

·油气采收率·

碳酸盐岩缝洞型油藏氮气驱提高采收率的影响因素

侯吉瑞^{1,2,3}, 张丽⁴, 李海波^{1,2,3}, 李巍^{1,2,3}, 苑登御^{1,2,3}, 苑玉静^{1,2,3}, 郑泽宇^{1,2,3}, 罗旻^{1,2,3}

(1.中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249; 2.中国石油三次采油重点实验室
低渗油田提高采收率应用基础理论研究室,北京 102249; 3.石油工程教育部重点实验室,北京 102249;
4.中国石化胜利油田分公司 海洋采油厂,山东 东营 257000)

摘要:碳酸盐岩缝洞型油藏在开发过程中地层能量衰竭明显,氮气驱可以有效地补充地层能量,并增强采出能力;但只有合适的注入速度、注入时机和注入方式等才能使氮气驱达到最好的驱替效果。利用地质构造和生产动态资料建立缝洞型油藏的二维可视化地层仿真剖面模型,在室内底水能量不足时,进行了氮气驱注入速度、注入时机和注入方式等因素对采收率的影响程度研究,结果表明,氮气驱注入速度对波及范围和气窜控制有较大的影响,过大过小都会使最终采收率偏低;氮气驱注入时机的早晚影响水驱效果,进而影响采收率,注入时机过早水驱效果差,注入时机过晚气驱效果差;连续氮气驱、氮气—水交替、氮气—活性水交替等注入方式可以将采收率从20%分别提高到47.09%,60.08%和61.45%。

关键词:碳酸盐岩缝洞型油藏 氮气驱 注入速度 注入时机 注入方式 采收率

中图分类号:TE357.42

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)05-0064-05

Influencing factors on EOR nitrogen flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir

Hou Jirui^{1,2,3}, Zhang Li⁴, Li Haibo^{1,2,3}, Li Wei^{1,2,3}, Yuan Dengyu^{1,2,3}, Yuan Yujing^{1,2,3}, Zheng Zeyu^{1,2,3}, Luo Min^{1,2,3}

(1. *Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China*; 2. *Basic Theory Laboratory of Enhanced Oil Recovery in Low Permeability Oilfield, Key Laboratory of Tertiary Oil Recovery, PetroChina, Beijing City, 102249, China*; 3. *MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, Beijing City, 102249, China*; 4. *Offshore Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China*)

Abstract: Formation energy in the carbonate fractured-vuggy reservoir becomes less along with the exploitation. Nitrogen flooding can effectively complement the formation energy, and enhance the capacity of production. Only appropriate injection rate, injection timing and injection mode can achieve the best displacement effect of the nitrogen flooding. A visualized physical simulation model of the fractured-vuggy reservoir was designed based on geological structure data and dynamic production data. Influencing factors on nitrogen injection including injection rate, injection timing and injection mode were analyzed when bottom water energy is not enough in laboratory. The results show that the injection rate has great influence on sweep efficiency and gas channeling and the ultimate recovery efficiency would be low under inappropriate injection rate. Injection timing has influence on water flooding and recovery efficiency. If the opportunity of nitrogen injection is too early, water flooding effects will be poor; and if the opportunity of nitrogen injection is too late, nitrogen flooding effects will be poor. Under the condition of recovery efficiency of 20% by water drive, continuous nitrogen injection can improve the recovery efficiency to 47.09%, while alternating injection of water and nitrogen can improve the recovery efficiency to 60.08%, and alternating injection of surfactant water and nitrogen can improve the recovery efficiency to 61.45%.

收稿日期:2015-07-16。

作者简介:侯吉瑞(1965—),男,吉林九台人,教授,博导,从事三次采油方面的研究。联系电话:(010)89731663, E-mail:houljirui@126.com。

基金项目:国家“973”计划“碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率基础研究——提高采收率方法研究及优化”(2011CB201006),国家科技重大专项“缝洞型碳酸盐岩油藏提高开发效果技术——补充能量注入体系优选实验研究”(2011ZX05014-003)和“油田开采后期提高采收率技术”(2011ZX05009-004)。

Key words: carbonate; fractured-vuggy reservoir; nitrogen flooding; injection rate; injection timing; injection mode; recovery efficiency

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏与普通砂岩油藏不同,其储集空间类型多样、形态差异较大,非均质性强^[1-3]。溶洞是最有效的储集空间,裂缝是次要储集体,而基质部分基本不具备存储油气的能力^[4-5]。该类型油藏开发初期主要是依靠天然能量开采,随着开发的不断进行,天然能量和采出能力皆表现出不足^[6],注水开发是初期解决该问题的最有效方法,但是随着注水轮次的增多,含水率不断升高,采收率明显降低,逐步呈现出开发难度加大的状况^[7-10]。诸多学者对碳酸盐岩缝洞型油藏氮气驱可行性进行分析认为,氮气驱在碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率方面有着极大的潜力^[11-13];然而在部分矿场试验中氮气驱提高采收率效果并不稳定。为此,笔者主要研究了氮气驱提高采收率的影响因素,以期合理进行氮气驱提供有利依据。

1 实验器材

实验装置 物理模拟实验装置主要由3部分组成(图1):①缝洞型介质物理模型。基于塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏S48区块地质构造资料以及S48井、TK467井生产动态资料的研究,设计并制作了可视化二维地层仿真模型(图2);②实验控制系统。主要包括恒流泵、活塞式中间容器、恒流气体注入装置、恒温箱以及模型固定装置等;③数据采集系统。主要包括计算机、数据采集器、压差传感器、温度传感器、背光设备以及录像设备等。

实验材料 ①模拟油,粘度为23.9 mPa·s;②模拟地层水,矿化度为200 000 mg/L;③活性水,表面活性剂选择十二烷基苯磺酸钠(ABS),表面活性剂溶液质量分数为0.3%;④氮气,液化瓶装氮气,纯度为99.99%。

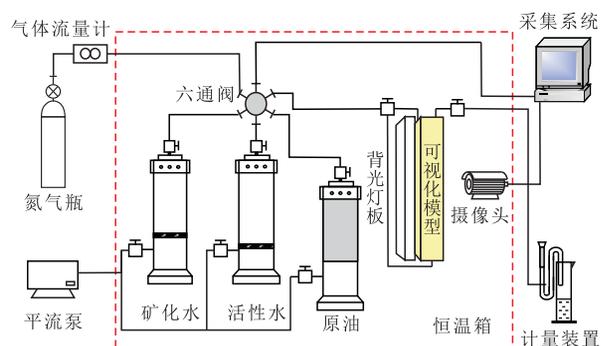


图1 物理模拟实验装置

Fig.1 Physical simulation experiment device

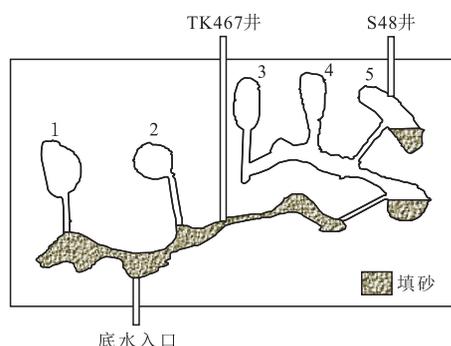


图2 缝洞型油藏可视化二维地层仿真模型

Fig.2 2D visualized physical simulation model of fractured-vuggy reservoir

2 影响因素实验研究

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏水驱过程中,当油水液面到达局部构造顶部最低点时,水流只沿该点流动而不再继续上升,形成阁楼油;会导致油无法被启动,从而形成低压剩余油滞留区,即绕流油;同时在水驱岩石壁上因岩石润湿性会粘附一层油膜。这3种类型的剩余油是碳酸盐岩缝洞型油藏水驱后最主要的剩余油类型。氮气驱后由于氮气与原油的重力分异作用以及压力场的改变带来的水驱流线的改变,将3种类型的剩余油部分启动,从而提高了最终采收率。氮气注入速度、注入时机和注入方式的不同,在一定程度上影响了氮气对剩余油的启动。

2.1 注入速度

在水驱结束后改变注气速度进行注氮气驱替实验,研究注气速度对S48井及TK467井二维地层仿真模型驱油效率的影响。实验方案为:先对模型以2 mL/min的速度进行底水驱,直至2口生产井采出液含水率均大于98%。方案1为从TK467井以1 mL/min的速度注入氮气,至S48井完全气窜为止;方案2为从TK467井以2 mL/min的速度注入氮气,至S48井完全气窜为止;方案3为从TK467井以5 mL/min的速度注入氮气,至S48井完全气窜为止;方案4为从TK467井以10 mL/min的速度注入氮气,至S48井完全气窜为止。实验温度恒为25℃。

由图3可以看出,氮气注入后首先进入4号洞,占据4号洞的顶部位置将其中的原油驱替出来,之后依次进入2号洞、3号洞、5号洞。注气速度为1 mL/min时,气体无法进入3号洞,2号洞内剩余油启

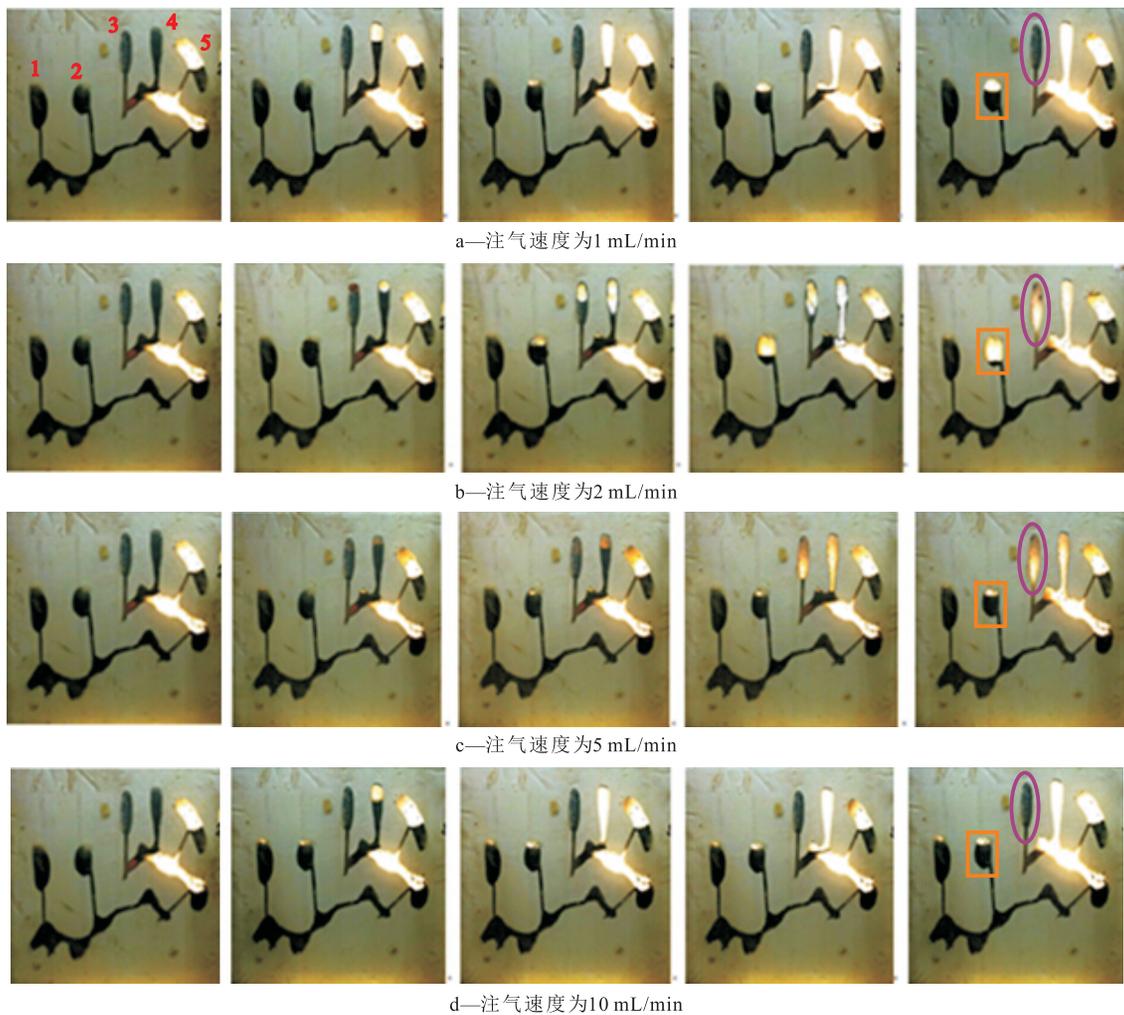


图3 不同氮气注气速度条件下驱替过程油气水分布

Fig.3 Distributions of oil, gas and water under different nitrogen injection rates

动程度也较低;注气速度为 10 mL/min时,气体未进入 3号洞而进入 5号洞形成气窜,2号洞内剩余油启动程度也较低。因此,过高或过低的注气速度都不能充分发挥氮气驱提高采收率的潜力,合理的注气速度可以最大程度提高采收率。由图4可以看出,注气速度为 2 mL/min时提高采收率幅度最大,水驱采收率由 49.032%提高到 82.78%(图4)。

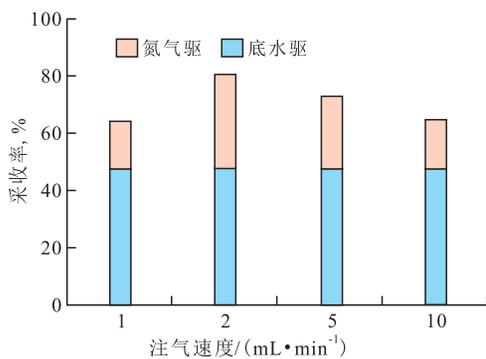


图4 不同氮气注气速度条件下采收率

Fig.4 Recovery efficiency under different nitrogen injection rates

氮气驱注气速度直接影响发生气窜时间和氮气注入量,从而影响最终采收率。高注气速度虽在短时间内能达到高注气量和剩余油的高采出量,但油气流度差异使气体很快发生窜逸,使注气时间缩短,最终采收率较低;低注气速度虽然可以延长注气时间,但由于注气强度不够,注入气不能进入阻力较大的洞缝内,而只能进入阻力小的大溶洞和裂缝中,驱油动力不足,最终采收率也较低。实验证明只有注气速度为 2 mL/min时才既能提供足够的驱油动力,又能保证足够长的注入时间和注入量。

2.2 注入时机

为研究不同注入时机对氮气驱提高采收率的影响,设计了低水驱程度和高水驱程度 2种氮气驱替实验。

实验方案 先对模型进行底水驱,驱替速度为 2 mL/min。方案 1 为低水驱程度实验,水驱仅进行至 TK467 井采出液含水率大于 98%;方案 2 为高水驱程度实验,水驱进行至 2 口生产井采出液含水率

均大于98%,之后对TK467井转注氮气驱,至S48井采出液含水率大于98%为止。实验温度恒为25℃。

实验结果 ①低水驱程度下转注氮气驱提高采收率幅度为47.09%,最终采收率为67.39%;②高水驱程度下转注氮气驱提高采收率幅度为33.75%,最终采收率为82.78%。实验结果表明,注氮气驱较早,提高采收率幅度就较大,但转注时机过早,最终采收率会由于水驱效率差而受到影响反而较低;注氮气驱较晚,则提高采收率幅度较低。底水作用是氮气驱提高采收率过程中不可以忽视的影响因素。由图5可以看出,氮气注入后首先进入与注入井连通性最好的溶洞顶部,将其中的原油驱替出来,在驱油过程中压力发生改变,气体会逐步进入其他的溶洞,形成气窜。由于气体密度小,所以气体主要驱替的是孔缝洞结构中占据相对较高位置的原油,而对于低部位的原油,氮气无法有效发挥驱油作用。而底水由于其密度大,可以有效作用于孔缝洞中相对位置较低的原油。氮气驱替无法完全代替底水的驱替作用,因此转注氮气驱的时机应该在充分利用底水能量之后。

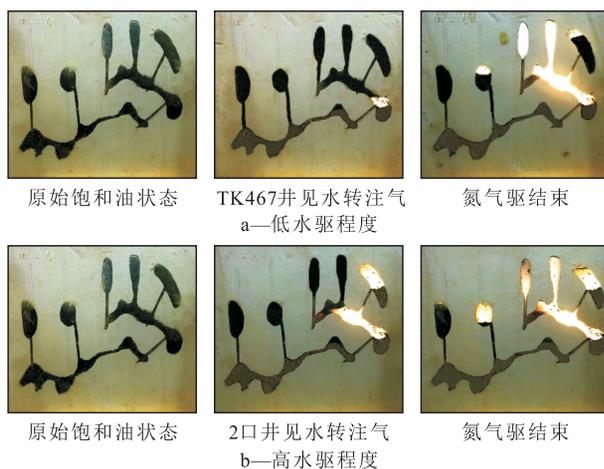


图5 不同氮气驱注入时机条件下的油气水分布

Fig.5 Distributions of oil, gas and water under different nitrogen injection timings

2.3 注入方式

研究不同氮气驱注入方式对其提高采收率的影响,实验设计观察连续氮气驱、氮气—水交替驱以及氮气—活性水交替驱对采收率的影响。实验方案为:先对模型进行底水驱,驱替速度为2 mL/min,至TK467井采出液含水率大于98%为止,之后在3组实验中分别对TK467井进行氮气连续注入、氮气—水交替注入和氮气—活性水交替注入,至S48井采出液含水率大于98%为止。实验温度恒为25℃。

在水驱采收率分别为20.30%,20.43%和20%的

基础上分别提高采收率为47.09%,60.08%和61.45%。实验结果表明,氮气—活性水交替驱和氮气—水交替驱对提高采收率比连续氮气驱有明显优势(图6),前两者充分发挥注入流体的驱油作用,氮气可以进入到水无法波及到的构造高部位,从而启动该部位的阁楼油,同时气体阻力相对较小,可以进入水驱无法驱替的阻力较大的孔洞缝,注入水抬升了缝洞油水界面,从而提高注入流体的驱油效率;并在一定程度上发挥了协同效应,气体的注入改变了压力场的分布,从而改变了水流通道,一定程度上增加了水驱波及体积,提升了油气界面,从而抑制了气窜。氮气—活性水交替驱与氮气—水交替驱相比较最主要的优势在于氮气—活性水交替驱发挥了表面活性剂剥离油膜的洗油作用,而碳酸盐岩缝洞型油藏储渗空间比表面积相对较小,提高洗油效率作用并不明显,因此在采收率接近的情况下,氮气—水交替注入更加经济。

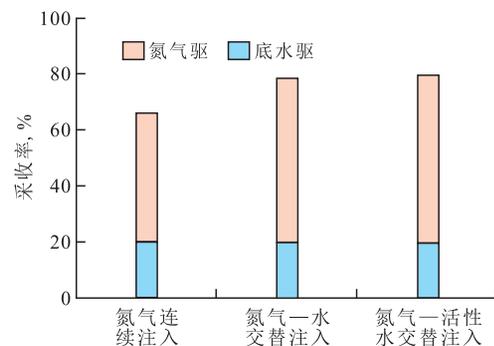


图6 不同氮气驱注入方式下的采收率变化

Fig.6 Recovery efficiency under different nitrogen injection modes

3 结论

室内实验研究表明,氮气驱注入速度对提高采收率有较为显著的影响。注入速度过低,则部分阻力大的缝洞内剩余油无法启动;注入速度过大,则气体窜流过快。氮气驱注入时机的影响较为复杂,转注时机过早,可提高采收率幅度大,但最终的采收率会由于水驱效果差而受到影响反而较低;转注时机过晚,则氮气驱的剩余油较少。氮气—水交替驱和氮气—活性水交替驱比单纯连续氮气驱提高采收率效果更好,而氮气—水交替驱相比氮气—活性水交替驱采收率仅仅低1%左右,从经济角度出发氮气—水交替驱更具有可行性。

参考文献:

- [1] 刘中春.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率技术途径

- [J].油气地质与采收率,2012,19(6):66-68,86.
- Liu Zhongchun.Enhanced oil recovery in Tahe karstic/fractured carbonate reservoir[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2012,19(6):66-68,86.
- [2] 惠健,刘学利,汪洋,等.塔河油田缝洞型油藏注气替油机理研究[J].钻采工艺,2013,36(2):55-57.
- Hui Jian, Liu Xueli, Wang Yang, et al.Mechanism research on gas injection to displace the oil remaining in fractured-vuggy reservoirs of Tahe oilfield [J].Drilling & Production Technology, 2013,36(2):55-57.
- [3] 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 oil field, Xinjiang[J].Petroleum Exploration and Development, 2001,28(5):17-22.
- [4] 李阳.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J].石油学报,2013,34(1):115-121.
- Li Yang.The theory and method for development of carbonate fracture-cavity reservoirs in Tahe oilfield [J].Acta Petrolei Sinica, 2013,34(1):115-121.
- [5] 汪益宁.碳酸盐岩油藏缝洞单元能量评价与开发技术政策研究[D].北京:中国地质大学(北京),2009.
- Wang Yining.Study of reservoir energy evaluation for carbonate reservoirs fractured-vuggy unit [D].Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2009.
- [6] 孟伟.碳酸盐岩岩溶缝洞型油气藏勘探开发关键技术——以塔河油田为例[J].海相油气地质,2006,11(4):48-53.
- Meng Wei.The key technologies for exploration and development of fractured/caverned karst reservoirs: a case of Tahe Oil Field, Tarim Basin [J].Marine Origin Petroleum Geology, 2006,11(4):48-53.
- [7] 李宗宇.塔河奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发对策探讨[J].石油与天然气地质,2007,28(6):856-862.
- Li Zongyu.A discussion on development strategies for the Ordovician fractured-vuggy carbonate rock reservoirs in Tahe oilfield [J].Oil & Gas Geology, 2007,28(6):856-862.
- [8] 荣元帅,李新华,刘学利,等.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发模式[J].油气地质与采收率,2013,20(2):58-61.
- Rong Yuanshuai, Li Xinhua, Liu Xueli, et al.Discussion about pattern of water flooding development in multi-well fracture-cavity units of carbonate fracture-cavity reservoir in Tahe oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013,20(2):58-61.
- [9] 涂兴万.碳酸盐岩缝洞型油藏单井注水替油开采的成功实践[J].新疆石油地质,2008,29(6):735-736.
- Tu Xingwan.Successful practice for carbonate reservoir development by cyclic water injection process [J].Xinjiang Petroleum Geology, 2008,29(6):735-736.
- [10] 李小波,荣元帅,刘学利,等.塔河油田缝洞型油藏注水替油井失效特征及其影响因素[J].油气地质与采收率,2014,21(1):59-62.
- Li Xiaobo, Rong Yuanshuai, Liu Xueli, et al. Failure characteristics and influencing factors analysis on water injection for oil wells in fractured-vuggy reservoir [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014,21(1):59-62.
- [11] 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.
- [12] 李金宜,姜汉桥,李俊键,等.缝洞型碳酸盐岩油藏注氮气可行性研究[J].内蒙古石油化工,2008,(23):84-87.
- Li Jinyi, Jiang Hanqiao, Li Junjian, et al.The feasibility study for fractured and cavernous carbonate reservoir by injecting nitrogen [J].Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2008,(23):84-87.
- [13] 李海波,侯吉瑞,李巍,等.碳酸盐岩缝洞型油藏氮气泡沫驱提高采收率机理可视化研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):93-96,106.
- Li Haibo, Hou Jirui, Li Wei, et al. Laboratory research on nitrogen foam injection in fracture-vuggy reservoir for enhanced oil recovery [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014,21(4):93-96,106.

编辑 王星

(上接第51页)

- [12] 高兴军,吴少波,宋子齐,等.真12块垛一段六油组流动单元的划分及描述[J].测井技术,2000,24(3):207-211.
- Gao Xingjun, Wu Shaobo, Song Ziqi, et al.Zonation and description of flow unit of E₂S₁⁶ formation in block Zhen-12 [J].Well Logging Technology, 2000,24(3):207-211.
- [13] 张富美,方朝刚,彭功名,等.靖安油田大路沟二区流动单元划分及合理性验证[J].油气地质与采收率,2013,20(1):44-47.
- Zhang Fumei, Fang Chaogang, Peng Gongming, et al.Flow units division and feasibility for the second area of Dalugou oil reservoir, Jing'an oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013,20(1):44-47.
- [14] 蒋平,吕明胜,王国亭.基于储层构型的流动单元划分——以扶余油田东5-9区块扶杨油层为例[J].石油实验地质,2013,35(2):213-219.
- Jiang Ping, Lü Mingsheng, Wang Guoting.Flow unit division based on reservoir architecture: taking Fuyu-Yangdachengzi Formation in blocks Dong5-9 of Fuyu Oilfield as an example [J].Petroleum Geology & Experiment, 2013,35(2):213-219.

编辑 常迎梅