

缝洞型介质结构对非混相气驱油采收率的影响

姚 军, 胡蓉蓉, 王晨晨, 孙致学, 张建光

(中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要:为了研究缝洞型油藏的复杂缝洞介质结构对气驱油的影响,建立4类19个不同缝洞介质结构的数模模型,开展一系列非混相氮气驱油数值模拟研究。结果表明:洞相对于缝的位置越高,气驱油采收率越高;气驱油采收率随着洞密度和洞隙度的增加而增加,随驱替方向裂缝密度的增加而减小;洞的存在有利于提高气驱油采收率,并降低了缝洞介质结构对采收率的影响;气驱油的主要机制是由于密度差异形成的重力驱、体积膨胀补充地层弹性能和降低原油黏度改善流动能力,采收率主要受重力、洞密度、洞隙度、驱替方向裂缝密度等因素影响。

关键词:油藏;缝洞型介质结构;数值模拟;非混相气驱;采收率;洞密度;裂缝密度

中图分类号:TE 357.4 **文献标志码:**A

引用格式:姚军,胡蓉蓉,王晨晨,等.缝洞型介质结构对非混相气驱油采收率的影响[J].中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(2):80-85.

YAO Jun, HU Rongrong, WANG Chenchen, et al. Influence of fractured vuggy structure on oil recovery efficiency during immiscible gas flooding [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(2): 80-85.

Influence of fractured vuggy structure on oil recovery efficiency during immiscible gas flooding

YAO Jun, HU Rongrong, WANG Chenchen, SUN Zhixue, ZHANG Jianguang

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: In order to study the influence of complex fractured vuggy structure on gas flooding, 19 models with 4 types of different fractured vuggy structures were established for a numerical simulation of immiscible nitrogen flooding. The results show that, the higher the position of the vugs above the fracture, the higher the oil recovery, and the oil recovery of gas flooding increases with the increase of vug density and porosity, but decreases with the increase of fracture density along the gas flowing direction. The existence of vugs can have a positive effect on oil recovery during gas flooding, which can overshadow the influence of the fractured vuggy structure. In general, the gas flooding mechanisms can be mainly due to gravity stabilized displacement, increasing formation energy, gas expansion and reducing of oil viscosity. Therefore, the oil recovery factor of gas flooding is mainly influenced by gravity, the density and porosity of vugs and the density of fractures along the gas flooding direction.

Keywords: reservoir; fractured vuggy structure; numerical simulation; immiscible gas flooding; oil recovery efficiency; vug density; fracture density

塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏储层的储集空间主要为裂缝和溶洞,其储层流体具有特殊的渗流规律^[1]。国内外调研发现,从20世纪80年代早期开始,注气提高采收率已经成为美国碳酸盐岩油藏主要的提高采收率方法^[2-3],通常认为对缝洞型油藏注

气易导致气窜,国内的相关研究和应用较少^[4-5]。Kossack^[6]采用等效单重介质模型进行了缝洞型油藏注气驱油模拟研究,对影响驱油效果的因素进行了敏感性分析,认为洞中的采收率取决于洞穴在岩块中的分布及连通度。郭平等^[7]通过碳酸盐岩缝

收稿日期:2015-01-16

基金项目:国家“973”计划项目(2011CB202404);中央高校基本科研业务费专项(13CX02052A);中国石油大学(华东)自主创新计划项目(14CX06090A)

作者简介:姚军(1964-),男,教授,博士,博士生导师,主要从事油气田开发工程的教学和科研工作。E-mail:youcang@upc.edu.cn。

洞型油藏气驱机制微观可视化模型试验研究了不同注入流体及注入方式对驱替效率及含水率的影响,认为由于重力作用气驱主要驱替溶洞上部的原油。笔者针对塔河油田油藏特点建立单缝不同洞位置、单缝不同洞密度、多缝不同洞隙度和不同缝洞网络结构 4 类 19 个不同结构的缝洞介质模型,研究注采井间的缝洞介质结构对气驱油采收率的影响。

1 地质概况及概念模型的建立

1.1 地质概况

塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏属于岩溶缝洞型块状油藏,非均质性极强。储集层发育有缝、洞、孔等多种储集空间,形成了十分复杂的孔隙结构,基质孔隙度低,基本不具备储油能力,大型洞穴是主要的储集空间,裂缝是主要的渗流通道^[8,9]。油藏平均埋深 5.3 km,原始地层压力为 59.7 MPa,地层温度为 124 °C。室内长细管实验得到,当压力达到 60 MPa 时,注入 1.2V_p(V_p 为孔隙体积)氮气后,原油的采出程度为 82%。应用相态分析软件对氮气与地层原油之间进行多级接触混相驱替三角相图模拟计算,计算结果如图 1(T=124 °C, p=60 MPa)所示。当压力高达 60 MPa 时,氮气的气液两相包络线距离仍然较远,显示出非混相状态。同时通过相态分析软件计算得到油藏温压条件下的氮气与原油的界面张力为 7.3 mN/m,可见塔河油田碳酸盐岩油藏注氮气驱油属于非混相驱替过程。

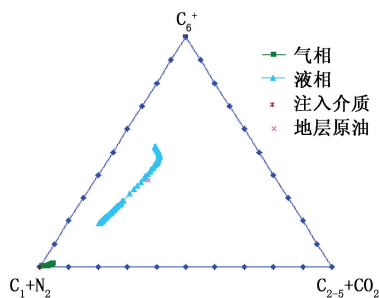


图 1 氮气与地层原油的拟三角相图

Fig. 1 Quasi triangle phase map of nitrogen and oil

1.2 概念模型的建立

Kossack 等^[10-11]认为可建立单重孔隙介质模型等效双重孔隙介质,即应用网格加密设置裂缝,调整毛管力曲线拟合单重介质模型和双重介质模型的计算结果,最终得到等效的单重介质模型。由于缝洞型油藏里的洞穴型储层是不同于基质和裂缝的第三种孔隙介质,常以两种形式存在,一种是与裂缝系统沟通的洞穴,另一种是不与裂缝系统沟通的孤立洞

穴^[10],因而传统的双重孔隙介质模拟方法不能再现缝洞型油藏的流动机制。洞穴与裂缝有着相似的属性,如孔隙度、渗透率和相对渗透率曲线等,这里将洞穴合并到单重孔隙介质模型中。基于塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏的地质特征,在不考虑基岩渗透的条件下,建立考虑单缝不同洞位置、单缝不同洞密度、多缝不同洞隙度和不同缝洞网络结构的 4 类 19 个不同缝洞介质结构概念模型。

模型中裂缝通过网格加密实现,洞穴与洞穴之间通过裂缝连接。模型中裂缝和洞穴的孔隙度为 1,渗透率为 10 μm²(非常高的渗透率值),初始含水饱和度为 0,毛管力为 0。在此基础上建立一注一采模型,生产井和注气井位于模型两端,进行注氮气驱油模拟,不同缝洞介质结构模型如图 2 所示。

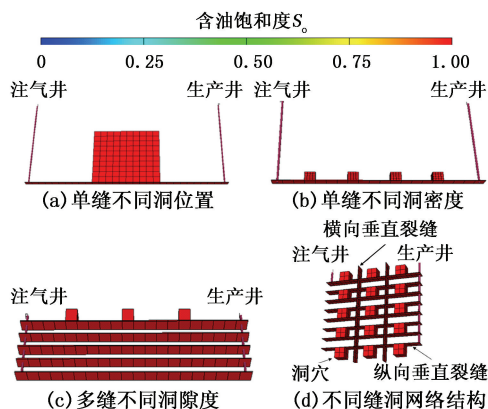


图 2 不同缝洞介质结构模型

Fig. 2 Fractured vuggy models with different structures

1.3 相态拟合

对研究区原油进行组分测定、恒质膨胀实验及微分脱气实验,选用 PR 状态方程拟合实验数据,将井流物重组成 7 个拟组分(表 1),拟合参数包括原油密度、黏度、溶解气油比、体积系数等,拟合结果如图 3、4 所示,为后续的油藏数值模拟研究提供了可代表储层流体特性的参数,在此基础上按照不同的方案进行注氮气驱油模拟。

表 1 井流物拟组分重组数据

Table 1 Data of pseudo-component recombination for well fluid

拟组分	拟组成摩尔分数
N ₂	0.006 27
CO ₂	0.006 71
C ₁	0.433 80
C ₂ ~ C ₃	0.064 06
C ₄ ~ C ₅	0.112 43
C ₆ ~ C ₈	0.030 78
C ₉ ~ C ₁₁ ⁺	0.345 95

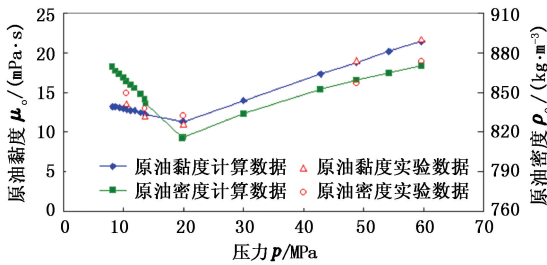


图3 原油黏度及原油密度拟合曲线

Fig. 3 Fitting curves of oil viscosity and oil density

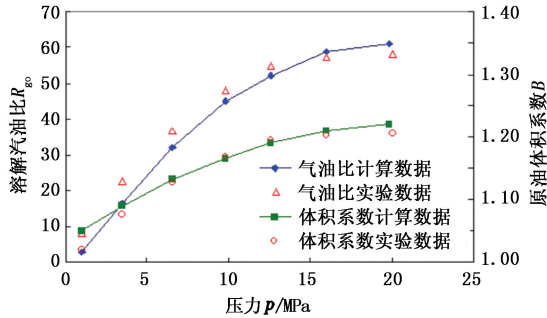


图4 溶解气油比及原油体积系数拟合曲线

Fig. 4 Fitting curves of dissolved gas-oil ratio and oil volume factor

1.4 注氮气对原油性质的影响

为研究注氮气对原油性质的影响,应用相态拟合所获得的流体性质参数场,选择组分模拟器建立一维长细管实验模型。模型划分为40个网格,网格步长为0.45 m,渗透率为 $2.079 \mu\text{m}^2$,孔隙度为0.24,驱替速度为0.167 mL/min,温度为124 °C,压力为60 MPa,注入 $1.2V_p$ 氮气后停止计算。不同注气体积的原油密度和原油黏度如图5、6所示。利用相态软件模拟计算地层流体注入氮气后不同注入摩尔体积与原油体积膨胀因子的关系,如图7所示。

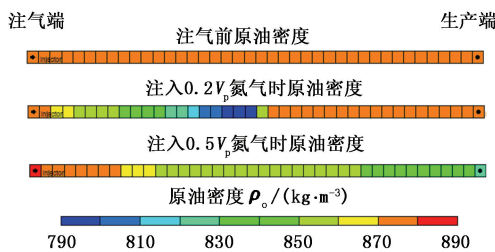


图5 不同注气体积下的原油密度

Fig. 5 Oil density under different gas injection volumes

由图5可知,在注气初期,氮气与地层油接触并抽提出原油中的轻烃及中间烃组分,使原油中重烃组分比例和近注气端原油密度增加。随着注入体积增加,即当气相富化到一定程度后,富化量达到极值,此时抽提作用变弱,溶解作用变强,原油轻烃组分比例再一次变多,重烃组分比例减少,注气前缘的

原油密度逐渐变小。由图6可知,随着氮气溶解量增加,原油黏度逐渐减少,使地层油的流动性能得到改善。由图7可见,随着注气量增加,气体在原油中的溶解量增加,导致膨胀因子增加,使原油体积膨胀。注氮气对原油物性的影响主要为溶解于原油中膨胀原油体积增加弹性能量,降低原油黏度改善流动能力。

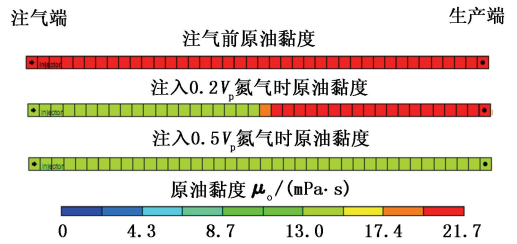


图6 不同注气体积下的原油黏度

Fig. 6 Oil viscosity under different gas injection volumes

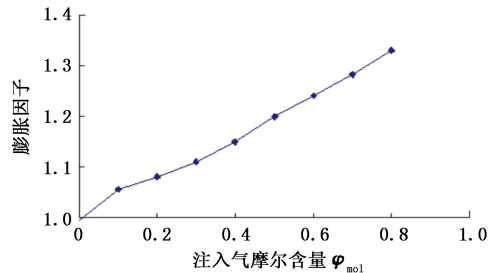


图7 不同注入气摩尔分数与膨胀因子的关系

Fig. 7 Relationship between different injection gas molar fraction and swell factor

2 计算结果分析

2.1 单缝不同洞位置对气驱油采收率的影响

设计3个单缝不同洞位置的模型,即洞在缝上、洞在缝下和洞对称缝。模型中洞与缝均连通,注采井位于裂缝两端,其中洞在缝上模型中裂缝位于洞的底部,洞在缝下模型中裂缝位于洞的顶部,洞对称缝模型中裂缝位于洞的中间高度。3个模型的初始含油饱和度均为1,裂缝开度为 $200 \mu\text{m}$,洞径和洞深均为10 cm。注入 $5V_p$ 氮气后,各模型的剩余油饱和度如图8所示,各模型的采收率曲线如图9所示。

由图8、9可见,在注气的初始阶段,3个模型的采收率均随注入孔隙体积倍数的增加而迅速增加,并且随着注入量的增加,不同模型的采收率曲线差别越来越大;注入体积超过 $0.5V_p$ 后,采收率增加变得缓慢,最终达到定值。洞位于不同位置模型的采收率差别较大,当洞在缝上时采收率最高,其次是洞对称缝,采收率最小的是洞在缝下。这是因为气驱

过程中,由于氮气与原油的密度差异使气体上行,而模型中毛管力为0,缝洞介质中流体的流动主要受重力控制。当注入氮气时,由于氮气与原油间密度差较大,导致氮气在重力的作用下向上移动,形成次生气顶,驱替出模型顶部的原油。结合前述注气对原油物性影响可知,注气驱油的产油机制主要是溶解膨胀增加弹性能量,降低原油黏度改善流动性和重力驱驱替油藏顶部的原油。同时,由图8(b)可见,当气体突破后,洞穴中剩余的原油难以再被驱替出,导致洞在缝下模型在气驱结束后仍有大量原油没有被驱替出,因此该模型采收率较低,也说明剩余储量与洞和缝的相对位置有关,洞的位置越靠下,剩余油越多,采收率越低。

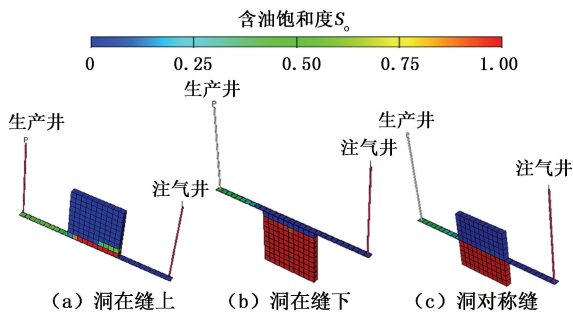


图8 单缝不同洞位置模型气驱后剩余油饱和度分布

Fig. 8 Remaining oil saturation distribution after gas injection of single fracture models with different vug positions

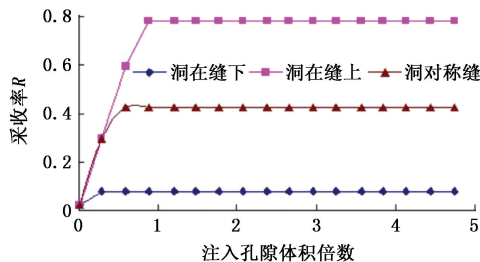


图9 单缝不同洞位置采收率随注入孔隙体积气体的变化

Fig. 9 Variation of oil recovery of single fracture models under different vug position with gas injection pore volume ratio

2.2 单缝不同洞密度对气驱油采收率的影响

设计6个单缝不同洞密度的模型,模型中裂缝开度为 $200\ \mu\text{m}$,洞径和洞深均为 $10\ \text{cm}$,计算结果见图10。

由图10可以看出,在注气的初始阶段,6个模型的采收率均随注入孔隙体积倍数的增加而迅速增加,采收率与注入孔隙体积倍数之间基本呈线性关系,采收率几乎重合。随着注入体积的增加,不同洞密度的采收率曲线之间的差别越来越大,当注入体

积达到 $1V_p$ 后,采收率增加变得缓慢,最终达到定值。5个带洞模型的最最终采收率均大于单缝无洞模型的最最终采收率,说明洞的存在有利于提高气驱油最终采收率。当单位时间内的注入量一定时,因裂缝型储层流动通道比洞穴型储层的流动通道窄很多,气体在裂缝型储层的流动速度比洞穴型储层的流动速度大,尤其是驱替方向与裂缝发育方向一致时,相比洞穴型储层,气体在裂缝型储层中更容易发生气窜。对比5个不同洞密度模型的最最终采收率发现,洞的数目越多最终采收率越高,即洞密度越大最终采收率越高。

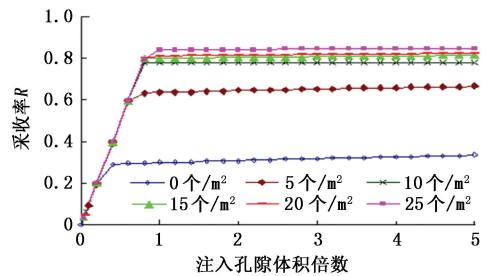


图10 单缝不同洞密度采收率随注入孔隙体积气体的变化

Fig. 10 Variation of oil recovery of single fracture models under different vug density with gas injection pore volume ratio

2.3 多缝不同洞隙度对气驱油采收率的影响

设计6个不同洞隙度的模型,各模型裂缝张开度均为 $200\ \mu\text{m}$,裂缝条数均为纵向水平0条、纵向垂直5条、横向垂直0条,模型其他参数和计算结果见表2。

表2 多缝不同洞隙度数模模型基本数据及计算结果

Table 2 Basic parameters and calculation results of multi-fracture models with different vug porosity

模型编号	洞径/cm	洞深/cm	洞数	洞隙度	采收率/%
10	0	0	0	0	30.464
11	10	10	3	0.937	40.758
12	10	10	6	0.968	54.228
13	10	10	9	0.978	55.822
14	10	10	12	0.984	61.019
15	10	10	15	0.987	62.919

由表4可知,对于多缝不同洞隙度模型,洞隙度越大最终采收率越高。洞隙度越大表明洞穴型储层所占的孔隙体积越大,气驱过程中残余油越少,采收率越高,说明洞穴中的原油比裂缝中的原油更易被驱替出。同时多缝不同洞隙度模型的最最终采收率比单缝不同洞密度模型的最最终采收率低,说明驱替方向的裂缝密度越大,气窜风险越大。

2.4 不同缝洞网络结构对气驱油采收率的影响

设计缝密度和缝隙度相同,但洞隙度、洞密度、

连通度不同的4个缝洞网络模型,裂缝张开度均为200 μm 模型具体参数和计算结果见表3。

表3 不同缝洞网络数模模型基本数据及计算结果

Table 3 Basic parameters and calculation results of models with different fracture-vug networks

模型 编号	裂缝数量/条			洞径/ cm	洞深/ cm	洞数	洞隙 度	缝隙 度	孔隙 度	连通 度	裂缝密度/(条· cm^{-1})			采收 率/%
	纵向水平	纵向垂直	横向垂直								纵缝密度	横缝密度	总缝密度	
16	0	8	2	0	0	0	0	1	1	27	0.040	0.010	0.050	29.712
17	0	8	2	20	20	15	0.987	0.013	1	27	0.040	0.010	0.050	59.396
18	0	6	4	0	0	0	0	1	1	35	0.030	0.020	0.050	55.396
19	0	6	4	20	20	15	0.987	0.013	1	35	0.030	0.020	0.050	69.390

由表3可知,不同的缝洞网络结构对气驱油采收率的影响不同。当连通度相同时,有洞模型最终采收率比无洞模型最终采收率高,即与缝相比洞中的原油更易被气驱替出来。当连通度不同时,无洞情况下缝洞介质网络结构对最终采收率影响较大^[12],即无洞模型的气体驱替方向裂缝密度越大,最终采收率越小;有洞情况下缝洞介质网络结构对最终采收率影响较小,即有洞模型的气体驱替方向裂缝密度越大,最终采收率越小,但是差别没有无洞模型的差别大,说明洞穴的存在降低了缝洞介质网络结构对气驱采收率的影响,洞穴型储层比裂缝型储层更适合气驱。

3 结 论

(1)在地层温度和压力条件下,塔河油田碳酸盐岩油藏原油氮气驱过程为非混相驱。注入氮气使地层原油膨胀增加弹性能量,降低黏度增加流动能力,形成重力驱驱替油藏顶部原油。

(2)单缝不同洞位置模型气驱油的最终采收率随缝位置变化的最终趋势是,洞的位置越靠下,最终采收率越低,说明气驱油过程中重力起到重要作用。洞相对于缝的位置会影响气驱油的最终采收率,一旦气体通过裂缝突破,未被驱替出的原油难以再被驱替出。

(3)单缝不同洞密度缝洞型介质模型气驱油的最终采收率随洞密度变化的趋势是,洞密度越大,最终采收率越高,且带洞模型的最终采收率大于单缝无洞模型的最终采收率,说明洞的存在有利于气驱油采收率,当驱替方向与裂缝发育方向一致时,裂缝型储层气窜的风险比洞穴型储层大。

(4)多缝不同洞隙度缝洞型介质模型气驱油的最终采收率随洞隙度变化的趋势是,洞隙度越大,采收率越高,且比单缝不同洞密度模型的最终采收率低,说明洞穴中的原油比裂缝中的原油更易被气驱

出,同时驱替方向裂缝密度越大,气窜风险越大。

(5)不同缝洞网络结构对气驱油的最终采收率影响不同,当连通度相同时,洞存在会使采收率变高;连通度不同时,驱替方向裂缝密度越大,气驱采收率越高,但是无洞的情况下缝洞介质网络结构对最终采收率影响较大,有洞情况下缝洞介质网络结构对最终采收率影响较小。

参考文献:

- [1] 李江龙,陈志海,高树生. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱油微观实验模拟研究:以塔河油田为例[J]. 石油实验地质,2009,31(6):637-642.
LI Jianglong, CHEN Zhihai, GAO Shusheng. Microcosmic experiment modeling on water-driven-oil mechanism in fractured-vuggy reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009,31(6):637-642.
- [2] MANRIQUE E J, MUCI V E, GURFINKEL M E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007,10(6):667-686.
- [3] 李士伦,周守信,杜建芬,等. 国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望[J]. 油气地质与采收率,2002,9(2):1-5.
LI Shilun, ZHOU Shouxin, DU Jianfen, et al. Review and prospects for the development of EOR by gas injection at home and abroad. [J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2002,9(2):1-5.
- [4] BADAQSHAN A, GOLSHAN H, MUSAVI-NEZHAD H R, et al. The impact of gas injection on the oil recovery of a giant naturally fractured carbonate reservoir [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, 37(12):22-29.
- [5] 郭平,苑志旺,廖广志. 注气驱油技术发展现状与启示[J]. 天然气工业,2009,29(8):92-96.
GUO Ping, YUAN Zhiwang, LIAO Guangzhi. Status and enlightenment of international gas injection EOR technology [J]. Natural Gas Industry, 2009,29(8):92-96.

- [6] KOSSACK C A. Simulation of gas/oil displacements in vuggy and fractured reservoirs [R]. SPE 101674-MS, 2006.
- [7] 郭平,袁恒璐,李新华,等. 碳酸盐岩缝洞型油藏气驱机制微观可视化模型试验[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(1):89-93.
GUO Ping, YUAN Henglu, LI Xinhua, et al. Experiments on gas injection mechanisms in carbonate fracture-cavity reservoir using microvisual model[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(1): 89-93.
- [8] 张希明. 新疆塔河油田下奥陶统碳酸盐岩缝洞型油气藏特征[J]. 石油勘探与开发,2001,28(5):17-22.
ZHANG Ximing. The characteristics of Lower Ordovician fissure-vug carbonate oil and gas pools in Tahe Oilfield, Xinjiang[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001,28(5):17-22.
- [9] 鲁新便,蔡忠贤. 缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统与油气开发——以塔河碳酸盐岩溶洞型油藏为例[J]. 石油与天然气地质,2010,31(1):22-27.
LU Xinbian, CAI Zhongxian. A study of the paleo-cavern system in fractured-vuggy carbonate reservoirs and oil/gas development—taking the reservoirs in Tahe Oilfield as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2010,31(1):22-27.
- [10] KOSSACK C A, GURPINAR O. A methodology for simulation of vuggy and fractured reservoirs [R]. SPE 66366-MS, 2001.
- [11] ZHANG X, HU Y, ZHANG S, et al. Comparison of oil displacement by water between naturally fractured reservoir and vuggy fractured reservoir based on streamline technique[R]. SPE 131075-MS, 2010.
- [12] 卢占国,姚军,王殿生,等. 正交裂缝网络中渗流特征实验研究[J]. 煤炭学报,2010(4):555-558.
LU Zhanguo, YAO Jun, WANG Diansheng, et al. Experimental study on fluid flow characteristic in orthogonal fracture network [J]. Journal of China Coal Society, 2010(4):555-558.

(编辑 李志芬)