

◀ 油气开采 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.04.017

洞-缝-洞介质中水驱油注采规律研究

张 东, 李爱芬, 姚 军, 司志梅

(中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘 要:为了揭示缝洞型油藏的注采机理,研究了缝洞介质中的水驱油规律。利用有机玻璃制作了一组不同裂缝宽度的洞-缝-洞组合模式物理模型,开展了物理模拟试验,分析了水驱后剩余油分布规律及形成机制,并研究了注入速度、裂缝宽度、毛管力对水驱油采收率、含水率的影响,通过相似理论计算得到了不同溶洞高度对应的临界裂缝宽度。研究发现:水驱后的剩余油主要存在于未波及的单向连通溶洞与裂缝中,表面活性剂溶液驱后的剩余油主要存在于单向连通溶洞的上部;当溶洞内的油水界面到达一定高度产生的压差克服毛管力作用时,水才能进入裂缝底部;注入速度越小、裂缝宽度越大、毛管力越小,模型采收率越高;溶洞高度越高,其对应的临界裂缝宽度越小。研究结果表明,表面活性剂驱可以提高洞-缝-洞型油藏的采收率。

关键词:洞-缝-洞介质 注入速度 裂缝宽度 毛细管压力 剩余油 注采规律

中图分类号:TE344 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2012)04-0086-06

Law of Water Flooding in Vug-Fracture-Vug Medium

Zhang Dong, Li Aifen, Yao Jun, Si Zhimei

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266580, China)

Abstract: It is important to study the law of water flooding in fractured-vuggy medium to determine the development mechanism of fractured-vuggy reservoir. Based on a typical connecting type of fractures and vugs, a series models with different fracture aperture were made from synthetic glass. Physical simulation experiments were carried out by using those models, and the distribution and origin of residual oil were analyzed. The influences of flow velocity, fracture aperture and capillary force on oil recovery and water cut were studied. The critical fracture aperture in different vug heights was further calculated using similarity criteria. The results indicated that the residual oil after water flooding mainly lay in the not connected by-passed vugs and fractures. The residual oil after surfactant flooding mainly lay in the top of the not connected vugs. When the differential pressure, which was caused by the interface of oil and water rising in the vugs, could overcome the capillary force, water would flow into the bottom of the fracture. The oil recovery of the model increased along with the decreasing of flow velocity, increasing of fracture aperture and decreasing of capillary force. The critical fracture aperture decreased along with the increasing of vug height. The oil recovery of this vug-fracture-vug medium can be effectively enhanced by surfactant flooding.

Key words: vug-fracture-vug medium; flow velocity; fracture width; capillary pressure; residual oil; law of injection and production

认识水驱油注采规律是合理开发缝洞型碳酸盐岩油藏的基础。近年来,国内外学者通过物理模拟的方法,针对缝洞型油藏中的油水流动规律,进行了大量研究。这些研究可以分为 2 类:一类是针对缝洞单元展开的开采模拟研究,包括弹性开采^[1-2]、注水替油开采^[3]、注气开采^[4]等;另一类是针对缝洞介质展开的流体流动规律研究,包括单相流体在

收稿日期:2011-08-24;改回日期:2012-06-18。

作者简介:张东(1983—),男,山东蓬莱人,2006年毕业于中国石油大学(华东)油气储运工程专业,油气田开发工程专业在读博士研究生,从事油层物理与提高采收率方面的研究。

联系方式:zhangdong_607@126.com。

通讯作者:李爱芬,(0532)86981163, aifenli@upc.edu.cn。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目“碳酸盐岩缝洞型油藏开采机理及数值模拟研究”(编号:2011CB201004)、国家科技重大专项“剩余油形成机理及定量分析方法研究”(编号:2011ZX05014-003-006HZ)部分研究成果。

缝洞介质中的流动模式研究^[5-8]、缝洞介质中油水两相相渗研究^[9]、水驱油驱替规律研究^[10-14]、注水对含水率的影响研究^[15]等。对缝洞介质进行水驱油流动规律研究时,有的学者使用了二维光刻模型^[10-12],但该类模型在描述缝洞形态时会受到限制,如无法描述垂直裂缝;有的学者建立了三维模型^[14],但不具有可视化特点;此外,大多数学者认为毛细管力对缝洞介质内的流动规律影响很小,因而忽略了毛细管力,但这种处理方式有时显得不够合理。

笔者利用有机玻璃制作了一类不同裂缝宽度的三维可视化洞-缝-洞模型,通过对模型开展物理模拟试验,分析了该类洞-缝-洞介质的剩余油分布规律及形成机制,并研究了注入速度、裂缝宽度和毛细管力对水驱油采收率、含水率的影响。

1 洞-缝-洞模型的建立

典型的缝洞组合模式如图 1 所示,1、2 为溶洞,3 为裂缝,溶洞 2 周边裂缝不发育,仅通过裂缝 3 与溶洞 1 沟通,属于单向连通溶洞^[16],溶洞 1 有 3 条裂缝与之连通,属于多向连通溶洞。溶洞和裂缝内都充满油,溶洞 1 下部裂缝有水注入,溶洞内的油通过上部裂缝被驱出。

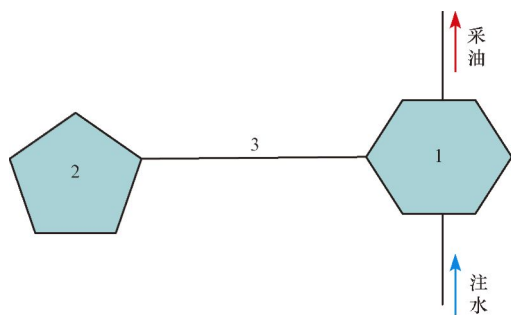


图 1 典型缝洞组合模式

Fig. 1 The connecting pattern of fractures and vugs

为了研究溶洞 2 中的油可以被驱替出来时对应的临界裂缝宽度和注采速度对缝洞介质采收率的影响,根据塔河油田地层岩石的润湿性,选用弱亲油的有机玻璃作为模型材料,依据上述缝洞组合模式制作了一组缝洞模型,包括 2 个大小相同的溶洞和一条垂直裂缝,溶洞 1 上部和下部各连接一个钢管,分别模拟采出裂缝和注入裂缝。用钢垫片控制垂直裂缝的宽度,制作了 5 个不同裂缝宽度的模型(见图 2),模型参数见表 1。

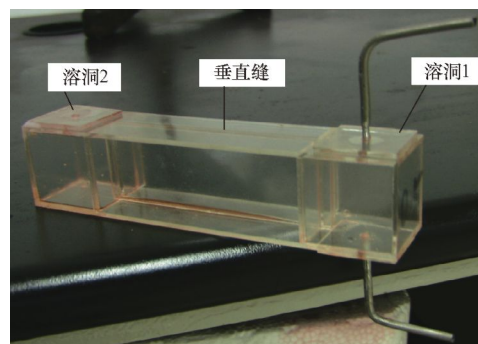


图 2 洞-缝-洞模型

Fig. 2 The model of vug-fracture-vug

表 1 洞-缝-洞模型参数

Table 1 Parameter of vug-fracture-vug model

模型 编号	溶洞			裂缝		
	长/cm	宽/cm	高/cm	长/cm	宽/mm	高/cm
1	3.0	2.6	2.9	9.0	0.5	2.9
2	3.0	2.6	2.9	9.0	1.0	2.9
3	3.0	2.6	2.9	9.0	1.2	2.9
4	3.0	2.6	2.9	9.0	1.5	2.9
5	3.0	2.6	2.9	9.0	2.0	2.9

2 试验条件及步骤

试验用油为煤油与真空泵油的混合物,用苏丹红染色,室温 26 °C 下密度为 0.794 kg/L,黏度 3 mPa·s;试验用水为蒸馏水,油水界面张力 17 mN/m。测定注入速度、裂缝宽度和毛细管力对水驱油规律的影响。

试验步骤为:1)称量试验模型干重,将模型饱和模拟油,再称量模型湿重,计算饱和模拟油的体积;2)设定平流泵流速,用蒸馏水驱替试验模型,用计量装置记录产油、产液变化规律,并用摄像机记录试验过程中油水界面的变化情况;3)当模型含水率达到 98% 以上并不再变化时,停止驱替,试验结束。

3 试验结果分析

3.1 注入速度的影响

针对 3 号模型(裂缝宽度为 1.2 mm)进行试验,驱替液体为蒸馏水,注入速度分别为 2, 5, 10 和 20 mL/min,进行了 4 组试验。

3.1.1 剩余油分布规律

驱替结束后,模型内的剩余油分布情况如图 3 所示。

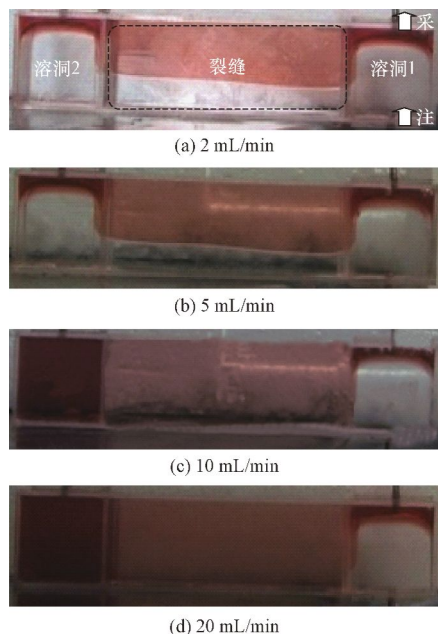


图3 以不同流速驱替后模型内的油水分布情况
Fig.3 The distribution of water and oil with different flow rate in the model

从图3可以看出,以较小流速(2,5 mL/min)驱替,水可以进入裂缝并将溶洞2中的油驱替出来,驱替后裂缝上部存在大量的剩余油;当流速较大(10,20 mL/min)时,水只从裂缝下部很小的空间中通过,无法驱替溶洞2中的油,因而在裂缝和溶洞2中形成大量剩余油;尽管溶洞顶部的钢管未探入溶洞内部,驱替后,溶洞顶部的周边位置仍然存在一定量的剩余油。

水能通过裂缝进入溶洞2,依靠的是溶洞1内油水界面抬高在裂缝底部形成的压差,而过大的驱替流速给溶洞1中的液体一个上托的作用力,减弱了压差的作用,导致溶洞2中的油无法被驱替,从而形成了剩余油。

3.1.2 采收率、含水率变化规律

以不同流速驱替3号模型,得到采出程度与含水率的关系曲线,如图4所示。

从图4可以看出,注入速度越大,模型最终采出程度越低,这是因为注入速度增大后,溶洞2中的油无法被采出。注入速度越大,模型见水越早。注入速度较大(10,20 mL/min)时,见水后含水率迅速升至100%,含水变化属于快速上升型;注入速度较小(2,5 mL/min)时,模型见水后,含水率先升高后降低,最后再升至100%,含水变化属于波动型;含水率下降再上升的过程也是溶洞2中的油被采出的过程。

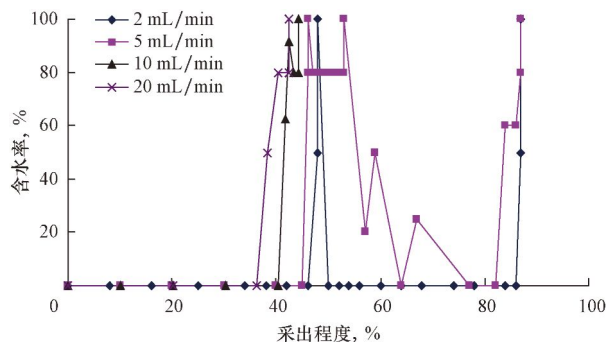


图4 不同流速下采出程度与含水率的关系曲线
Fig.4 The relation curve of recovery and water cut under different velocity

3.2 裂缝宽度的影响

对2—5号模型(裂缝宽度依次为1.0,1.2,1.5和2.0 mm)进行试验,驱替流体为蒸馏水,驱替流速为10 mL/min。

3.2.1 剩余油分布规律

针对不同裂缝宽度模型,驱替结束后,模型内的剩余油分布情况如图5所示(图中, h_4 , h_5 分别为裂缝中剩余油的高度)。

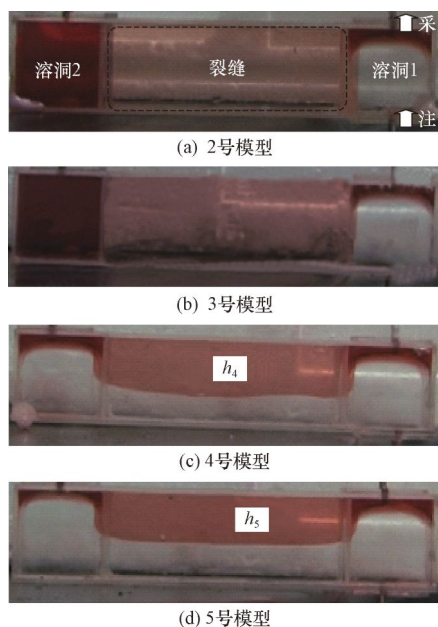


图5 不同裂缝宽度模型水驱后的油水分布情况
Fig.5 The distribution of oil and water after water flooding in the model

从图5可以看出,裂缝宽度为1.0和1.2 mm时,溶洞2中的油无法被采出,裂缝、溶洞2中形成大量的剩余油;裂缝宽度为1.5和2.0 mm时,溶洞2中的油几乎全部被采出,裂缝上部有大量的剩余

油未被驱替出来,此外在溶洞顶部的周边位置存在一定量剩余油。此外,垂直裂缝宽度越大,裂缝中存在的剩余油越少(见图 5(c),(d), $h_4 > h_5$)。

毛细管力阻碍水进入裂缝,只有当溶洞 1 内的油水界面产生的压差克服毛细管力作用时,水才能从底部进入裂缝。裂缝宽度越小,毛细管力越大,水进入裂缝所需的油水界面高度越高;模型裂缝宽度较小时,油水界面达到最高时产生的压差也无法克服毛细管力,导致水无法进入裂缝,在裂缝和溶洞 2 中形成大量剩余油;模型裂缝宽度较大时,油水界面到达一定高度后,水从底部进入裂缝,但裂缝上部由于毛细管力的阻碍,水无法进入,因而在裂缝上部形成剩余油。

由于有机玻璃是弱亲油的,因此在裂缝中,毛细管力方向指向水相(向下),这个向下的力与高度为 h_5 的油柱所受的浮力平衡,裂缝宽度越大,毛细管力越小,对应的浮力也越小,油相在裂缝中所占的高度就越小,裂缝内剩余油越少。

3.2.2 临界裂缝宽度的确定

研究发现,在一定的试验条件(注入速度 5 mL/min,原油黏度 3 mPa·s,油水界面张力 17 mN/m)下,模型溶洞 2(溶洞高 2.9 cm)中的油刚好可以被驱替出来,其临界裂缝宽度为 1.2 mm。根据相似理论,可以计算相同缝洞组合模式下不同溶洞高度对应的临界裂缝宽度。

相似准则 $\lambda = \frac{\Delta p}{\Delta \rho g \Delta L}$ 表示压力与重力之比,可

用来描述毛细管压力与浮力的比值。因为:

$$\Delta p = p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{w} \quad (1)$$

$$\Delta L = h \quad (2)$$

对该相似准则做进一步的处理,得到:

$$\lambda = \frac{2\sigma \cos \theta}{w \Delta \rho g h} \quad (3)$$

式中: p_c 为毛细管力, N/m²; h 为裂缝中油水界面距离溶洞中油水界面的高度, m; w 为裂缝宽度, m; $\Delta \rho$ 为油水密度差, kg/m³; g 为重力加速度, m/s²; σ 为油水界面张力, N/m; θ 为油对裂缝壁的润湿角, (°)。

将式(3)作为描述该类现象的主要相似准则,应用式(3)得:

$$\frac{2\sigma_m \cos \theta_m}{w_m \Delta \rho_m g h_m} = \frac{2\sigma_a \cos \theta_a}{w_a \Delta \rho_a g h_a} \quad (4)$$

其中,下标 m, a 分别代表模型和原型,如果模型与原型的界面张力 σ 、润湿角 θ 和油水密度差 $\Delta \rho$

都相同,可以得到:

$$w_m h_m = w_a h_a \quad (5)$$

利用式(5),计算不同溶洞高度对应的临界裂缝宽度,结果见表 2。

表 2 不同溶洞高度下的临界裂缝宽度
Table 2 Critical fracture width at different vug height

模型序号	溶洞高度/cm	临界裂缝宽度/ μm
1	2.9	1 200
2	14.5	240
3	29.0	120
4	145.0	24
5	290.0	12

从表 2 可以看出,溶洞高度越高,其对应的临界裂缝宽度越小。

3.2.3 采收率、含水率变化规律

不同裂缝宽度模型,水驱油采出程度与含水率的关系曲线如图 6 所示。

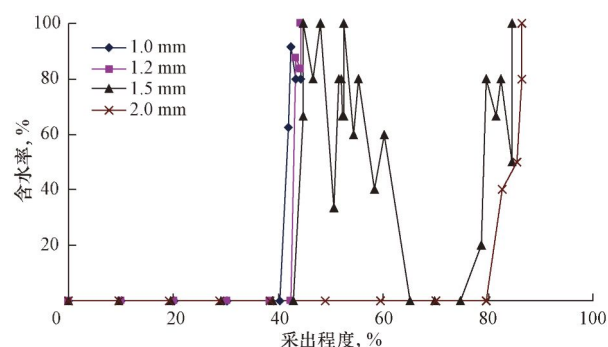


图 6 不同裂缝宽度下的采出程度与含水率的关系曲线
Fig. 6 The relation curve of recovery and water cut in different fracture width

从图 6 可以看出,模型裂缝宽度越大,溶洞 2 中的油越易被驱替出来,其最终采出程度越高。裂缝宽度越小,模型见水越早;裂缝宽度为 1.5 mm 的模型含水变化规律为升高—降低—升高,反映了溶洞 1 的油先被驱替出来后,溶洞 2 的油再被驱替出来的过程;裂缝宽度为 2.0 mm 的模型含水变化规律符合快速上升型,由于裂缝沟通能力强,溶洞 1 和溶洞 2 中的油同时被驱替出来,直到模型内的油被驱替干净,含水率迅速升至 100%。

3.3 毛细管力的影响

油水界面张力影响毛细管力的大小,利用表面活性剂溶液作为驱替液,可以降低油水界面张力,达

到降低毛细管力的作用。

用甜菜碱配置质量分数为 0.1% 的表面活性剂溶液作驱替溶液,用 TX500C 界面张力仪测得油-表面活性剂溶液的界面张力为 1.01 mN/m。试验模型选择 1—3 号模型(裂缝宽度分别为 0.5, 1.0 和 1.2 mm),驱替流速为 10 mL/min。

水驱过程中,只有当溶洞 1 内的油水界面达到一定高度时,水才进入裂缝,而在表面活性剂驱过程中,驱替液很快进入裂缝,溶洞 1 和裂缝中的油水界面几乎平齐(裂缝宽度为 1.2 mm 时)或者相差不大(裂缝宽度为 0.5 mm 时)。

3.3.1 剩余油分布规律

用表面活性剂溶液驱替不同裂缝宽度模型,驱替结束后,剩余油分布情况如图 7 所示,并与 10 mL/min 水驱模型 3 后的油水分布情况(见图 7(d))进行对比。

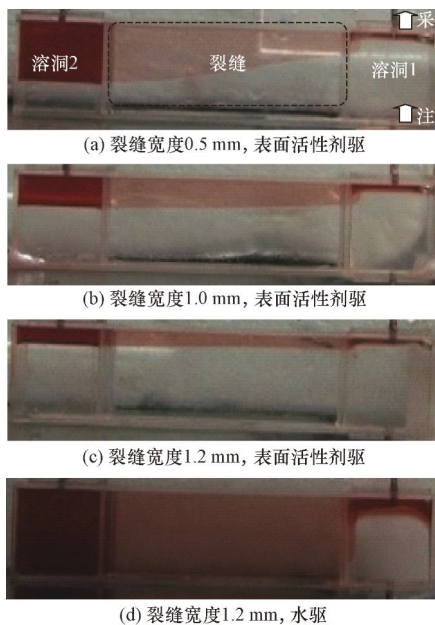


图 7 表面活性剂驱替不同缝宽模型后的油水分布情况

Fig. 7 The distribution of oil and water after surfactant flooding in the model

从图 7 可以看出,加入表面活性剂后,1—3 号模型的溶洞 2 都被波及到了(水驱无法波及);加入表面活性剂后,3 号模型(裂缝宽度 1.2 mm)的采收率大幅提高,溶洞 2 中的大部分油被采出,溶洞 1 中几乎不存在剩余油,裂缝内的油大部分也被采出;裂缝宽度越小,溶洞 2 中未采出的剩余油越多。

由此可见,用表面活性剂驱替该类洞-缝-洞介质,可以大幅提高其采收率。

3.3.2 采收率、含水率变化规律

表面活性剂溶液驱替不同裂缝宽度模型,其采出程度与含水率的关系曲线如图 8 所示。

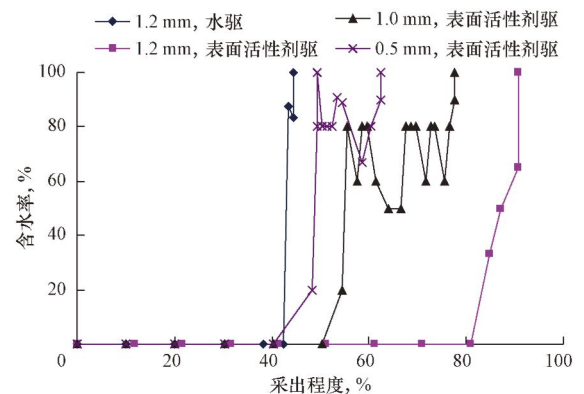


图 8 表面活性剂驱采出程度与含水率的关系曲线

Fig. 8 The relation curve between recovery and water cut of surfactant flooding

从图 8 可以看出,对于 3 号模型(裂缝宽度 1.2 mm),表面活性剂驱的最终采出程度远高于水驱;模型裂缝宽度越大,表面活性剂驱的最终采收率越高。与水驱含水率变化规律一样,表面活性剂驱替过程中,裂缝宽度越小,模型见水越早。

4 结 论

1) 毛细管力能够阻碍水流入裂缝,只有当多向连通溶洞内的油水界面到达一定高度、产生的压差克服毛细管力作用时,水才能从裂缝底部进入裂缝。

2) 洞-缝-洞介质中的剩余油主要存在于单向连通溶洞及裂缝上部。注入速度越大,裂缝宽度越小,毛细管力越大,越容易形成剩余油;注入速度越小,裂缝宽度越大,毛细管力越小,洞-缝-洞介质采收率越高。

3) 用表面活性剂溶液驱替洞-缝-洞介质,可以降低裂缝的毛细管力,大幅提高洞-缝-洞介质的采收率,因此建议用表面活性剂驱提高该类缝洞介质的采收率。

参 考 文 献

References

- [1] 熊伟,刘玉祥,常宝华,等. 无供给溶洞弹性开采实验[J]. 科技导报,2011,29(2):41-43.
Xiong Wei, Liu Yuxiang, Chang Baohua, et al. Experimental study of elastic minning in a cave of no-supply type[J]. Science

- & Technology Review, 2011, 29(2): 41-43.
- [2] 程倩, 熊伟, 高树生, 等. 单缝洞系统弹性开采的试验研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3): 88-90.
Cheng Qian, Xiong Wei, Gao Shusheng, et al. Experimental study of elastic producing single cavity/fracture system[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 88-90.
- [3] 李鹤, 李允. 缝洞型碳酸盐岩孤立溶洞注水替油实验研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2010, 32(1): 117-120.
Li Shuang, Li Yun. An experimental research on water injection to replace the oil in isolated caves in fracture-cavity carbonate rock oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2010, 32(1): 117-120.
- [4] 刘鹏飞, 姜汉桥, 徐晖, 等. 缝洞型油藏开发室内模拟研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(5): 72-76.
Liu Pengfei, Jiang Hanqiao, Xu Hui, et al. Laboratory simulation study on exploitation of fractured and cavernous reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(5): 72-76.
- [5] Zhang Dong, Li Aifen, Yao Jun, et al. A single-phase fluid flow pattern in a kind of fractured-vuggy media[J]. Petroleum Science and Technology, 2011, 29(10): 1030-1040.
- [6] 荣元帅, 黄咏梅, 刘学利, 等. 塔河油田缝洞型油藏单井注水替油技术研究[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(4): 57-60.
Rong Yuanshuai, Huang Yongmei, Liu Xueli, et al. Single well water injection production in Tahe fracture-vuggy reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(4): 57-60.
- [7] 卢占国, 姚军, 王殿生. 正交裂缝网络单相流动实验和数值模拟[J]. 中国矿业大学学报, 2010, 39(4): 563-567.
Lu Zhanguo, Yao Jun, Wang Diansheng. Experimental study and numerical simulation of single-phase flow in orthogonal fracture network[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2010, 39(4): 563-567.
- [8] 卢占国, 姚军, 王殿生, 等. 正交裂缝网络单相流动试验研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(3): 92-94.
Lu Zhanguo, Yao Jun, Wang Diansheng, et al. Experimental study on single-phase flow in orthogonal fracture network[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(3): 92-94.
- [9] 迈杰鲍尔. 裂缝型油田开发特征[M]. 黄希陶, 译. 北京: 石油工业出版社, 1986: 42-46.
Майдебор В Н. Development feature of fractured reservoir [M]. Huang Xitao, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 1986: 42-46.
- [10] 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[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.
- [11] 康志宏. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱油机理模拟试验研究[J]. 中国西部油气地质, 2006, 2(1): 87-90.
Kang Zhihong. Principium experiment of oil seepage driven by water in fracture and vug reservoir of carbonate rocks[J]. West China Petroleum Geosciences, 2006, 2(1): 87-90.
- [12] 王雷, 窦之林, 林涛, 等. 缝洞型油藏注水驱油可视化物理模拟研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2011, 33(2): 121-124.
Wang Lei, Dou Zhilin, Lin Tao, et al. Study on the visual modeling of water flooding in carbonate fracture-cavity reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(2): 121-124.
- [13] 郑小敏, 孙雷, 王雷, 等. 缝洞型油藏大尺度可视化水驱油物理模拟实验及机理[J]. 地质科技情报, 2010, 29(2): 77-80.
Zheng Xiaomin, Sun Lei, Wang Lei, et al. Large-scale visible water/oil displacing physical modeling experiment and mechanism research of fracture-vuggy reservoir [J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29(2): 77-80.
- [14] 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, 35(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, 35(4): 555-558.
- [15] 熊伟, 常宝华, 潘懋, 等. 单井缝洞系统注水对含水率的影响分析[J]. 断块油气田, 2012, 18(4): 479-481.
Xiong Wei, Chang Baohua, Pan Mao, et al. Impact of water injection on water content in single well fractured-vuggy system [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 18(4): 479-481.
- [16] 修乃岭, 熊伟, 高树生, 等. 缝洞型油藏储集空间连通关系和开发特征初探[J]. 中国西部油气地质, 2007, 3(1): 105-107.
Xiu Nailong, Xiong Wei, Gao Shuheng, et al. Discussion on connecting relation among pore spaces and producing characteristic of fracture-vuggy reservoirs [J]. West China Petroleum Geosciences, 2007, 3(1): 105-107.