

引用格式:何云峰,杨小腾.活跃边水气藏水侵系数与稳产期关系研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):124-128.

He Yunfeng, Yang Xiaoteng. Relation between water invasion coefficient and stable production period in gas reservoirs with active edge water[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 124-128.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.017

活跃边水气藏水侵系数与稳产期关系研究

何云峰,杨小腾

(中国石化西北油田分公司雅克拉采气厂,新疆库车 842017)

摘要:目前对活跃边水气藏稳产期末的采出程度预测没有特别有效的手段,经常出现产量在没有任何征兆的情况下发生快速递减。以雅克拉水驱气藏储层长岩心物理模型为基础,通过水驱气实验模拟水侵过程气水两相渗流特征;以水驱物质平衡方程为理论方法,引入水侵系数概念描述气藏水侵特征。由于注入水的含烃孔隙体积与水侵系数概念一致,通过水驱实验模拟活跃边水气藏水侵对气藏的影响是可行的。实验结果表明,当注入水达到0.3~0.45倍HPV(含烃孔隙体积)时,水驱前缘突破,天然气产能从稳产期进入快速递减期。生产历史表明,中下气层水侵系数达到0.33~0.36时,天然气产能快速递减,实验和生产实际基本吻合。通过对上气层开展水侵系数计算,2019年8月至2020年2月水侵系数达到0.33~0.36时,进入稳产末期,和数值模拟结果基本一致,需及时对高风险井进行调整。

关键词:活跃边水气藏;水驱气实验;水侵系数;水驱前缘;稳产期

中图分类号:TE377

文献标识码:A

Relation between water invasion coefficient and stable production period in gas reservoirs with active edge water

He Yunfeng, Yang Xiaoteng

(Yakela Gas Exploitation Plant, Sinopec Northwest China Oilfield Company, Kuqa, Xinjiang 842017, China)

Abstract: At present, there is no particularly effective method to predict the degree of production at the end of the stable production period of gas reservoirs with active edge water. The production often declines rapidly without warning. Based on the physical model of long core of gas reservoirs by water flooding in Yakela area, the characteristics of gas-water two-phase seepage during water invasion are simulated by the experiment of gas recovery by water flooding. Taking the material balance equation of water flooding as the theoretical method, the concept of water invasion coefficient is introduced to describe the water invasion characteristics of gas reservoirs. As the hydrocarbon pore volume (HPV) of the injected water is consistent with the concept of water invasion coefficient, it is feasible to simulate the effect of water invasion on gas reservoir by water flooding experiments. The experimental results show that when the injected water reached 0.3 ~ 0.45 times of HPV, the waterflood front breaks through, and the gas production enters the rapid decline period from the stable production period. The production history shows that when the water invasion coefficients of the middle-lower gas reservoir reach 0.33 ~ 0.36, the gas production decreases rapidly, and the experiment is basically consistent with the production practice. By calculating the water invasion coefficient of upper gas reservoir, when the water invasion coefficients reach 0.33 ~ 0.36 from August 2019 to February 2020, the end of stable production period will come. It is basically consistent with the results of numerical simulation and necessary to adjust the high risk wells in time.

Key words: gas reservoir with active edge water, experiment of gas recovery by water flooding, water invasion coefficient, waterflood front, stable production period

我国现阶段开发的气藏中,大部分均为不同程度的水驱气藏^[1-4]。气藏发生水侵后,气相的渗流阻力会显著增加,导致气井产能降低^[5-8],同时受井筒积

液的影响,气井自喷能力减弱,甚至因严重积液而停产^[9-11],严重影响了气藏的采收率。因此,评价水侵程度与稳产期的关系,提前对开发趋势进行预测,及时

收稿日期:2019-05-31。

第一作者简介:何云峰(1984—),男,本科,工程师,从事凝析气藏的开发工作。地址:新疆库车县塔北邮电所转雅克拉采气厂,邮政编码:842017。E-mail:heyunfeng101@163.com

对气藏进行开发调整至关重要。

1 水驱气长岩心实验

1.1 长岩心准备

筛选雅克拉凝析气藏YK1井上气层、中气层、下气层岩心各一组,经打磨、清洗、烘干后对三组岩心的基本物性参数进行测试,并按照调和平均方式对岩心进行排列形成组合长岩心模型^[12-14](表1),目的是模拟地层条件开展水侵对气层产气效率的影响。

1.2 驱替流体准备

实验所用地层凝析气样品为现场取回的YK1井、YK5井的地面分离器油气样复配得到,根据石油行业标准SY/T 5543—2002《凝析气藏流体物性分析方法》进行配样,原始地层压力58.72 MPa,地层温度136.5℃,气油比3 972.5 m³/m³,水为雅克拉气藏产出的地层水样品。

1.3 实验程序

实验温度均为地层温度136.50℃,原始地层压力为58.72 MPa,目前中气层地层压力为48.94 MPa,上气层地层压力为52.3 MPa,各组实验程序如下:1)清洗岩心;2)用N₂吹干,抽真空;3)配制饱和的地层水;

4)用干气驱替,建立地层压力条件下束缚水饱和度;5)用凝析气驱替,建立地层凝析气饱和度;6)衰竭至目前地层压力,在该压力下地层水驱替直至不出气。

1.4 实验数据及结果分析

首先将地层水注入岩心充分饱和,再用干气驱替岩心中的地层水,建立束缚水饱和度;然后用凝析气驱替,建立地层凝析气饱和度;两组长岩心孔隙体积和原始含水饱和度数据具体测试结果见表2。

表2 YK1井长岩心基础数据
Table 2 Basic data of long core of Well-YK1

层位	孔隙体积 (mL)	含烃孔隙体积 (mL)	束缚水体积 (mL)	束缚水饱和度 (%)
上气层	67.968	32.715	35.253	57.24
中气层	69.480	29.710	39.770	57.24
下气层	65.674	36.644	29.030	44.21

1)分析上气层长岩心注水模拟水侵驱替实验数据,建立起凝析气和束缚水饱和度后,先将岩心由58.72 MPa衰竭至目前地层压力52.30 MPa,随后注水驱替,直至不出气。在实验过程中发现当上气层岩心注入水达到0.4倍HPV时,注入水前缘突破,含水率快速升高,天然气采出程度上升趋势开始停滞(图1)。

2)分析中气层长岩心注水模拟水侵驱替实验数据,建立起凝析气和束缚水饱和度后,先将岩心由58.72 MPa衰竭至目前地层压力48.94 MPa,随后注水

表1 长岩心驱替实验岩心排序结果

Table 1 Core ranking of long core displacement experiment

序号	上气层岩心					中气层岩心					下气层岩心				
	岩心 编号	岩心 长度 (cm)	孔隙 体积 (cm ³)	孔隙 度 (%)	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)	岩心 编号	岩心 长度 (cm)	孔隙 体积 (cm ³)	孔隙 度 (%)	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)	岩心 编号	岩心 长度 (cm)	孔隙 体积 (cm ³)	孔隙 度 (%)	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)
1	63	3.613	3.376	18.69	36.19	2-26/48-1	6.09	4.85	16.02	36.70	159	6.388	4.180	12.86	11.84
2	31	3.903	3.477	17.82	29.58	2-4/32-2	5.49	3.84	13.82	25.88	165	4.258	3.660	11.67	9.49
3	51	4.055	3.430	16.92	28.63	2-7/32-1	5.97	4.29	14.16	25.30	135	6.873	3.027	14.22	14.54
4	180	5.865	4.372	15.36	39.59	2-2/32-3	5.71	4.53	15.63	52.10	170	4.745	5.736	17.00	8.32
5	2-4/32-2	5.485	3.841	13.82	25.88	2-1/32-1	5.24	3.61	13.62	23.87	172	6.041	3.045	13.22	19.47
6	2-7/32-1	5.973	4.286	14.16	25.30	3-13/35	7.40	5.17	13.78	21.91	2-7/48	4.261	4.464	14.86	20.21
7	5	4.065	3.638	17.90	46.96	3-18/35-2	6.25	4.52	14.26	21.74	103	6.251	3.492	16.39	21.28
8	179	6.071	4.442	15.07	24.95	2-2/32-1	5.78	4.99	17.05	81.00	3-18/35-2	7.400	4.516	14.26	21.74
9	2-1/32-1	5.235	3.612	13.62	23.87	2-6/32	5.72	4.20	14.49	21.69	3-13/35	7.081	5.166	13.78	21.91
10	2-2/32-3	5.713	4.525	15.63	52.10	2-11/32	5.77	4.89	16.71	92.48	168	6.087	4.881	14.04	8.06
11	2-6/32	5.724	4.204	14.49	21.69	2-1/32-2	5.55	5.07	18.01	106.05	2-26/48-1	6.677	4.847	16.02	36.70
12	43	4.172	2.470	11.84	18.39	4-2/33-2	5.94	3.96	13.32	21.15	169	7.613	6.042	18.44	40.96
13	182	6.076	4.257	14.44	95.52	3-6/35	6.75	6.32	19.07	193.08	3-27/35-2	5.423	5.041	13.07	6.63
14	57	3.969	3.682	18.55	16.09	2-18/32-1	5.58	4.18	14.8	132.68	164	6.625	3.532	13.42	49.07
15	176	5.780	4.502	16.05	101.61	2-18/32-2	5.51	5.08	18.19	194.19	162	6.695	4.045	12.58	3.05
16	183	6.293	4.664	15.27	99.14										
17	174	6.076	5.190	17.60	134.13										
求和		88.07	67.97				88.75	69.48				92.418	65.674		
平均值			15.72	48.21					15.53	69.99				14.39	19.55

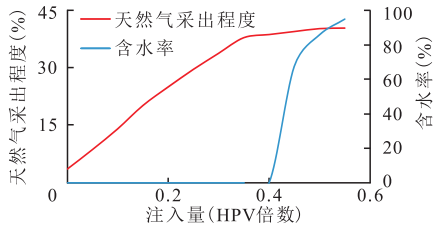


图1 上气层长岩心注水驱替天然气采出程度曲线
Fig. 1 Gas recovery percent of long core by water flooding in upper gas reservoir

驱替,直至不出气。在实验过程中发现当中气层岩心注入水达到0.3倍HPV时,注入水前缘突破,含水率快速升高,天然气采出程度上升趋势开始停滞(图2)。

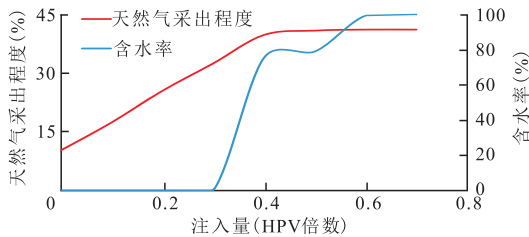


图2 中气层长岩心注水驱替过程天然气采出程度曲线
Fig. 2 Gas recovery percent of long core by water flooding in middle gas reservoir

3) 分析下气层长岩心注水模拟水侵驱替实验数据,建立起凝析气和束缚水饱和度后,先将岩心由58.72 MPa衰竭到目前地层压力49.3 MPa,随后注水驱替,直至不出气。在实验过程中发现下气层岩心模拟水侵过程水驱达到0.45倍HPV时,注入水前缘突破,含水率快速升高,天然气采出程度再持续上升到水侵0.6HPV时开始停滞(图3)。

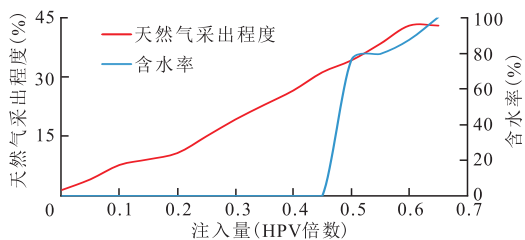


图3 下气层长岩心注水驱替过程天然气采出程度曲线
Fig. 3 Gas recovery percent of long core by water flooding in lower gas reservoir

1.5 实验结论

由上、中、下3个气层组合长岩心注水模拟水侵驱替实验可知,当水侵达到0.30~0.45HPV时,注水前缘突破,天然气采出程度从上升阶段开始进入减

缓阶段,表明天然气产能从稳产期进入较快速的递减期。

如果不能有效抑制水侵,则会导致气藏暴性水淹、气井停喷,导致天然气采出程度进入停滞状态,中气层天然气采出程度与含水的关系曲线已开始显示出这种风险(图4)。因此,当气藏的水侵量介于0.30~0.45HPV时,预示着稳产期的结束和快速递减期的到来。

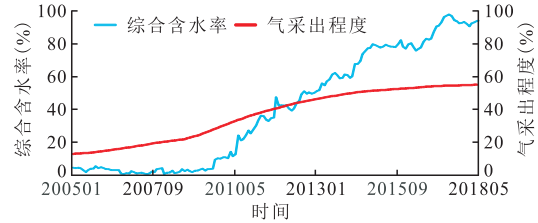


图4 中气层天然气采出程度与综合含水关系曲线
Fig. 4 Relation between gas recovery percent and comprehensive water cut in middle gas reservoir

2 水侵系数

对于一个天然的水驱气藏,随着开采压力下降,必然引起气藏内天然气、地层束缚水和岩石的弹性膨胀,以及边水的侵入^[15]。由式(1)可以看出,在气藏累计产出天然气和地层水($G_p B_g + W_p B_w$)的条件下,经历了开发时间 t ,气藏压力由 P_i 下降到 P 。此时天然气的膨胀量,加上被地层束缚水和岩石弹性膨胀占据的孔隙体积,再加上水侵占据的孔隙体积等于气藏的总采出量。

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \left(\frac{C_p + S_{wc} C_w}{1 - S_{wc}} \right) \Delta P + W_e \quad (1)$$

式中: G_p 为气藏在地面标准条件下的累积产气量, 10^8 m^3 ; B_g 为天然气体积压缩系数, m^3/m^3 ; W_p 为累计产出水, 10^8 m^3 ; B_w 为地层水体积压缩系数, m^3/m^3 ; G 为气藏在地面标准条件下的原始地质储量, 10^8 m^3 ; B_{gi} 为原始条件下天然气体积压缩系数, m^3/m^3 ; C_p 为岩石压缩系数, 10^{-4} MPa^{-1} ; C_w 为地层水压缩系数, 10^{-4} MPa^{-1} ; S_{wc} 为束缚水饱和度,%; ΔP 为压差,MPa; W_e 为水侵量, 10^8 m^3 。

气藏的水侵系数等于净水侵量与天然气占气藏原始有效孔隙体积之比,用来表征水侵作用的强弱^[16-17]。通过对比认为,水侵系数与水驱气长岩心实验中HPV概念一致,所以水驱气长岩心实验可以有效模拟气藏水侵趋势,并预测气藏稳产期的结束和

快速递减期的到来。

3 生产实践应用分析

雅克拉白垩系凝析气藏属于深层高温高压边水凝析气藏,划分为上、中、下3个气层^[18]。目前中、下气层已基本水淹,标定天然气最终采出程度分别为55.34%、55.4%。按照实验结论当水侵系数达到0.3~0.45时,气藏开发进入快速递减期,通过中、下气层生产历史对该数据进行分析,计算雅克拉气藏中、下气层快速递减期的水侵系数,和实验结果进行对比,验证实验数据是否能反映气藏的实际情况。

从中气层日产气随时间变化关系曲线(图5)可知,2012年4月之后产量递减幅度变大,标志是YK1井见地层水。从中气层水侵系数随时间变化关系曲线(图6)可知,2012年4月对应的水侵系数是0.36,对应的天然气采出程度是43.51%。采用同样的方法对下气层进行分析,当水侵系数为0.33时,下气层产能大幅下降,对应天然气采出程度40.3%。

生产历史表明,中下气层当水侵系数达到0.33~0.36时,进入稳产期末,产能快速递减,此时天然气采出程度40.3%~43.51%,与长岩心实验结果0.3~0.45接近。说明水侵系数与稳产期有直接关系,长岩心实验结果可以有效模拟气藏水侵趋势。

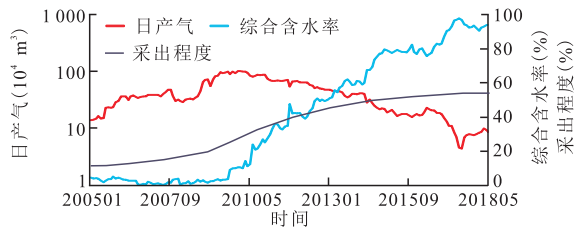


图5 中气层日产气随时间变化关系曲线

Fig. 5 Relation between daily gas production rate of middle gas layer and time

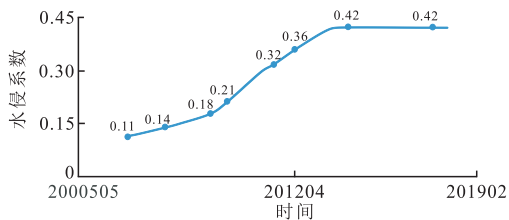


图6 中气层水侵系数随时间变化关系

Fig. 6 Relation between water invasion coefficient of middle gas reservoir and time

4 雅克拉气藏上气层稳产期预测及调控

4.1 稳产期预测

雅克拉气藏长岩心水驱模拟水侵实验中当水侵系数达到0.3~0.45时进入稳产末期,生产实践表明当水侵系数达到0.33~0.36就进入稳产末期。本次上气层稳产期的预测以生产实践数据为主,水侵系数取0.33和0.36。

按照水驱气藏物质平衡方程预测水侵量,计算水侵系数。①产气量取 $193 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;②日产水=含水率 \times (日产气/气液比);③含水率利用天然气采出程度与含水率关系曲线;④地层压力采用单位压降采气量计算。

根据上气层水侵系数随时间关系变化(图7),当水侵系数0.33时对应2019年8月,上气层天然气采出程度42.7%;当水侵系数0.36时对应2020年2月,上气层天然气采出程度44.9%。因此,上气层即将于2019年8至2020年2月进入快速递减阶段。

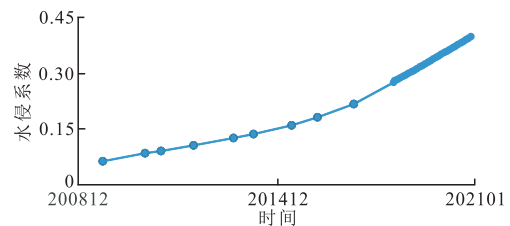


图7 上气层水侵系数随时间变化曲线

Fig. 7 Relation between water invasion coefficient of upper gas reservoir and time

4.2 上气层风险预警与调控

对上气层开展了数值模拟分析,结果显示2019年8月上气层进入快速递减(图8),与水侵系数法预测结果吻合。截至2018年底,上气层天然气采出程度40.08%,部分边部井见水停喷,预测天然气采出程度42.7%时进入快速递减阶段,需要对位于水线推进方向的高风险井进行调控。

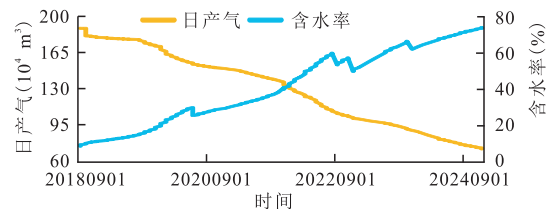


图8 数值模拟预测上气层日产气及含水变化曲线

Fig. 8 Variation curves of daily gas production and water cut change curve of upper gas reservoir predicted by numerical simulation

5 结论

1) 雅克拉边水凝析气藏长岩心水驱实验表明,当注入水达到0.3~0.45倍HPV时,注水前缘突破,天然气采出程度上升趋势减缓并趋于停滞,表明天然气产能进入快速递减期。

2) 由于注入水的含烃孔隙体积倍数与水侵系数概念一致,通过水驱实验模拟活跃边水气藏水侵对气藏的影响是可行的。通过计算水侵系数,可以对气藏的开发趋势进行合理预测,指导生产实践。

3) 雅克拉中、下气层递减期的水侵系数和长岩心实验基本吻合。对上气层进行开发趋势预测,2019年8月—2020年2月水侵系数达到0.33~0.36时,进入稳产末期,产能快速递减,需及时对高风险井进行调整。

参考文献

- [1] 陈庆轩. 有水气藏动态分析方法及应用研究[D]. 成都:西南石油大学, 2017.
Chen Qinxuan. Study on dynamic analysis method and application of water gas reservoirs[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [2] Yu Qingyan, Hu Xiangyang, Liu Pengcheng, et al. Researches on calculation methods of aquifer influx for gas reservoirs with aquifer support[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 177: 889-898.
- [3] 冯曦, 彭先, 李隆新, 等. 碳酸盐岩气藏储层非均质性对水侵差异化的影响[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 67-75.
Feng Xi, Peng Xian, Li Longxin, et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 67-75.
- [4] 宋代诗雨. 水驱气藏动态特征及分析方法研究[D]. 成都:西南石油大学, 2011.
Song-Dai Shiyu. Study on dynamic characteristics and analysis method of water drive gas reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2011.
- [5] Li Gao, Ren Wenxi, Meng Yingfeng, et al. Micro-flow kinetics research on water invasion in tight sandstone reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 20: 184-191.
- [6] Song Hongqing, Cao Yang, Yu Mingxu, et al. Impact of permeability heterogeneity on production characteristics in water-bearing tight gas reservoirs with threshold pressure gradient[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 22: 172-181.
- [7] 方飞飞, 李熙喆, 高树生, 等. 边、底水气藏水侵规律可视化实验研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(12): 2246-2252.
Fang Feifei, Li Xize, Gao Shusheng, et al. Visual simulation experimental study on water invasion rules of gas reservoir with edge and bottom water[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(12): 2246-2252.
- [8] 李士伦. 气田与凝析气田开发[M]. 北京:石油工业出版社, 2004.
Li Silun. Gas field and condensate field development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [9] 张烈辉, 罗程程, 刘永辉, 等. 气井积液预测研究进展[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 57-63.
Zhang Liehui, Luo Chenchen, Liu Yonghui, et al. Research progress in liquid loading prediction of gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 57-63.
- [10] 李江涛, 孙凌云, 项毅伟, 等. 水驱气藏水淹风险描述及防控对策[J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 79-84.
Li Jiangtao, Sun Lingyun, Xiang Yiwei, et al. Description and prevention & control technical countermeasures of water flooding risk in water-drive gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 79-84.
- [11] 徐俊杰, 王起京, 梁康. 碳酸盐岩底水气藏型储气库气井水淹机制分析——以X储气库为例[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41(4): 76-79.
Xu Junjie, Wang Qijing, Liang Kang. Waterout mechanism of gas wells in underground gas storage rebuilt from carbonate-rock gas reservoirs with bottom water: A case study on X underground gas storage[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(4): 76-79.
- [12] 孙雷, 闫成海, 潘毅, 等. 长岩心驱替中不同位置的相渗曲线计算[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(2): 139-144.
Sun Lei, Yan Chenhai, Pan Yi, et al. Calculation of relative permeability curve at different position in long core displacement experiment[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(2): 139-144.
- [13] 陈科贵, 陈福焯, 魏二团, 等. 长岩心实验确定地层侵入深度和污染深度的研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 1996, 18(4): 43-46.
Chen Kegui, Chen Fuxuan, Wei Ertuan, et al. Study on the determination of formation invasion and damage depth by long core experiments[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute (Science & Technology Edition), 1996, 18(4): 43-46.
- [14] 王进安, 袁广均, 张军, 等. 长岩心注二氧化碳驱油物理模拟实验研究[J]. 特种油气藏, 2001, 8(2): 75-78.
Wang Jinan, Yuan Guangjun, Zhang Jun, et al. Experimental study on physical modelling of crude displacement with carbon dioxide drive for long core[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2001, 8(2): 75-78.
- [15] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京:石油工业出版社, 2011.
Li Chuanliang. Fundamentals of reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [16] 杨琨, 王怒涛, 张建民. 水驱气藏水侵量及水体参数计算方法研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(5): 48-50.
Yang Kun, Wang Nutao, Zhang Jianmin. Research on calculation methods of water influx and water body parameters in water drive gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(5): 48-50.
- [17] 俞启泰. 计算未饱和油藏弹性能量系数与水侵系数的一种方法[J]. 石油勘探与开发, 1985, 12(2): 68-71.
Yu Qitao. A method for calculating the elastic energy factor and the water influx factor of the unsaturated oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 1985, 12(2): 68-71.
- [18] 石兴春, 胡文革. 雅克拉凝析气田高效开发技术与实践[M]. 北京:中国石化出版社, 2017: 86-88.
Shi Xingchun, Hu Wenge. Yakela condensate gas field[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2017: 86-88.

(编辑 尹淑容)