

缝洞型油藏不同井间连通模式对调剖的影响

金发扬¹, 李东¹, 王能², 袁成东¹, 赵亚³, 宋雯静⁴

1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500
2. 新疆油田公司燃气公司, 克拉玛依 834000
3. 四川省汉源县第三中学, 雅安 625303
4. 中国石油西南油气田公司采气工程研究院, 广汉 618300

摘要 针对碳酸盐岩缝洞型油藏的井间连通模式, 依据储集性宏观上相似、连通关系具有可借鉴性的原则, 设计制备裂缝网络和裂缝-溶洞两种简化的缝洞岩心物理模型, 通过凝胶调剖实验, 研究了不同井间连通模式对调剖的影响。结果表明: 两种简化物理模型的含水率变化均表现为经过一段无水采油期后暴性水淹, 注凝胶调剖后含水率明显下降, 与裂缝-溶洞模型相比, 裂缝网络模型含水率下降幅度较大, 且后续水驱过程中含水率上升较慢; 裂缝网络模型的水驱采收率、最终采收率和采收率提高程度均高于裂缝-溶洞模型; 裂缝网络模型注凝胶调整吸水剖面、扩大注入水波及体积的作用更明显, 调剖效果更好。

关键词 碳酸盐岩; 缝洞型油藏; 井间连通模式; 物理模型; 调剖

中图分类号 TE341

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.24.009

Influence of different interwell connected pattern on profile control of fractured-cave carbonate reservoir

JIN Fayang¹, LI Dong¹, WANG Neng², YUAN Chengdong¹, ZHAO Ya³, SONG Wenjing⁴

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China
2. Natural Gas Company of Xinjiang Oil Field Company, Karamay 834000, China
3. Sichuan Hanyuan NO.3 Middle School, Ya'an 625303, China
4. Gas Production Engineering Research Institute, Southwest Oil-Gas Field Company, PetroChina, Guanghan 618300, China

Abstract Fractured-cave carbonate reservoir has strong anisotropism, complicated oil-water relationship and flow mechanism. Thus, the application of profile control in these reservoirs is less effective. In this study, we summarized four connecting models. On the basis of macro similarity of the reservoir property and referentiability of the connecting relationship, we designed two simplified physical models of the core, fractured-cave and fractured-net, to investigate the impact of different connecting models on profile control using polymer gel as the profile control agent. The experimental results demonstrate that in the two models, the water-free oil production period was short and the water ratio was close to 100% rapidly after water breakthrough. After profile control, both the water ratios of fractured-cave and fractured-net model were decreased. However, the water cut of fractured-net model was reduced more significantly compared with that of fractured-cave model. The increase of the water ratio for fractured-net model was slower in the subsequent water flooding. The water flooding recovery, ultimate recovery and improved oil recovery degree for the fractured-net model were all higher than those of the fractured-cave model. The role of polymer gel injection in adjusting injection profile and

收稿日期: 2015-03-18; 修回日期: 2015-08-25

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05049-04-04)

作者简介: 金发扬, 博士研究生, 研究方向为调剖堵水与提高采收率, 电子信箱: jfy975@163.com; 李东(共同第一作者), 硕士研究生, 研究方向为碳酸盐岩缝洞型油藏调剖堵水与注气提高采收率, 电子信箱: 13880086674@163.com

引用格式: 金发扬, 李东, 王能, 等. 缝洞型油藏不同井间连通模式对调剖的影响[J]. 科技导报, 2015, 33(24): 52-56.

increasing swept volume was more apparent, and the effect of profile control was better.

Keywords carbonate reservoir; fractured-cave reservoir; interwell connected pattern; physical model; profile control

碳酸盐岩油气藏在全球已发现的油气藏中占据着十分重要的位置,具有非常广阔的开发前景。但由于裂缝、溶洞的随机性分布,使得此类油藏储集体类型复杂,调剖措施整体效果差。裂缝、溶洞的组合关系对调剖效果影响较大,因此评价不同缝洞组合关系对调剖效果的影响尤为重要。评价不同条件下的调剖效果,常用的方法是物理模拟实验,但缝洞型油藏裂缝识别及空间定位困难,使得无法通过地层取心获得其主要的储集空间,常规物理模拟适用性较差^[1];而采用简化的人造缝洞岩心物理模型,则目前的技术手段还无法直接识别碳酸盐岩缝洞组合模式^[2]。为此,有学者在理论上间接划分出几种缝洞组合模式,谭承军等^[3]将基本储集空间按不同的方式、规模组合成裂缝型、裂缝-孔洞型和溶洞型3种储集体类型;华北石油勘探开发设计研究院^[4]根据圈闭中油气聚集部分的几何形状、油水分布特点,将储集体类型分为缝洞-孔隙型、裂缝-溶洞型、裂缝-孔隙型、裂缝型和孔隙型;陆先亮等^[5]根据裂缝溶洞的发育程度及所占岩石的相对比例,把缝洞型碳酸盐岩储集层分为裂缝型、溶洞型和缝洞型;高玉飞^[6]根据测井曲线、成像测井、钻井取心等资料,同时与露头岩石进行对比,在塔河四区识别出5种缝洞组合模式。

本文以碳酸盐岩缝洞型油气藏井间连通模式为对象,依据储集性宏观上相似及连通关系可借鉴的原则,设计制备简化的缝洞岩心物理模型,通过凝胶调剖实验,探索井间不同连通模式对调剖的影响。

1 物理模型

1.1 连通模式划分

将基本储集空间按不同的方式及规模组合,并结合生产资料、成像测井等多种资料,通过综合分析可将缝洞型油藏单井钻遇的储集体类型分为裂缝型、溶洞型、裂缝-孔洞型和裂缝-溶洞型^[5-7],如图1所示,井1钻遇的储集体类型为溶洞型,井2钻遇的储集体类型为裂缝-溶洞型,井3、井4钻遇的储集体类型为裂缝型,井5钻遇的储集体类型为裂缝-孔洞型。

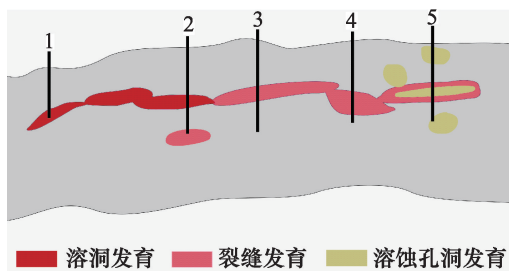


图1 缝洞型油藏储集空间类型示意

Fig. 1 Space types of fractured-cave carbonate reservoir

井间连通模式是由单井钻遇的储集体类型所决定的。依据单井钻遇的储集体类型,可将井间连通模式划分为:井3与井4裂缝连通;井1与井2溶洞连通;井4与井5裂缝-孔洞连通;井2与井3裂缝-溶洞连通。

1.2 物理模型制备

塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏属于典型的缝洞型油藏,大裂缝及溶洞是其主要的储渗空间^[8]。因此,基本储集空间主要考虑裂缝与溶洞,提取出裂缝连通、裂缝-溶洞连通和溶洞连通3种连通模式。对于溶洞型连通,一般情况下很难封堵成功^[9],故本文不考虑该种类型。依据模型储集性与实际油田宏观上相似,连通关系具有可借鉴性的原则,设计了裂缝网络物理模型和裂缝-溶洞物理模型(各两种模型,为叙述方便,依次编号为1、2、3、4),如图2所示。

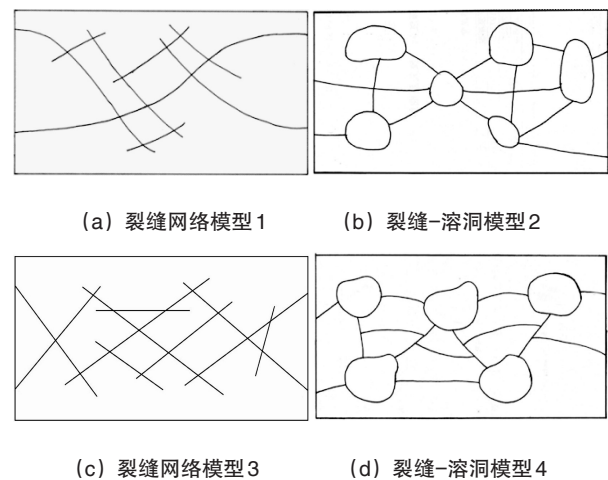


图2 物理模型设计

Fig. 2 Design of the physical models

奥陶系碳酸盐岩天然岩心只能通过取心钻井获得,获取困难,成本较高。由于碳酸盐岩露头岩石的矿物成分与碳酸盐岩天然岩心的矿物成分非常相近^[10],因此采用露头岩石进行模型制备。

模型的制备流程:

- 1) 将露头岩石切割加工为长7.5 cm,直径3.75 cm的全直径岩心。
- 2) 将全直径岩心对半剖分,在剖分的岩心岩面上参照模型设计图进行人工刻蚀。
- 3) 将两半岩心还原为圆柱状,制备成非均质裂缝网络模型和裂缝-溶洞模型。物理模型的制备参数如表1所示,制备的物理模型实物剖面如图3所示。

表1 物理模型制备参数

Table 1 Machining parameters of the physical models

模型编号	模型分类	平均洞长/ mm	平均洞宽/ mm	缝宽/ mm	半深/ mm
1	裂缝网络模型	—	—	0.5或1	1
2	裂缝-溶洞模型	10.8	8.8	0.5或1	1
3	裂缝网络模型	—	—	0.5或1	1
4	裂缝-溶洞模型	11.2	9.8	0.5或1	1

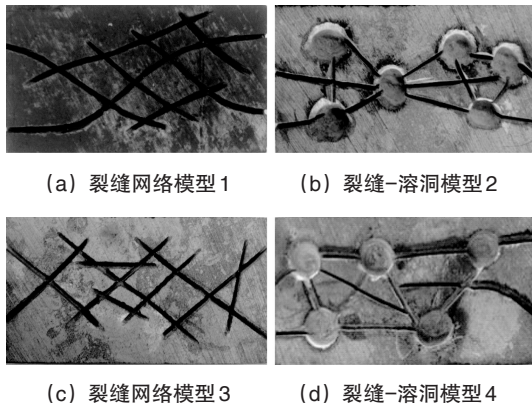


图3 物理模型实物剖面

Fig. 3 Cross-section of the physical models

2 实验与分析

2.1 模型参数确定

通过测量确定模型参数,包括模型的长度、直径、外表体积、缝洞体积、孔隙度等,测量方法采用《SY/T 5336-2006 岩心分析方法》中的液体饱和法,测量结果如表2所示。

表2 模型参数测量结果

Table 2 Petrophysical properties of the physical models

模型编号	直径/cm	长度/cm	缝洞体积/cm ³	孔隙度/%
1	3.75	7.51	3.23	3.9
2	3.75	7.51	8.13	9.8
3	3.75	7.51	3.44	4.2
4	3.75	7.51	7.26	8.8

凝胶体系中聚合物主剂选用梳型抗盐聚合物KYPAM₂,其相对分子质量为2300×10⁴~2400×10⁴,水解度为25%,固含量为90%;交联剂选用酚醛类交联剂;聚合物质量分数为0.5%,交联剂质量分数为0.06%。该体系在100℃恒温箱中静置48 h后凝胶强度达到E,耐高温性好,不易降解破胶。

2.2 材料及装置

实验用油为塔河油田原油与煤油配制而成的模拟油,密度为0.8496 g/cm³,黏度在56℃时为14.8 mPa·s。实验用水采用矿化度为10000 mg/L的模拟地层水。

主要实验装置有DGM-III型多功能岩心驱替装置、HLB-1040型恒流泵、电子天平、活塞式中间容器、岩心夹持器和抽真空泵等。实验流程图如图4所示。

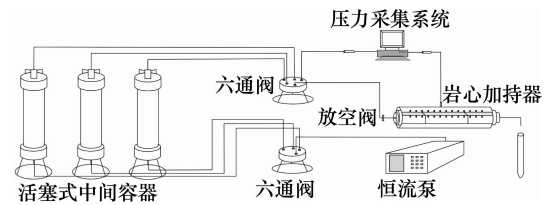


图4 实验流程

Fig. 4 Schematic diagram of the experimental procedure

2.3 实验步骤

1) 将已饱和模拟地层水的岩心,装入岩心夹持器中并加环压。用塔河油田原油与煤油配制而成的模拟油驱替岩心中的水形成束缚水。在此过程中记录出水量,计算原始含油饱和度。

2) 以0.2 mL/min的速度注水驱油,水驱至经济极限(含水率98%),记录出口的出油量和出水量,计算含水率和采出程度。

3) 待达到水驱经济极限后,以0.1 mL/min的速度向岩心中注入0.5 PV 聚合物凝胶体系。关闭岩心夹持器出、入口端,等待凝胶体系成胶。

4) 待凝胶体系成胶后,以0.2 mL/min的速度继续注水驱油,记录出口的出水量和出油量,当含水率达到98%时结束实验,计算最终采收率。

2.4 实验结果分析

2.4.1 见水特征

对裂缝网络模型和裂缝-溶洞模型进行注水驱油实验,得到含水率与累积注入量的关系曲线如图5所示。两组实验中,两类模型的见水规律大体相似:在经历一段无水采油期后含水率迅速上升,表现为暴性水淹,注凝胶调剖后,含水率明显下降,说明注凝胶实现了调整吸水剖面的作用。裂缝网络模型1与3含水率分别下降到60%和57%,裂缝-溶洞模型2与4含水率分别下降到70%和65%,裂缝网络模型含水率下降更加明显。同时,裂缝网络模型在后续水驱过程中含水率上升段拟合直线的斜率更小,裂缝网络模型1与3分别为86.33和84.87,裂缝-溶洞模型2与4分别为95.52和92.47,说明后续水驱过程中裂缝网络模型含水率上升更慢。这些现象表明裂缝网络模型调剖效果更好。

对于裂缝网络模型,注入水沿着裂缝驱替原油,随着时间推移,逐渐形成优势裂缝通道,在该通道中,油水前缘推进阻力小,速度快,突破后含水率迅速上升。观察整个驱油过程发现,注入水突破后出口端会出现有时产水、有时产油的现象,这主要是因为在水油流动过程中,倾角较大的裂缝中的原油会被阶段性地采出。此外,油滴或水滴在单裂缝中一

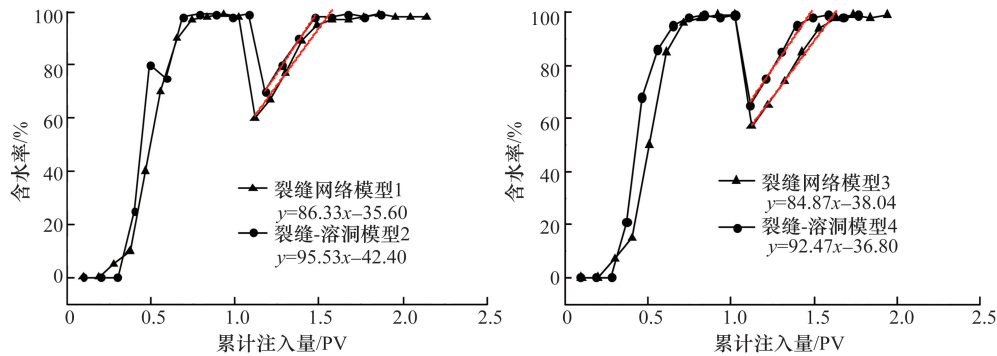


图5 含水率与累积注入量的关系

Fig. 5 Water cut versus cumulative injected volume

般会出现分段运移和卡断现象,同时由于裂缝壁面较为粗糙,也会破坏油水前缘的连续性^[11]。

对于裂缝-溶洞模型,在生产压差及重力作用下,水流在溶洞中近似活塞式驱替原油,但由于模型设计在溶洞的较低位置有裂缝,故而当油水界面达到该缝洞结合处后,水流沿裂缝迅速窜进,使得含水率迅速上升,造成暴性水淹,同时也形成大量阁楼油。在水流优势通道形成后,由于溶洞中可能出现漩涡流动,导致含水率有所波动,油水同产更为明显。

2.4.2 采出程度

对裂缝网络模型和裂缝-溶洞模型进行注水驱油实验,得到采出程度与累积注入量关系曲线如图6所示。对于水驱采收率,裂缝网络模型(1号模型,3号模型)高于裂缝-溶洞模型(2号模型,4号模型),但总体上相差不大。注入凝胶后,采出程度明显提高,裂缝网络模型1与3的采收率分别提高了17.84%和19.65%,裂缝-溶洞模型2与4的采收率分别提高了9.77%和9.53%,裂缝网络模型调剖效果优于裂缝-溶洞模型。

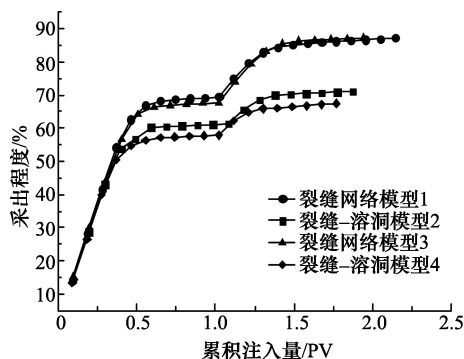


图6 采出程度与累积注入量的关系

Fig. 6 Recovery versus cumulative injected volume

裂缝网络模型为双重介质,但基质渗透率极低,可以忽略不计,因此认为只有裂缝系统具有渗流作用。其中剩余油主要有两种分布方式,一种是水波及区域和水未波及区域的

绕流油,另一种是水波及区域残存的油膜;对于裂缝-溶洞模型,忽略基质渗透率,剩余的裂缝及溶洞都具有渗流作用。此时,剩余油不仅包含上述裂缝中的分布方式,还包括溶洞中的分布方式,一种是配位数为1的溶洞中不能被驱替出的死油,另一种是配位数大于2的溶洞中因重力分异而存在的阁楼油^[12]。因此,裂缝-溶洞模型剩余油的分布情况比裂缝网络模型更加复杂,这也是裂缝网络模型具有较高水驱采收率的原因之一。

Cruz-Hernandez等^[13]建立了缝-洞油水两相流动系统物理模型,本实验符合该模型的假设条件。该模型中系数 F 定义为参与流动的孔隙所占的空间系数,而裂缝网络模型的系数 F 大于裂缝-溶洞模型。由于 F 越大,参与流动的孔隙更多,滞留的比例更少,采收率越高^[14,15]。

对于最终采收率和提高采收率程度,裂缝网络模型均明显高于裂缝-溶洞模型。主要是因为当凝胶注入到裂缝网络模型中,凝胶优先进入到优势裂缝通道,待成胶后,便实现了对优势通道的有效封堵,后续水驱的水流得以进入注入水未波及的裂缝中,驱替出剩余的大量绕流油,较好地实现调整吸水剖面、扩大注入水波及体积的作用。而当凝胶注入到裂缝-溶洞模型中时,裂缝-溶洞模型的 F 更小,其参与流动的孔隙更少。在含水率与累积注入量关系曲线中,注凝胶后裂缝-溶洞模型含水下降低,后续水驱过程中含水上升快,这可能是由于有限的凝胶进入到溶洞中,但很大一部分滞留,因而无法完全封堵水流优势通道,使得裂缝-溶洞模型注凝胶不能较好地起到调整吸水剖面、扩大注入水波及体积的作用,调剖效果较差。两种模型的实验结果表明了不同连通模式对调剖效果有着直接影响,这对于现场开展调剖施工具有一定的指导意义。

3 结论

裂缝网络模型和裂缝-溶洞模型水驱过程中,无水采油期短,含水上升快,暴性水淹现象严重,裂缝-溶洞模型的油水同产现象更为明显。

裂缝网络模型水驱采收率高于裂缝-溶洞模型,这可能与裂缝-溶洞模型渗流规律更加复杂,剩余油分布情况更多有关。注入凝胶调剖后,裂缝-溶洞模型中滞留区域更多,凝胶易滞留在溶洞中,凝胶封堵水流优势通道,调整吸水剖面,扩大注入水波及体积作用甚微,裂缝-溶洞模型调剖效果差,采收率提高程度不如裂缝网络模型。

参考文献(References)

- [1] 程倩, 李曦鹏, 刘中春, 等. 缝洞型油藏剩余油的主要存在形式分析[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2013, 35(4): 18-24.
Chen Qian, Li Xipeng, Liu Zhongchun, et al. Analysis of major occurrence modes of remaining oil in karstic-fracture reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2013, 35(4): 18-24.
- [2] 郑小敏, 孙雷, 侯亚平, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱油物理模型对比实验研究[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2009, 11(5): 20-22.
Zheng Xiaomin, Sun Lei, Hou Yaping, et al. Contrast research on water/oil displacing physical models of fracture-vuggy carbonate reservoir [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition, 2009, 11(5): 20-22.
- [3] 谭承军, 朱伟, 马旭杰. 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏堵水效果评价方法初探[J]. 新疆地质, 2004, 22(1): 94-97.
Tan Chengjun, Zhu Wei, Ma Xujie. The analysis on estimate ways of water plugging effects for fracture and vug carbonate reservoir in the Tahe oil field [J]. Xinjiang Geology, 2004, 22(1): 94-97.
- [4] 华北石油勘探开发设计研究院. 华北碳酸盐岩潜山油藏开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1985.
North China petroleum exploration and development institute. North China carbonate buried hill reservoir exploitation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1985.
- [5] 陆先亮, 段新民, 李琴. 覆盖区碳酸盐岩缝洞定量研究的一种新方法[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2002, 26(5): 12-14.
Lu Xianliang, Duan Xinmin, Li Qin. A new method for quantitative study of carbonate fracture-cavity system [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2002, 26(5): 12-14.
- [6] 高玉飞. 塔河油田四区奥陶系裂缝精细描述及分布预测[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2009.
Gao Yufei. Detailed description and distribution predicting of Ordovician fractures in block 4 of Tahe oilfield [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2009.
- [7] 杨坚, 程倩, 李江龙, 等. 塔里木盆地塔河 4 区缝洞型油藏井间连通程度[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 484-489.
Yang Jian, Chen Qian, Li Jianglong, et al. Interwell-connectivity analysis for fracture-vug reservoirs in the block-4 of Tahe oilfield, Tarim basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 484-489.
- [8] 胡向阳, 李阳, 权连顺, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏三维地质建模方法——以塔河油田四区奥陶系油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(3): 383-387.
Hu Xiangyang, Li Yang, Quan Lianshun, et al. Three-dimensional geological modeling of fractured-vuggy carbonate reservoirs: A case from the Ordovician reservoirs in Tahe-IV block, Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 383-387.
- [9] 荣元帅, 高艳霞, 李新华. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水效果地质影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2012, 32(6): 940-945.
Rong Yuanshuai, Gao Yanxia, Li Xinhua. Geological factors influencing water shutoff effects of fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 32(6): 940-945.
- [10] 龙秋莲, 朱怀江, 谢红星, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏堵水技术室内研究[J]. 石油勘探与开发, 2009(1): 108-112.
Long Qiulian, Zhu Huaijiang, Xie Hongxing, et al. Laboratory study of water shutoff in the fracture-cavity carbonate reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009(1): 108-112.
- [11] 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.
- [12] 丁观世, 侯吉瑞, 李巍, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏可视化物理模型底水驱替研究[J]. 科学技术与工程, 2012, 20(31): 8194-8199.
Ding Guanshi, Hou Jirui, Li Wei, et al. The study of visual physical simulation in the development of carbonate fractured cave reservoir with bottom water [J]. Science Technology and Engineering, 2012, 20(31): 8194-8199.
- [13] Cruz-Hernandez J, Islas-Juarez R, Perez-Rosales C, et al. Oil displacement by water in vuggy fractured porous media [C]//SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [14] 郑小敏, 孙雷, 王雷, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱油机理物理模拟研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2010, 32(2): 89-92.
Zheng Xiaomin, Sun Lei, Wang Lei, et al. Physical simulation of water displacing oil mechanism for vuggy fractured carbonate rock reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2010, 32(2): 89-92.
- [15] 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): 77-81.
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): 77-81.

(责任编辑 韩星明)