

川西致密砂岩气藏岩心狱渗区的界定方法

莫非,杜志敏*,彭小龙,汤勇,李传亮

(西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都610500)

摘要:在渗透率低于0.05 mD的致密砂岩气藏的相对渗透率曲线中,可能存在气、水两相均无法有效流动的狱渗区。对川西致密砂岩气藏岩心狱渗区内气、水两相流动规律的研究,需以狱渗区的合理界定为前提。针对川西致密砂岩气藏岩心狱渗区的界定问题,通过定义等渗点相对渗透率因子、气相相对渗透率曲率因子和水相相对渗透率曲率因子特征参数,提出一种考虑岩石及流体特征的狱渗区界定方法。采用该方法对川西致密砂岩气藏岩心的狱渗区进行界定,并探讨狱渗区对致密砂岩气藏气井生产的影响。研究表明,川西致密砂岩气藏岩心狱渗区集中在含水饱和度为63%~91%的区域内,接近储层的初始含水饱和度(为40%~70%)。开发时,由于钻完井、储层改造工作液残留在储层中,可能导致近井带含水饱和度上升至狱渗区内降低气井产量。狱渗区对致密砂岩气藏气井产气量的影响在生产初期达到最大,可导致产气量峰值的出现推迟数百天。

关键词:致密气 狱渗区 相对渗透率 含水饱和度 等渗点 渗透率

中图分类号:TE311

文献标识码:A

A method to determine permeability jail boundaries of tight sandstone cores from the Western Sichuan Basin

MO Fei, DU Zhimin, PENG Xiaolong, TANG Yong, LI Chuanliang

(College of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China)

Abstract: Permeability jail, where both gas and water cannot flow effectively, may exist in the relative permeability curve of cores of tight gas reservoirs whose permeability is below 0.05 mD. The investigation of gas and water flow in the permeability jail of the tight sandstone cores in the Western Sichuan Basin should be based on the reasonable determination of permeability jail boundaries. A method to determine permeability jail boundaries of the tight sandstone cores from the Western Sichuan Basin was proposed. Factors including relative permeability factor at the cross-over point, gas relative permeability curvature factor and water relative permeability curvature factor were defined to describe the properties of rock and fluids. The method was applied to study permeability jail boundaries of tight sandstone cores from the Western Sichuan Basin. And the influence of permeability jail on gas production of the tight sandstone gas reservoir was analyzed. Results show that permeability jail of tight sandstone cores from the Western Sichuan Basin occupies water saturation region ranging from 63% and 91%, which approximates the initial water saturation of the Sichuan Basin (40%~70%). During the gas development, due to drilling, well completion and hydraulic fracturing fluids retention in the reservoir, water saturation near well-bore areas can rise to permeability jail and then reduce gas production. The permeability jail has the most significant effect on gas production at the beginning of the production in the tight sandstone gas reservoir. It can delay the peak gas production for hundreds of days.

Key words: tight gas; permeability jail; relative permeability; water saturation; cross-over point; permeability

在渗透率低于0.05 mD的致密砂岩气藏的相对渗透率曲线中,可能存在气、水两相均无法有效流

收稿日期:2017-11-06。

作者简介:莫非(1991—),女,四川南充人,在读博士研究生,从事致密气藏开发研究。联系电话:13096332669, E-mail: mofei_swpu@163.com。

*通讯作者:杜志敏(1953—),女,陕西西安人,教授,博导。联系电话:13981911613, E-mail: duzhimin@swpu.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05066004)。

动的狱渗区^[1-3]。2017年,MO等对川西致密砂岩气藏的岩心进行气、水相对渗透率实验时,发现其岩心中存在狱渗区^[4]。川西致密砂岩气藏的渗透率低,储层无明显气水界面^[5-7],具有较高的初始含水饱和度(为40%~70%)^[5,8-9]。若开发过程中边底水或近井带工作液侵入储层将造成含水饱和度升高,导致近井带储层含水饱和度上升至狱渗区含水饱和度范围内,影响气、水渗流能力,造成压裂液返排困难^[8],储层供气不足^[1,10-11],气井产能降低^[3,12]等。

针对狱渗区的界定问题,CLUFF等将气、水相对渗透率均小于0.02作为狱渗区的界定标准^[1],认为美国致密砂岩气藏的狱渗区大多分布在含水饱和度为55%~80%的区域内。虽然美国学者对狱渗区已有一定的研究基础,但美国致密砂岩气藏在地质条件^[13-16],气、水分布^[13-14]和单井产量^[17-18]等方面均与川西致密砂岩气藏^[5-9]存在差异。目前中国学者对致密砂岩气藏狱渗区的研究尚在探索阶段,还未提出适用于中国致密砂岩气藏岩心的狱渗区界定方法。为此,笔者进行川西致密砂岩气藏岩心狱渗区的界定方法研究。根据相对渗透率曲线、等渗点特征及曲率变化特征,定义相应的特征参数,并利用特征参数,提出一种考虑岩石及流体特征的狱渗区界定方法。

1 岩心的狱渗区

在致密砂岩气藏岩心的相对渗透率曲线上,存在某一含水饱和度区域,在该区域内气、水两相均无法发生有效流动,该区域被定义为狱渗区^[1](图1)。

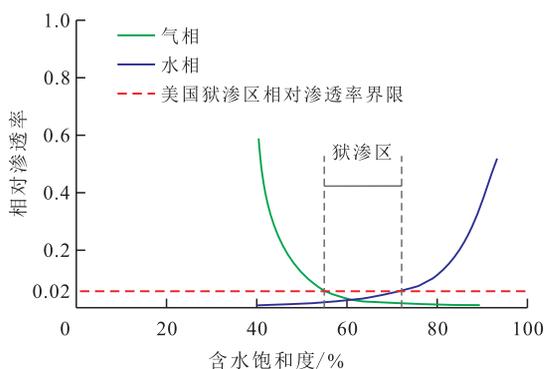


图1 致密砂岩气藏岩心狱渗区示意

Fig.1 An illustration of permeability jail in tight sandstone gas reservoirs

MO等^[4]根据行业标准SY/T 5345—2007^[19],采用非稳态法对4块川西致密砂岩气藏岩心进行气、水相对渗透率测试,发现川西致密砂岩气藏岩心存

在狱渗区。4块实验岩心的孔隙度、渗透率等基本物性参数如表1所示。从实验岩心气、水两相相对渗透率曲线(图2)可知,该曲线等渗点的相对渗透率低(均低于0.04),曲率存在明显变化,反映出气、水两相流动能力存在突变。因此,实验岩心的气、水两相相对渗透率曲线出现了狱渗区。

表1 实验岩心基本物性参数

Table1 Basic physical property parameters of core samples

岩心编号	渗透率/mD	孔隙度/%
1	0.038 8	4.03
2	0.020 0	4.38
3	0.024 9	7.45
4	0.033 6	9.48

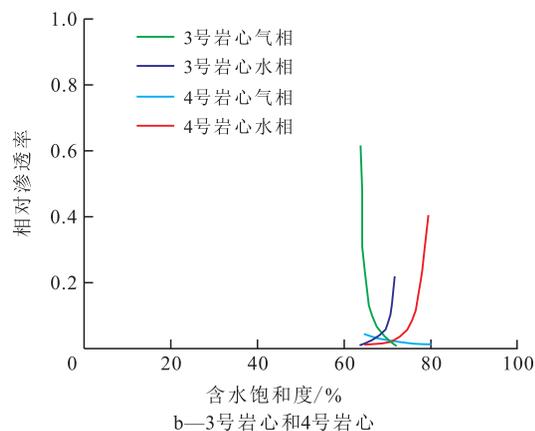
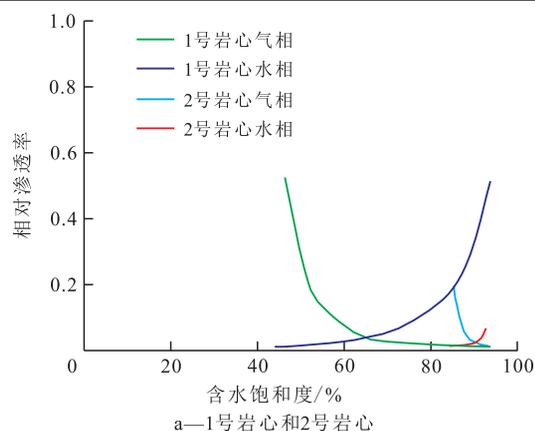


图2 4块实验岩心气、水两相相对渗透率曲线

Fig.2 Gas-water relative permeability curves of 4 core samples

2 岩心狱渗区的界定方法及步骤

2.1 界定方法

根据相对渗透率曲线的等渗点相对渗透率特征及曲率变化特征,定义3个特征参数:等渗点相对渗透率因子、气相相对渗透率曲率因子和水相相对渗透率曲率因子。在相对渗透率曲线上,将符合以下3个条件的含水饱和度区域界定为狱渗区。根据

含水饱和度区域界定狱渗区须符合3个条件:①等渗点相对渗透率因子(γ)不小于等渗点相对渗透率(K_{re})。②气相相对渗透率曲率因子(λ_g)与狱渗区左边界处气相相对渗透率曲率因子(λ_g^*)相等。③水相相对渗透率曲率因子(λ_w)与狱渗区右边界处水相相对渗透率曲率因子(λ_w^*)相等。

其中

$$\lambda_g^* = \frac{\left| \left(\frac{dK_{rg}}{dS_{wjl}} \right) \right| - \min \left(\left| \frac{dK_{rg}}{dS_w} \right| \right)}{\max \left(\left| \frac{dK_{rg}}{dS_w} \right| \right) - \min \left(\left| \frac{dK_{rg}}{dS_w} \right| \right)} \quad (1)$$

$$\lambda_w^* = \frac{\left| \left(\frac{dK_{rw}}{dS_{wjr}} \right) \right| - \min \left(\left| \frac{dK_{rw}}{dS_w} \right| \right)}{\max \left(\left| \frac{dK_{rw}}{dS_w} \right| \right) - \min \left(\left| \frac{dK_{rw}}{dS_w} \right| \right)} \quad (2)$$

式中: K_{rg} 为气相相对渗透率; S_{wjl} 为狱渗区左边界处的含水饱和度; S_w 为含水饱和度; K_{rw} 为水相相对渗透率; S_{wjr} 为狱渗区右边界处的含水饱和度。

条件①为等渗点相对渗透率约束条件,它约束了等渗点相对渗透率的大小,使得狱渗区内等渗点的相对渗透率不超过 γ (图3a)。条件②约束了气相相对渗透率曲线的曲率,在气相相对渗透率曲率因子图上,将狱渗区左边界以右部分的曲率变化量占总曲率变化量的百分比限定为 λ_g (图3b)。条件③约束了水相相对渗透率曲线的曲率,在水相相对渗透率曲率因子图上,将狱渗区右边界以左部分的曲率变化量占总曲率变化量的百分比限定为 λ_w (图3c)。

因此,式(1)和式(2)既能体现狱渗区内等渗点相对渗透率较低的特征,又能反映狱渗区边界处相对渗透率曲线曲率的突变特征。针对不同的致密砂岩气藏,均可找到与其岩石及流体特征相适应的 γ , λ_g 和 λ_w 。

2.2 界定步骤

川西致密砂岩气藏岩心狱渗区的界定步骤主要包括:①确定 γ , λ_g 和 λ_w 。绘制研究区内低产气井岩心的相对渗透率曲线,计算各岩心的渗透率与孔隙度比值;统计各相对渗透率曲线等渗点的相对渗透率以及气、水相相对渗透率曲线的拐点处曲率;分别绘制等渗点相对渗透率、气相相对渗透率曲线的拐点处曲率、水相相对渗透率曲线的拐点处曲率与渗透率/孔隙度(K/ϕ)的关系,由此判断等渗

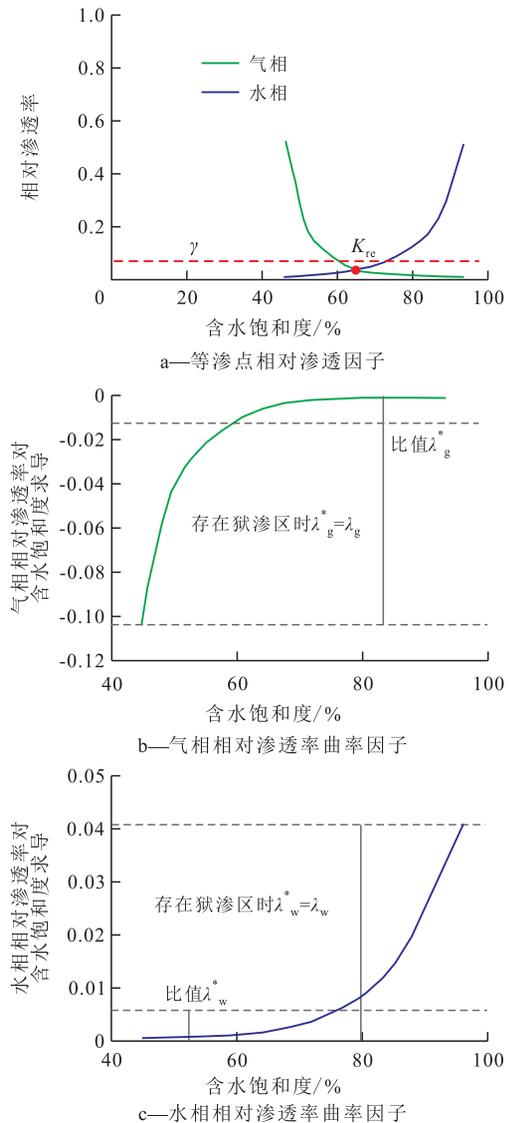


图3 致密砂岩气藏岩心狱渗区界定方法示意

Fig.3 An illustration of the method to determine permeability jail boundaries in tight sandstone gas reservoir

点相对渗透率、气相相对渗透率曲线拐点处曲率、水相相对渗透率曲线拐点处曲率的集中区域,集中区域的上限即为 γ , λ_g 和 λ_w 。②判定川西致密砂岩气藏岩心等渗点相对渗透率是否符合等渗点相对渗透率的约束条件。若符合约束条件,则进行第③步,反之,则该岩心不存在狱渗区。③按照式(1)和式(2),计算狱渗区左、右边界的含水饱和度。若 $S_{wjl} < S_{wjr}$,则岩心相对渗透率曲线存在狱渗区,狱渗区含水饱和度为 $S_{wjl} \sim S_{wjr}$;若 $S_{wjl} > S_{wjr}$,则岩心相对渗透率曲线不存在狱渗区。

3 实例分析及应用

3.1 实例分析

对16条川西低产气井相对渗透率曲线^[4,20-22]进

行统计分析研究。分别绘制等渗点相对渗透率、气相相对渗透率曲线拐点处曲率、水相相对渗透率曲线拐点处曲率与 K/ϕ 的关系(图4)。从图4中可以看出,等渗点相对渗透率集中在0.04以下,气相相对渗透率曲线拐点处曲率集中于0.04以下,水相相对渗透率曲线拐点处曲率集中分布于0.06以下。故以 $\gamma = 0.04$, $\lambda_g = 0.04$, $\lambda_w = 0.06$ 对图2中的4块实验岩心的狱渗区进行界定。同时,采用美国的界定标准对实验岩心的狱渗区进行对比研究,结果(表2)表明,采用美国界定标准,仅2号和4号岩心存在狱渗区,1号和3号岩心在美国标准的界定下不

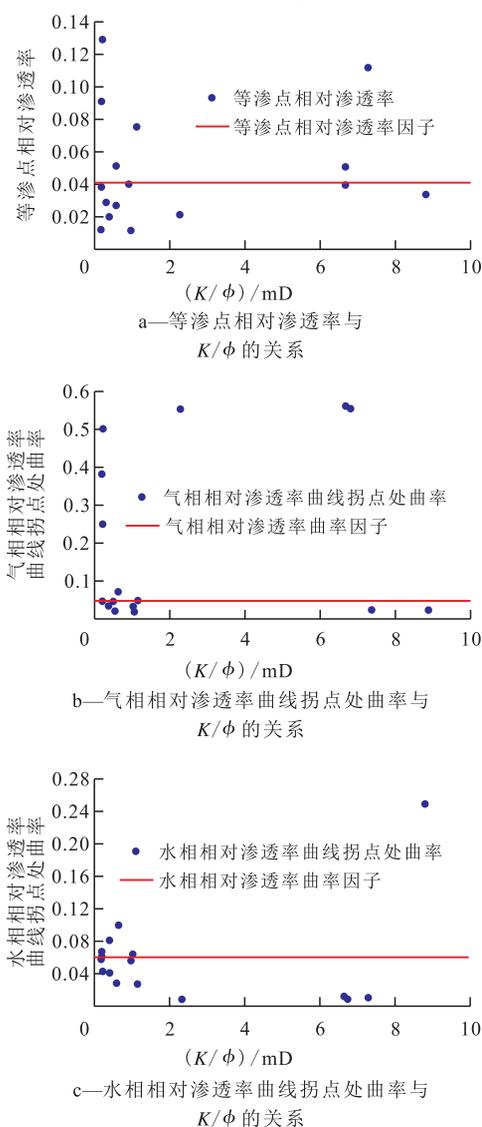


图4 等渗点相对渗透率、气相相对渗透率曲线拐点处曲率、水相相对渗透率曲线拐点处曲率与 K/ϕ 的关系

Fig.4 Plots of the relative permeability at the cross-over point, the curvature at the turning point of gas relative permeability curve and the curvature at the turning point of water relative permeability curve against the ratio of permeability to porosity

表2 美国界定标准与实验岩心界定标准的狱渗区界定结果对比

Table2 Comparison of permeability jail boundaries determined by using American standard and the experimental core standard

岩心编号	等渗点相对渗透率	美国界定标准		实验岩心界定标准			
		是否存在狱渗区	左边界含水饱和度/%	右边界含水饱和度/%	是否存在狱渗区	左边界含水饱和度/%	右边界含水饱和度/%
1	0.039	否			是	63.74	73.34
2	0.012	是	89.06	90.52	是	88.77	90.13
3	0.028	否			是	67.28	69.14
4	0.019	是	69.92	70.21	是	68.78	71.27

存在狱渗区;其实1号和3号岩心的相对渗透率曲线明显具有前文所述的狱渗区特征。因此,考虑岩石及流体特征的狱渗区界定方法更适合于川西致密砂岩油藏岩心狱渗区的界定。

此外,川西实验岩心的狱渗区主要集中在含水饱和度为63%~91%的区域内;与美国致密砂岩气藏岩心的狱渗区含水饱和度55%~80%^[1,5]相比,川西致密砂岩气藏岩心狱渗区含水饱和度相对较高。

3.2 实例应用

为了探讨狱渗区对川西致密砂岩气藏开发的影响,采用川西2口低产气井的生产数据,结合表2的狱渗区界定结果,绘制产气量、产水量和狱渗区内储层体积随时间变化的关系曲线(图5)。从图5可看出,生产初期,位于狱渗区内的储层体积达到最大值。这是由于川西致密砂岩气藏本身具有较高的初始含水饱和度(为40%~70%)^[5,8-9],开井生产时,由于钻完井、储层改造后残留在储层中的大量工作液难以返排,导致储层含水饱和度达到狱渗区范围。在生产初期,受狱渗区的影响,气井产气量和产水量均受到抑制,无法达到峰值;在生产中期,随着生产的不断进行,近井带工作液逐渐排出,狱渗区内的储层体积逐渐减小,狱渗区对产气量和产水量的影响逐渐减弱,该生产阶段的产气量和产水量逐渐升高并达到最大值。

通常情况下,致密砂岩气藏气井的生产峰值往往出现在开井生产初期^[23]。但是,受狱渗区的影响,川西致密砂岩气藏气井产气量峰值通常出现大幅度推迟(W1井推迟至245 d, W2井推迟至610 d)。因此,在生产初期,狱渗区对致密砂岩气藏的产气量影响最严重。

为减弱和避免狱渗区对致密砂岩气藏开发的

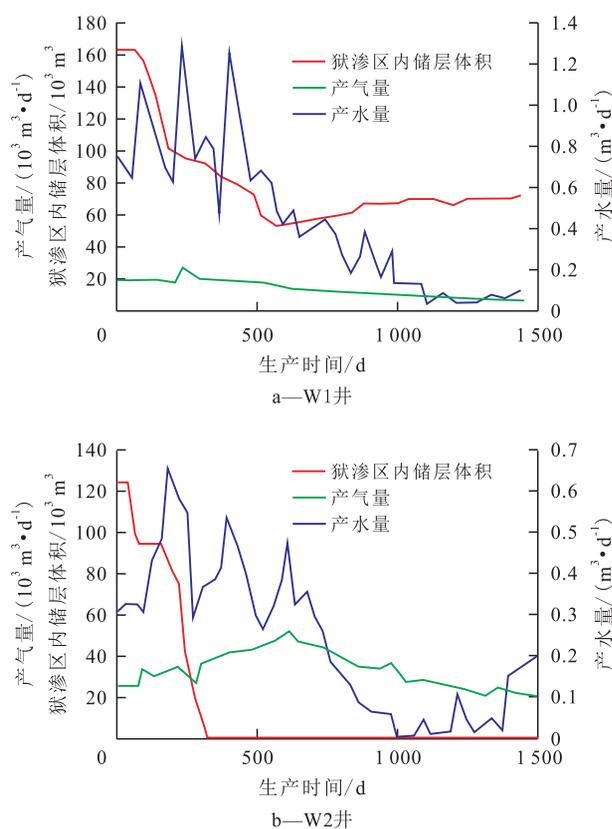


图5 低产气井产气量、产水量和狱渗区内储层体积随时间的变化

Fig.5 Plots of the gas production, water production and the reservoir volume in permeability jail of the wells with low gas production against time

影响,采用无水压裂^[24]的方式进行储层改造,可以避免近井带含水饱和度上升至狱渗区内。此外,在开发初期向地层中注入表面活性剂^[25],加快滞留在地层中的工作液采出,也可在一定程度上降低狱渗区对开发的影响。

4 结论

考虑岩石及流体特征的狱渗区界定方法能够根据不同致密砂岩气藏的岩石及流体特征对狱渗区进行灵活界定,可适用于川西致密砂岩气藏岩心狱渗区的界定。按照 $\gamma=0.04$, $\lambda_g=0.04$ 和 $\lambda_w=0.06$ 对实验岩心的狱渗区进行界定,结果显示,川西致密砂岩岩心狱渗区集中在含水饱和度为63%~91%的区域内,接近储层的初始含水饱和度。

开井生产前,由于钻完井及储层改造工作液滞留在储层中,可能导致近井带储层含水饱和度升高至狱渗区内,影响气、水两相流动能力。川西致密砂岩气藏岩心的狱渗区对生产初期的产气量影响最大,导致产气量峰值的出现大幅度延迟。

如何提升狱渗区内气、水两相流动能力、降低

狱渗区对致密砂岩气藏开发的影响以及提高致密砂岩气藏的开发效率是目前有待突破的难题。

参考文献:

- [1] CLUFF R M, BYRNES A P. Relative permeability in tight gas sandstone reservoirs—the “permeability jail” model [C]. SPWLA-2010-58470, 2010.
- [2] SHANLE Y K, CLUFF R M. Understanding myths and realities of basin-centered resources [J]. Houston Geological Society Bulletin, 2005, 47(6): 21-23.
- [3] BLASINGAME T A. The characteristic flow behavior of low-permeability reservoir systems [C]. SPE 114168, 2008.
- [4] MO F, DU Z M, PENG X L, et al. Pore-scale analysis of flow resistance in tight sandstones and its relationship with permeability jail [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 44(8): 314-327.
- [5] 叶礼友, 高树生, 杨洪志, 等. 致密砂岩气藏产水机理与开发对策 [J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 41-46.
YE Liyou, GAO Shusheng, YANG Hongzhi, et al. Water production mechanism and development strategy of tight sandstone gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2): 41-46.
- [6] 陈贤良, 纪友亮, 杨克明. 川西中段上沙溪庙组层序格架内成岩相展布 [J]. 特种油气藏, 2016, 23(6): 31-34.
CHEN Xianliang, JI Youliang, YANG Keming. Diagenetic facies distribution within the Upper Shaximiao Formation sequence framework in the middle part of western Sichuan [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(6): 31-34.
- [7] 刘柏川. 川西南部地区苏码头构造须二段气藏保存条件 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(3): 58-61.
LIU Bai. Analysis on preservation conditions of the gas reservoir of the second member of Xujiahe Formation in Sumatou structure, Southwest Sichuan [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 58-61.
- [8] 马新华, 贾爱林, 谭健, 等. 中国致密砂岩气开发工程技术与实践 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 572-579.
MA Xinhua, JIA Ailin, TAN Jian, et al. Tight sand gas development technologies and practices in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 572-579.
- [9] 邹才能. 非常规油气地质 [M]. 北京: 地质出版社, 2011: 103-107.
ZOU Caineng. Unconventional oil and gas geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011: 103-107.
- [10] BAHRAMI N, DOUSI N, LASHARI A. Evaluation of damage mechanisms in tight gas reservoirs: integration of laboratory experiments and field data with numerical simulation [C]. SPE 175433, 2015.
- [11] 游利军, 田键, 王娟娟, 等. 致密砂岩气藏负压差水相圈闭损害过程模拟 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 87-92.
YOU Lijun, TIAN Jian, WANG Juanjuan, et al. Experimental simulation of water phase trapping damage in tight sandstone gas reservoirs under conditions of negative pressure difference [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 87-92.

- [12] SHAOUL J R, AYUSH A, PARK J, et al. The effect of stress sensitive permeability reduction on the evaluation of post-fracture well tests in tight gas and unconventional reservoirs [C]. SPE 174187, 2015.
- [13] BYRNES A P, WEBB J C, CLUFF R M. Regional petrophysical properties of mesaverde low-permeability sandstones [R]. Snowbird: AAPG Mesaverde Tight Gas Sandstones Final Report, 2007.
- [14] MYAL F R, PRICE E H, HILL R E, et al. Geologic and production characteristics of the Tight Mesaverde Group: Piceance Basin, Colorado [R]. Las Vegas: Technical Report at Piceance Creek Basin 10.2172/5333148, CER Corporation, 1989.
- [15] 蒋裕强, 刁昱翔, 王猛, 等. 川西南部须二段储层岩石学特征对孔隙发育的影响 [J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(2): 48-53.
- JIANG Yuqiang, DIAO Yuxiang, WANG Meng, et al. Influences of the petrologic characteristics on the pore development for Member Xu-2 reservoirs in the south of West Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 48-53.
- [16] 陈迎宾, 王彦青, 胡焯. 川西坳陷中段侏罗系气藏特征与富集主控因素 [J]. 石油实验地质, 2015, 37(5): 561-565.
- CHEN Yingbin, WANG Yanqing, HU Ye. Characteristics and main factors controlling the Jurassic gas reservoirs in the middle section of the Western Sichuan Depression [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(5): 561-565.
- [17] YOUNG T J, VEGA V, COX D. Geologic controls on gas and water production on the southern pinedale anticline [C]. Denver: AAPG 90030 presented at Rocky Mountain Section AAPG Meeting, 2004.
- [18] 杨凯歌. 川西洛带地区上沙溪庙组储层特征研究 [D]. 成都: 成都理工大学, 2009.
- YANG Kaige. The reservoir character of upper Shaximiao Formation in Luodai area of West Sichuan study [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2009.
- [19] 张祖波, 罗曼莉, 洪颖, 等. 岩石中两相流体相对渗透率测定方法: SY/T 5345—2007 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- ZHANG Zubo, LUO Manli, HONG Ying, et al. Test method for two phase relative permeability in rock: SY/T 5345—2007 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [20] 刘海松. 新场气田须二气藏新856井区排水采气动态预测及方案优选 [D]. 成都: 成都理工大学, 2013.
- LIU Haisong. A dynamic prediction and scheme optimization of Xin856 wellblock in the 2nd Xu member gas reservoir in Xinchang gas field [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2013.
- [21] 司马立强, 王超, 王亮, 等. 致密砂岩储层孔隙结构对渗流特征的影响——以四川盆地川西地区上侏罗统蓬莱镇组储层为例 [J]. 天然气工业, 2016, 36(12): 18-25.
- SIMA Liqiang, WANG Chao, WANG Liang, et al. Effect of pore structure on the seepage characteristics of tight sandstone reservoirs: A case study of Upper Jurassic Penglaizhen Fm reservoirs in the western Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(12): 18-25.
- [22] 李强, 向丹, 黄大志. 应用全模拟实测相渗透率资料确定储层水饱和度上限值 [J]. 天然气工业, 2007, 27(6): 39-41.
- LI Qiang, XIANG Dan, HUANG Dazhi. Calculation of the upper limit of reservoir water saturation with measured relative permeability under full modeling conditions [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(6): 39-41.
- [23] 李陈, 夏朝辉, 汪萍. 致密砂岩气藏主要产气阶段渗流特征 [J]. 特种油气藏, 2016, 23(3): 94-96.
- LI Chen, XIA Zhaohui, WANG Ping. Flow mechanism in major production stages of tight sandstone gas reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 94-96.
- [24] CIVAN F. Analyses of processes mechanisms and preventive measures of shale-gas reservoir fluid completion and formation damage [C]. SPE 168164, 2014.
- [25] SHAOUL J R, VAN ZELM L F, DE PATER H J. Damage mechanisms in unconventional gas well stimulation—a new look at an old problem [J]. SPE Production & Operations, 2011, 26(4): 388-400.

编辑 王星