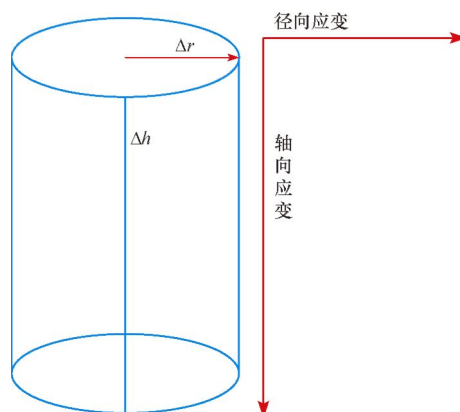


图1 岩石受力发生形变示意图

Fig. 1 Schematic diagram showing rock deformation under pressure

的驱替应力敏感实验, 测得的不同围压条件下的渗透率值是实验设备根据稳态或非稳态达西定律自动进行计算完成的。

3 实验结果分析

3.1 不考虑岩石孔隙中流体压力的三轴应力岩石实验

3.1.1 非均匀加载围压和轴压

岩心渗透率初始值为 $0.021\ 466 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 轴压选取值低于 80 MPa, 以保证实验获得更多的数据点。通过测定压力与应变的数据(表5), 结合渗透率与应变的关系式, 得到渗透率与有效应力之间的关系。

岩石渗透率(K)随有效应力(p)的增加成幂指数关系下降(图2), 满足关系式 $K = 0.019\ 8e^{-0.003p}$ 。当平均有效应力达到 53 MPa 时, 渗透率损害率达到 20.6%。同时, 在降压过程中渗透率恢复程度小, 说明岩石变形属于非弹性变形。

3.1.2 均匀加载围压和轴压

选取同属于一口井的另一块岩心, 渗透率初始值为 $0.020\ 43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。按照方案设计进行实验, 首先得到不同围压和轴压下岩心径向应变和轴向应变等岩石变形数据, 通过计算得到体积应变数据并得到相应的渗透率值。

渗透率随有效应力的增加而降低(图3), 满足关系式 $K = 0.022e^{-0.005\ 9p}$ 。当有效应力达到 20 MPa 时, 渗透率损害率达到 16%; 有效应力 65 MPa 时渗

表5 部分测试计算数据

Table 5 Test and calculation data

平均有效应力/MPa	体积应变	孔隙度/%	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	Φ/Φ_0	K/K_0
16.67	8.64×10^{-6}	4.574	0.018 91	0.943 13	0.880 74
18.33	2.00×10^{-5}	4.573	0.018 90	0.942 91	0.880 32
33.33	9.40×10^{-4}	4.485	0.018 18	0.924 80	0.846 83
36.67	1.69×10^{-3}	4.414	0.017 60	0.910 05	0.820 04
51.67	2.35×10^{-3}	4.350	0.017 10	0.896 87	0.796 47
53.33	2.43×10^{-3}	4.343	0.017 04	0.895 45	0.793 94

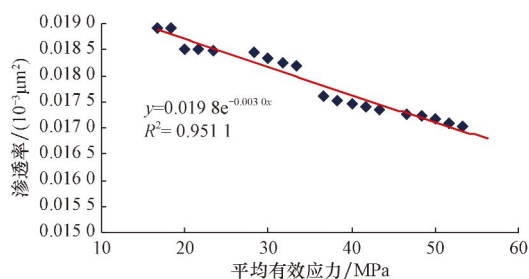


图2 渗透率与平均有效应力关系曲线

Fig. 2 Curves showing the relations between average effective stress and permeability

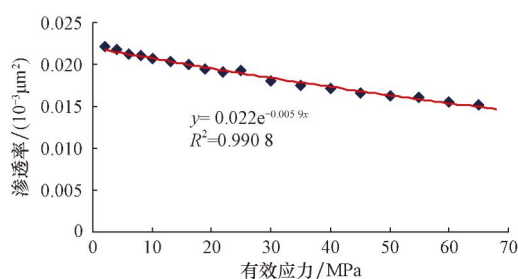


图3 渗透率与有效应力关系曲线

Fig. 3 Curves showing the relations between effective stress and permeability

透率损害率达到34%。由此可见,有效应力20 MPa以前损害程度较大,占65 MPa时损害率的50%。

3.2 考虑岩石孔隙中流体压力的三轴应力岩石实验

实验中考虑流体的流动,测定了不同围压下

的渗透率值,得到渗透率与围压的关系曲线,如图4所示。

随着围压的增大渗透率降低,在围压变化初期渗透率下降明显,后期下降幅度趋于平缓。岩心1实验中当有效应力从20 MPa上升到30 MPa,渗透率下降了61.8%,渗透率下降幅度非常大;岩

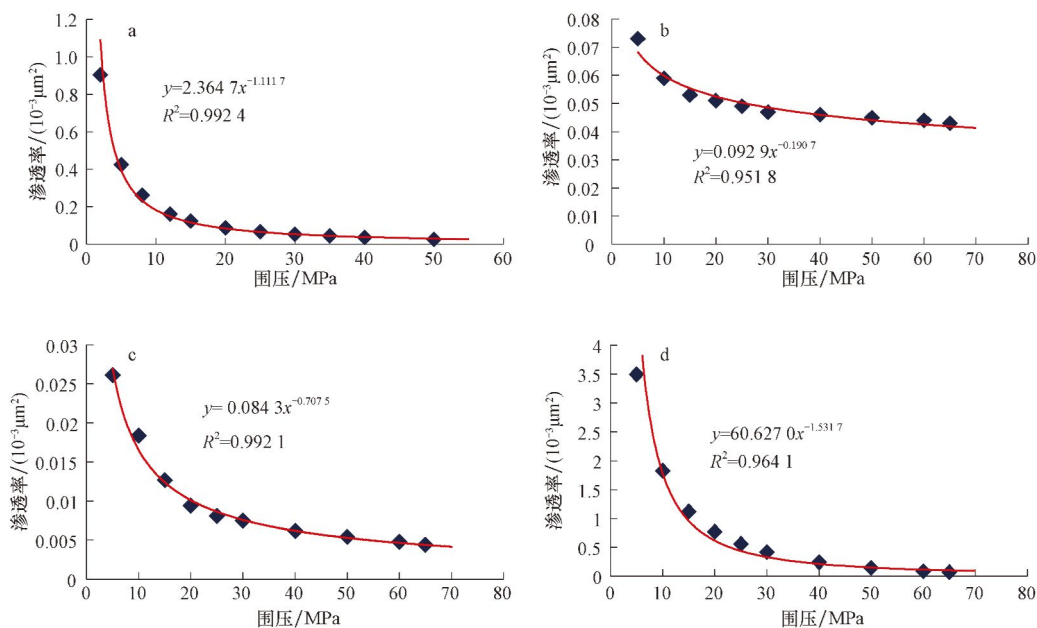


图4 不同岩心渗透率与围压关系曲线

Fig. 4 Curves showing the relations between confining pressure and permeability of different core samples

a. 1号岩心; b. 2号岩心; c. 3号岩心; d. 4号岩心

心4裂缝非常发育,渗透率较大,但应力敏感性非常强,这是在加载围压过程中裂缝闭合导致的。

3.3 不同方案实验结果对比

3.3.1 不考虑流体压力实验时均匀加载与非均匀加载对比

通过图2和图3可以看到,均匀加载与非均匀加载实验中,有效应力与渗透率变化均符合幂指数关系。均匀加载围压和轴压实验中,随有效应力的增加,渗透率变化幅度大于非均匀加载实验中渗透率的变化幅度。这其中涉及的因素有三个方面:①岩心的差异性,这种差异性是先天存在的,无法改变。②两个不同实验中有效应力的区别,均匀加载实验中围压与轴压值相等,因此取平均值的有效应力在数值上等同于围压或轴压;而非均匀加载实验过程中围压与轴压值不等,通过平均有效应力计算应变会引起差别。③实验过程中围压、轴压的不同加载方式与顺序可能在一定程度上造成结果的差异。

3.3.2 考虑流体压力与不考虑流体压力实验对比

通过对考虑孔隙中流体压力和不考虑孔隙中流体压力的实验结果进行对比可以发现(表6),在同样的有效应力条件下,考虑孔隙中流体压力时渗透率下降幅度更大。以无因次渗透率变化为衡量标准,当岩心3的有效应力达到50 MPa时,无因次渗透率下降幅度为57.48%;而不考虑孔隙中流体的实验中,有效应力达到50 MPa时,无因次渗透率下降幅度为11.98%。

两种测试方法得到的结果,存在比较大的差

异,原因有两个方面:①两个实验用的岩心是同一个层不同位置的岩心,由于地质构造、沉积等因素造成岩心之间存在差异性;②岩心存在微裂缝,在实验过程中,随着围压的增加,裂缝闭合,渗透率下降的速度也就很快,考虑孔隙中流体压力方案中测试得到的渗透率主要是反映裂缝渗透率的变化规律,而不考虑孔隙中流体压力方案中主要反映基质渗透率的变化规律。

通过实验对比分析可以得到:存在天然裂缝时,采用考虑流体压力的方法,能够容易得到裂缝中渗透率的变化规律;不考虑流体压力的实验能够测试基质的渗透率变化规律。

4 结论

1) 不考虑流体且非均匀加载围压和轴压的岩石三轴应力实验,由于总应力需要计算,导致实验数据具有一定的误差;不考虑流体且均匀加载围压和轴压的岩石三轴应力实验,因为围压和轴压取值相同,不用计算有效应力,所以实验数据精确,分析方便。这两个方案能够反应基质的应力敏感性。

2) 考虑流体的实验方案反映流动的问题,能够测试裂缝的变形情况,能够很好的反应裂缝的应力敏感性。

3) 不同的实验方案都可以得到渗透率变化数据,但是对于存在裂缝的岩心,采用有流体通过的实验方案,测试得到的渗透率随应力的变化更准确些;对于没有裂缝的基质,采用无流体通过的三轴应力实验,能够得到基质的渗透率随有效应力的变化规律。

表6 不同方案实验结果数据对比

Table 6 Comparison of results from different experiments

有效应力/MPa	不考虑孔隙中流体压力实验 无因次渗透率	渗透率下降值/%	考虑孔隙中流体压力实验 无因次渗透率	渗透率下降值/%
15	1.000 0	0	1.000 0	0
0	0.948 8	5.12	0.740 2	25.98
30	0.940 1	5.99	0.590 6	40.94
40	0.894 5	10.55	0.488 2	51.18
50	0.880 2	11.98	0.425 2	57.48

参 考 文 献

- [1] Fatt I, Davis D H. Reduction in permeability with overburden pressure[J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 16(12): 31-34.
- [2] Jelmert T A, Selseng H. Permeability function describes core permeability in stress-sensitive rocks[J]. Oil & Gas Journal, 1998, 12(7): 60-63.
- [3] Davies J P, Davies D K, David K. Stress-dependent permeability: characterization and modeling[J]. SPE 56813, 1999.
- [4] Davies J P, Davies D K. Stress-dependent permeability: characterization and modeling[J]. SPE 71750, 2001.
- [5] 阮敏, 王连刚. 低渗透油田开发与应敏效应[J]. 石油学报, 2002, 23(3): 73-78.
Ruan Min, Wang Liangang. Low-permeability oilfield development and pressure-sensitive effect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(3): 73-78.
- [6] 潘伟义, 伦增琨, 王卫红, 等. 异常高压气藏应力敏感性实验研究[J]. 石油实验地质, 2011, 33(2): 212-214.
Pan Weiyi, Lun Zengmin, Wang Weihong, et al. Experimental study of stress sensitivity in abnormal overpressure gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(2): 212-214.
- [7] 何健, 康毅力, 刘大伟, 等. 孔隙型与裂缝-孔隙型碳酸盐岩储层应力敏感性研究[J]. 钻采工艺, 2005, 28(2): 84-86.
He Jian, Kang Yili, Liu Dawei, et al. The stress sensitivity research on porous and fractured porous carbonate reservoirs[J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(2): 84-86.
- [8] 赵艳艳, 袁向春, 康志江. 缝洞型碳酸盐岩油藏油井产量及压力变化模型[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 54-56, 62.
Zhao Yanyan, Yuan Xiangchun, Kang Zhijiang. Flow rate and pressure variation modeling for production wells in fractured vuggy carbonates reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 54-56, 62.
- [9] 王卫红, 刘传喜, 穆林, 等. 高含硫碳酸盐岩气藏开发技术政策[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 302-310.
Wang Weihong, Liu Chuanxi, Mu Lin. Technical policy optimization for the development of carbonate sour gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 302-310.
- [10] 杨枝, 孙金声, 张洁, 等. 裂缝性碳酸盐岩储层应力敏感性实验研究[J]. 钻井液与完井液, 2009, 26(6): 5-6, 9.
Yang Zhi, Sun Jinsheng, Zhang Jie, et al. Experimental study on the stress sensitivity of fractured carbonate reservoirs[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(6): 5-6, 9.
- [11] 王业众, 康毅力, 张浩, 等. 碳酸盐岩应力敏感性对有效应力作用时间的响应[J]. 钻采工艺, 2007, 30(3): 105-107.
Wang Yezhong, Kang Yili, Zhang Hao, et al. Response of carbonate stress sensitivity to loading time under effective pressure[J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(3): 105-107.
- [12] 张重远, 吴满路, 陈群策, 等. 地应力测量方法综述[J]. 河南理工大学学报(自然科学版), 2012, 31(3): 305-310.
Zhang Chongyuan, Wu Manlu, Chen Qunce, et al. Review of insitu stress measurement methods[J]. Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science), 2012, 31(3): 305-310.
- [13] 王连捷, 孙宝珊, 王薇, 等. 地应力对油气运移的驱动作用[J]. 地质力学学报, 2011, 17(2): 132-143.
Wang Lianjie, Sun Baoshan, Wang Wei, et al. Driving effect of the crustal stress on petroleum migration[J]. Journal of Geomechanics, 2011, 17(2): 132-143.
- [14] 童亨茂. 应力对流体及油气二次运移作用的几种模式[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1999, 23(2): 112, 14-17.
Tong Hengmao. Models of formation stress action on fluid and oil and gas migration in reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum, 1999, 23(2): 14-17.
- [15] 邵先杰. 储层渗透率非均质性表征新参数——渗透率参差系数计算方法及意义[J]. 石油实验地质, 2010, 32(4): 397-399.
Shao Xianjie. A new characterized parameter for the permeability heterogeneity of the reservoir: calculation method of permeability diversity coefficient and its significance[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(4): 397-399.
- [16] 刘顺, 何衡, 张华光. 基于动态渗透率效应的低渗透油藏产能新观点[J]. 断块油气田, 2011, 18(4): 482-485.
Liu Shun, He Heng, Zhang Huaguang. New viewpoint of productivity on low permeability reservoir based on dynamic permeability effect[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(4): 482-485.
- [17] Kleinberg R L, Flaum C, Griffin D D, et al. Deep sea NMR: methane hydrate growth habit in porous media and its relationship to hydraulic permeability, deposit accumulation, and submarine slope stability[J]. Journal of Geophysical Research, 2003, 108(B10): 2508-2522.

(编辑 董立)