

层内非均质性下聚合物驱对油田开发影响

王欣然 蔡 晖 张国浩 刘 东 王永平

中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

摘 要:为明晰层内非均质性控制条件下,聚合物驱对海上油田剩余油分布及开发特征的影响,根据相似原理,参照油田实际储层和流体特征参数,开展了不同非均质性下的水驱和聚合物驱室内模拟实验。实验结果表明:水驱过程中无水采收期长短与非均质程度成反比,当非均质性较强时,低渗层剩余油富集,变异系数与水驱采收率成反比;相比于水驱开发方式,聚合物驱能够有效抑制高渗层中窜流现象,有效扩大波及体积,不同非均质性模型实施早期注聚后,同期采油速度显著提高,最终采收率较水驱采收率提高 13.01% ~ 16.69%,聚驱采收率与渗透率级差成反比;对于非均质性较强储层,聚驱后低渗层仍有大量剩余油富集,可布置调整井进行挖潜;对于非均质性较弱储层,采取调堵结合的策略,充分动用剩余油。通过实施针对性调整挖潜措施,明显改善了油田聚驱开发效果,能够为海上同类油田开发提供借鉴。

关键词:层内非均质性;聚合物驱;室内实验;剩余油分布;开发特征;调整挖潜

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2021.03.009

Effect of polymer flooding on oil field development under intra-layer heterogeneity

WANG Xinran, CAI Hui, ZHANG Guohao, LIU Dong, WANG Yongping

CNOOC(China) Tianjin Branch, Tianjin, 300459, China

Abstract: This paper is presented to clarify the influence of polymer flooding on the remaining oil distribution and development characteristics of offshore oilfield under the control of intra-layer heterogeneity. According to the principle of similarity and referring to the actual reservoir and fluid characteristic parameters of the oilfield, laboratory simulation experiments of water flooding and polymer flooding under different heterogeneity are carried out. The experimental results show that the length of anhydrous recovery period is inversely proportional to the degree of heterogeneity in the process of water flooding. When the heterogeneity is strong, the remaining oil in the low permeability layer is enriched, and the coefficient of variation is inversely proportional to the water flooding recovery. Compared with the water flooding development mode, polymer flooding can effectively inhibit the channeling effect in the high permeability layer, and effectively expand the spread volume. The oil recovery rate of different heterogeneity models during the same period can be increased, the final recovery rate can be increased by

收稿日期:2020-08-05

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发渤海油田高效开发示范工程”(2016ZX05058-001-007)

作者简介:王欣然(1985-),男,黑龙江五常人,高级工程师,硕士,从事油田开发生产及提高采收率方面研究工作。E-mail: wangxr7@cnooc.com.cn

13.01% ~ 16.69% compared with water flooding. The recovery rate of polymer flooding is inversely proportional to the permeability grade. For the strong heterogeneous reservoir, there is still a lot of remaining oil in the low permeable layer after polymer flooding, so the strategy of tapping the adjusted well should be adopted. For the weak heterogeneous reservoir, the combination of regulation and plugging is adopted to change the direction of the main flow line. Through the implementation of targeted adjustment and potential tapping measures, the polymer flooding development effect of the oil field is obviously improved, which provides reference for offshore oil fields development of the same nature.

Keywords: Intra-layer heterogeneity; Polymer flooding; Laboratory experiment; Remaining oil distribution; Development characteristics; Tapping potential

0 前言

渤海 H 油田为典型的湖相三角洲前缘沉积油田,主要含油层系位于东营组东二下段,沉积韵律以反韵律为主,总体上具有高孔高渗的储层特征,层间和层内均具有较强的非均质性,变异系数为 0.4 ~ 0.6。该油田开发初期采用多段层系合注合采的开发策略,由于注入水易沿物性较好的高渗层窜进,而造成油田储层纵向动用不均衡,初期含水上升快、稳产期较短的问题^[1-4]。有研究指出,通过聚合物驱、氮气泡沫、层内生二氧化碳等调驱技术,能够缓解层内动用不均的问题,改变剩余油分布情况,从而使驱替程度进一步提高^[5-8]。前人对不同驱替介质条件下,受层内夹层分布范围、驱替倍数、润湿指数、储层孔隙结构等因素影响的剩余油分布研究较多^[9-13],而对受层内非均质性主控因素影响的聚合物驱剩余油分布研究较少^[14-16]。因此开展了模拟渤海 H 油田储层特征、流体性质和注聚时机的聚合物驱油实验研究,以探索在层内非均质性不同主控因素下的层内剩余油分布情况,从而为深入认识油田生产规律以及剩余油有效挖潜提供依据。

表 1 模型基本参数表
Tab.1 Basic parameters of models

模型编号	渗透率级差	干重 /g	湿重 /g	孔隙度	小层厚 /cm	小层渗透率 /10 ⁻³ μm ²	饱和油体积 /mL
1	4	488.2	521.0	35.2%	3.0 /3.0 /	2 400 /1 800	33.2
2		489.8	522.9	34.8%	1.0 /1.0	1 200 /600	33.4
3	5	506.5	540.4	34.6%	2.0 /2.0 /2.0 /	3 500 /2 200	34.8
4		508.0	541.9	34.3%	1.0 /1.0	1 200/900 /700	34.6
5	8	497.3	530.1	33.1%	3.0 /2.0 /1.0 /	4 800 /3 600	33.3
6		496.6	529.2	32.7%	1.0 /1.0	3 000 /1 500 /600	33.1
7	10	486.1	519.8	33.6%	3.0 /1.0 /1.5 /	5 000 /3 500	33.6
8		486.7	520.3	33.2%	1.0 /1.5	2 300 /1 200 /500	33.8

实验用油为真空泵油与煤油按体积比 2 : 1 配制,模拟渤海 H 油田实际原油性质,在 70 ℃ 条件下其黏度为 21.0 mPa · s,为便于实验观察,将模拟油用苏丹红染色;实验注入水根据渤海 H 油田实际注入水离子成分配置,

1 实验准备

1.1 实验材料

实验驱替岩心为人造三维非均质性模型,考虑渤海 H 油田储层整体以反韵律为主,平均渗透率级差为 4 ~ 10,静态资料统计结果显示,钻遇储层渗透率级差约为 4、5、8、10 的开发井分别占总井数的 17.1%、21.6%、26.5%、30.3%,其它渗透率级差开发井占总井数 4.5%。由于渗透率级差是海上油田表征层内非均质性较为常用且直观的参数^[17-20],故将此参数作为岩心模型分类和排序的首要因素,并设计了渗透率级差为 4、5、8、10 的四种最具有代表性的注采模型,每种模型均制作两组,分别用于水驱和聚合物驱,模型参数见表 1。渤海 H 油田实际井网的注采井距为 400 m,单一油组层内有效厚度约为 40 m,选取长度比例 1 : 1 000,因此驱替模型长度约为 40 cm,厚度按照比例转化后应为 4 cm,但在模型厚度过薄的情况下,无法充分研究厚油层驱替过程中的重力作用,为使驱替过程中的重力作用更直观,厚度比例调整为 1 : 500,故人造三维非均质性模型统一尺寸规格为 45.0 cm × 8.0 cm × 0.5 cm。

其总矿化度介于 3 660 ~ 3 720 mg /L 之间;实验用聚合物为渤海 H 油田实际注入的聚丙烯酰胺,聚合物溶液质量浓度为 1 600 mg /L。为便于实验观察,将注入水和聚合物溶液均用甲基蓝染色。

1.2 实验方案

为研究不同层内非均质性下的水驱和聚合物驱剩余油分布情况,共设计8组驱替实验(包括4组水驱实验和4组聚合物驱实验),具体实验方案见表2。

表2 实验方案设计表

Tab.2 Experimental scheme design

方案编号	驱替介质	岩心编号	渗透率级差	水驱	聚合物驱	后续水驱
1	水	1	4	至含水率98%	—	—
2		3	5			
3		5	8			
4		7	10			
5	水、聚合物溶液	2	4	至模型见水(含水率>30%)	聚合物溶液	至含水率98%
6		4	5		0.4 PV	
7		6	8			
8		8	10			

2 实验结果与分析

2.1 水驱油实验

2.1.1 水驱结束剩余油分析

水驱结束后各模型油水分布情况见图1,当渗透率级差为4时,模型纵向各小层均得到动用,低渗层中也存在注入水突破的现象;渗透率级差略增加到5时,注入水在低渗层中有波及,但未突破;而当渗透率级差达到8和10时,水驱结束后低渗层几乎未被动用,有大量剩余油富集。

2.1.2 水驱动态特征

水驱动态特征见图2。水驱条件下,驱替倍数和采油速度关系曲线见图2-a),级差为4的模型稳产时间最长,达到0.28 PV;级差为8和10的模型稳产时间分别是0.22 PV和0.18 PV;而级差为5的模型,稳产时间最短,仅为0.15 PV。水驱条件下,不论储层非均质性强或弱,一旦结束稳产期,产量均递减较大,0.55 PV后采油速度仅为初期采油速度的5%~15%左右。

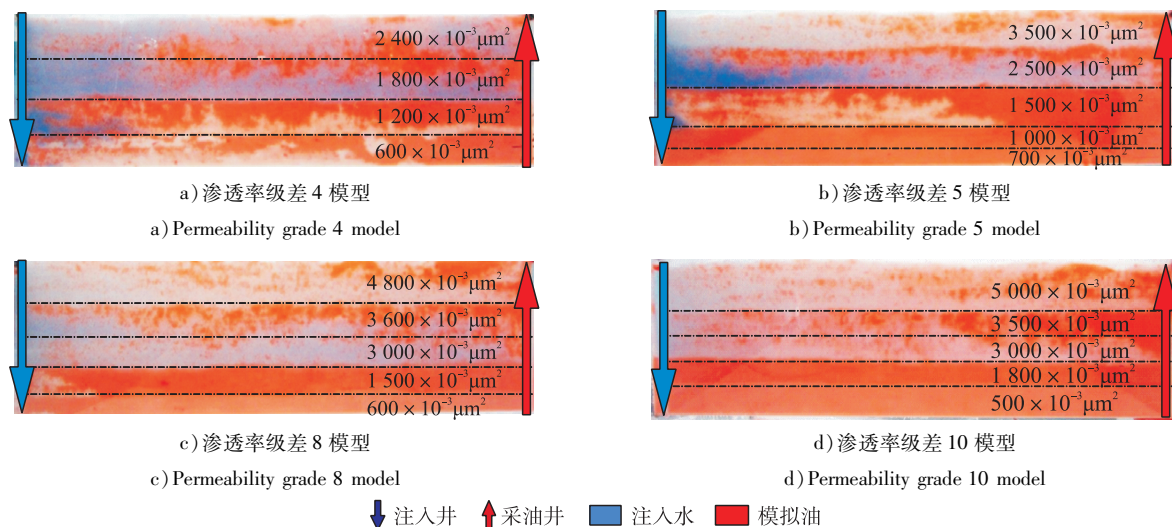
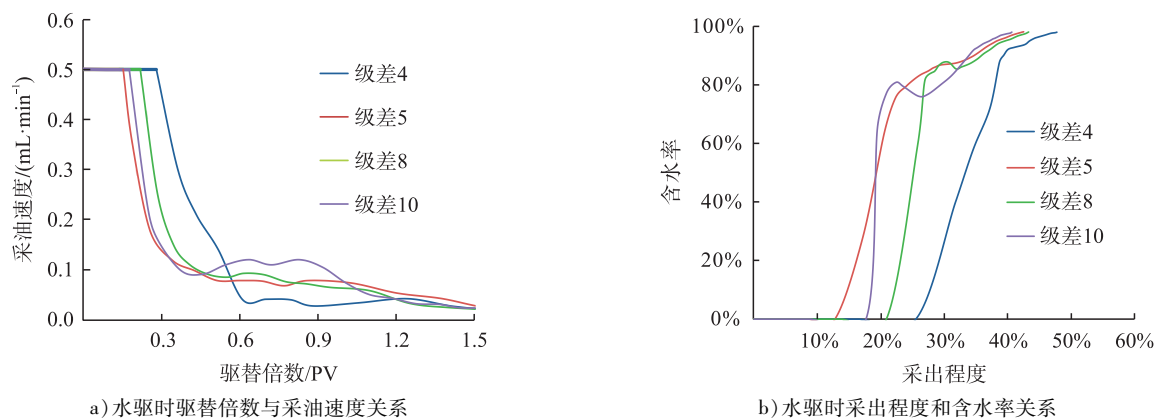


图1 不同模型水驱结束剩余油分布图

Fig.1 Distribution of remaining oil after water flooding in different models



a) Relationship between displacement multiple and oil recovery rate in water flooding b) Relationship between recovery degree and water cut in water flooding

图2 水驱动态特征曲线图

Fig.2 Dynamic characteristic curves of water flooding

采出程度和含水上升规律的关系见图 2-b), 级差为 5 的模型无水采收期最短, 见水时采出程度为 12.83%, 水驱采收率为 42.53%; 级差为 10 的模型无水采收期略长, 见水时采出程度为 17.72%, 但水驱采收率最低为 40.68%; 级差为 8 的模型无水采收期较长, 见水时采出程度为 20.93%, 水驱采收率为 43.32%; 级差为 4 的模型无水采收期最长, 见水时采出程度为 25.57%, 水驱采收率最高为 47.76%。

以上研究结果说明, 对于反韵律模型, 无水采收期、水驱采收率都并非仅与渗透率级差成反比的关系, 而是同时受多种非均质性关键参数的影响。根据表 3 可知: 突进系数与无水采收期成反比, 这是因为突进系数是描述注入水沿储层窜流能力的关键指标, 故突进系数最大的 2 号模型无水采收期最短; 变异系数与水驱采收率成反比, 这是因为变异系数是突出模型非均质性严重程度的最直观参数。

2.2 聚合物驱油实验

2.2.1 聚合物驱结束剩余油分析

开发方式转变为早期注聚合物, 驱替结束后剩余油

分布见图 3, 不同级差的模型开发方式转变为早期注聚后, 整体动用程度均有明显提高, 这是因为聚合物溶液起到了封堵高渗层的作用, 迫使后续注入的聚合物溶液进入中渗层和低渗层, 对于级差为 4 和 5、模型非均质性相对较弱的情况, 低渗层中的剩余油较少, 且呈现零星分布的状态; 而对于级差为 8 和 10、模型非均质性较强的情况, 低渗层剩余油较为富集, 尤其是渗透率级差为 10 时, 底部剩余油大量富集, 具有挖潜空间。

表 3 不同模型非均质参数统计表

Tab. 3 Statistical table of heterogeneous parameters of different models

模型编号	级差	见水时采出程度	水驱采收率	变异系数	突进系数	均质系数
1	4	25.57%	47.76%	0.41	1.33	0.75
3	5	12.83%	42.53%	0.55	1.82	0.55
5	8	20.93%	43.32%	0.49	1.44	0.70
7	10	17.72%	40.68%	0.56	1.67	0.60

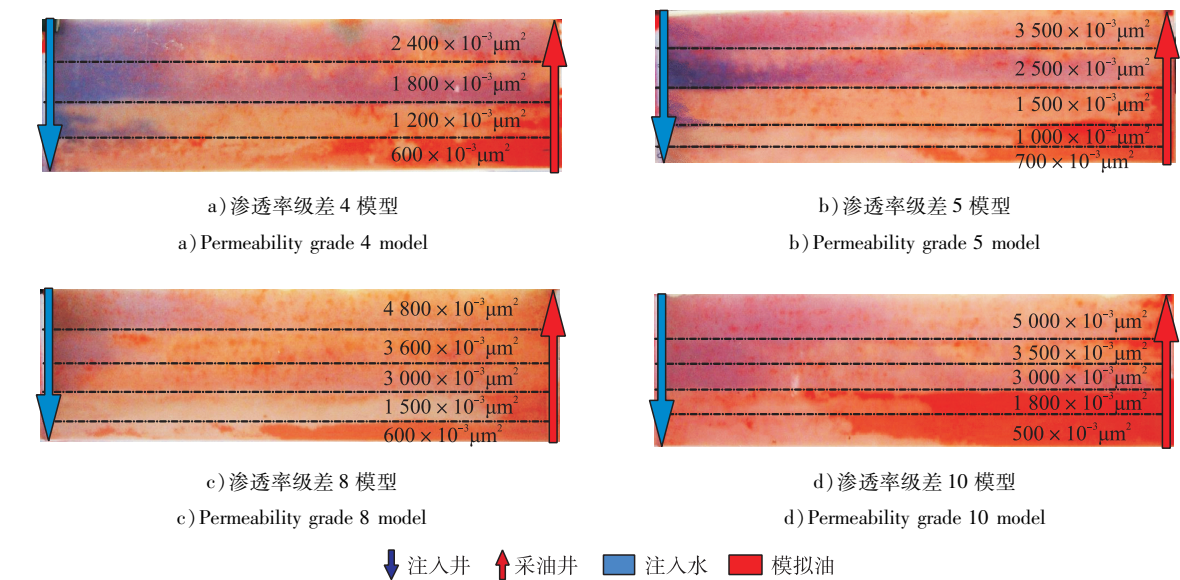


图 3 不同渗透率级差模型聚驱结束剩余油分布图

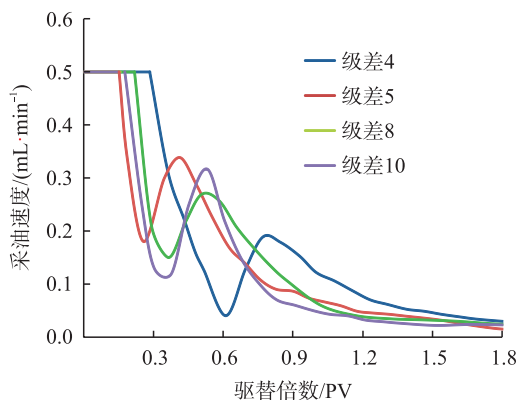
Fig. 3 Distribution of remaining oil after polymer flooding in different models

2.2.2 聚合物驱动态特征

聚合物驱时驱替倍数与采油速度关系曲线见图 4-a)。级差为 5 模型采油速度回升至峰值时, 相比同期水驱平均提高了 3.54 倍; 级差为 8 和 10 模型采油速度回升至峰值时, 相比同期水驱平均分别提高了 2.95 倍和 2.73 倍; 级差为 4 模型水驱阶段稳产时间最长, 注聚合物后采油速度回升至峰值时, 相比同期水驱平均提高了 5.61 倍。

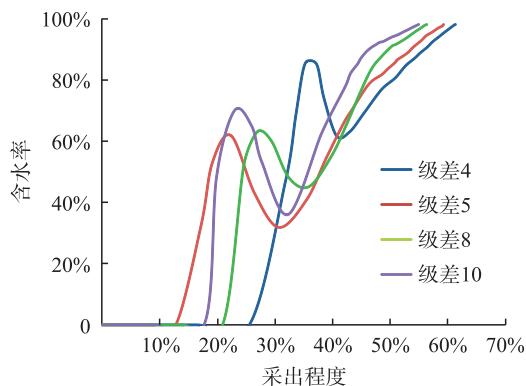
聚合物驱时采出程度与含水率关系见图 4-b), 级差

为 5 模型和级差为 10 模型提高开发效果较明显, 聚合物驱采收率分别提高了 16.69% 和 14.24%, 而级差为 4 和级差为 8 模型聚合物驱采收率分别提高了 13.52% 和 13.01%。对不同级差模型聚合物驱均能起到较好的控水增油效果。渗透率级差与聚合物驱采收率成反比。说明聚合物溶液能够有效抑制黏性指进现象, 并削弱模型非均质性严重程度, 最终聚合物驱采收率由模型的渗透率分布范围和差异程度决定。



a) 聚合物驱时驱替倍数与采油速度关系

a) Relationship between displacement multiple and oil recovery rate in polymer flooding



b) 聚合物驱时采出程度与含水率关系

b) Relationship between recovery degree and water cut in polymer flooding

图4 聚合物驱动态特征曲线图

Fig.4 Dynamic characteristic curves of polymer flooding

3 现场应用实践

渤海 H 油田于 2012 年开展了早期注聚,目前已经进入到中高含水期调整挖潜阶段,根据本次研究结果,海上早期注聚油田进入中高含水期后,在反韵律为主的储层条件下,主力层位中上部驱替程度较高,而底部有不同程度的剩余油富集。对于渗透率级差大于 8 的储层,由于底部剩余油较为富集,具有较高的井控储量规模,故采取新增调整井的策略,井型以定向井为主,挖潜储层底部剩余油,在中高含水阶段,渤海 H 油田共部署了 4 口调整井,其无水采收期均在 9~11 个月左右,单井平均产能达到 $56 \sim 72 \text{ m}^3/\text{d}$,高于周边老井。而对储层渗透率级差小于 5 的井组,剩余油富集程度相对较低,因此挖潜方式主要以深度调剖、智能管柱卡水等方式封堵顶部高渗层为主,从而改变纵向上主流线方向。通过有效增加调整井并采取调堵措施,渤海 H 油田的生产情况得到显著改善。根据渤海 H 油田调整挖潜效果曲线,预测油田采收率提高约 2.6%,见图 5。

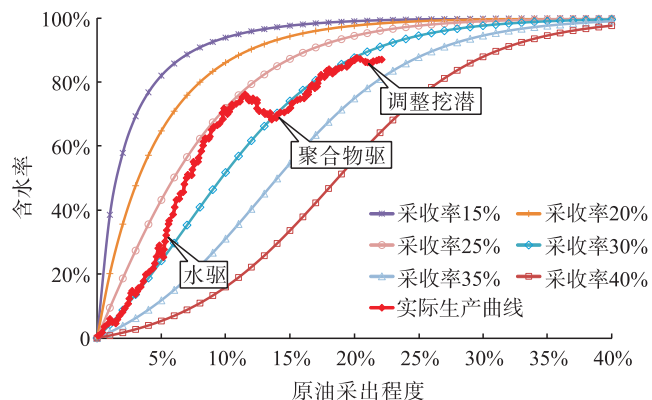


图5 渤海 H 油田调整挖潜效果图

Fig.5 Adjustment and potential tapping effect of Bohai H Oilfield

4 结论

1) 室内三维填砂模型驱替实验结果表明,通过中含水期实施早期注聚,能够有效提高中、高含水阶段的采油速度和最终采收率,从而改善海上油田中前期开发效果。

2) 对于不同非均质性模型,无水采收期与突进系数成反比,突进系数越小无水采收期越长。水驱采收率与变异系数成反比,变异系数越小水驱采收率越高。聚合物驱采收率与渗透率级差成反比,渗透率级差越小聚合物驱采收率越高。

3) 储层非均质性较强时,聚合物驱后低渗层仍有大量剩余油富集,结合渤海 H 油田实际储层情况,采取了水平井底部挖潜策略,同时对非均质性较弱储层采取调堵结合的措施,有效动用了剩余油,使油田中高含水期聚合物驱效果得到显著改善,并进一步提高了油田采收率。

参考文献:

- [1] SETIAWAN A, SUEKANE T, DEGUCHI Y, et al. Three-dimensional imaging of pore-scale water flooding phenomena in water-wet and oil-wet porous media [J]. Journal of Flow Control, Measurement & Visualization, 2014, 2 (2): 25-31.
 - [2] KORTEKAAS T. Water/oil displacement characteristics in crossbedded reservoir zones [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1985, 25 (6): 917-926.
 - [3] 于倩男,刘义坤,刘学,等. 非均质低渗透储层渗流特征实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 40 (3): 105-114.
- YU Qiannan, LIU Yikun, LIU Xue, et al. An experimental study on the porous-flow characteristics of heterogeneous low-permeability reservoirs [J]. Journal of Southwest

- Petroleum University (Science & Technology Edition) 2018, 40 (3): 105-114.
- [4] 王欣然,李红英,刘斌,等.渤海H油田不同夹层模式下剩余油分布规律研究[J].天然气与石油,2018,36(4):86-91.
- WANG Xinran, LI Hongying, LIU Bin, et al. Research on remaining oil distribution pattern under different intercalation of Bohai oilfield H [J]. Natural Gas and Oil, 2018, 36 (4): 86-91.
- [5] 吕春阳,赵凤兰,侯吉瑞,等.泡沫驱前调剖提高采收率室内实验[J].油气地质与采收率,2015,22(5):69-73.
- LYU Chunyang, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. Laboratory experiment of EOR through profile control before foam flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22 (5): 69-73.
- [6] 刘道杰,史英,轩玲玲,等.特高含水油藏开发后期深部调驱+二氧化碳吞吐技术[J].特种油气藏,2018,25(2):65-69.
- LIU Daojie, SHI Ying, XUAN Lingling, et al. In-depth profile control and carbon dioxide huff-puff in the late stage of ultra-high water-cut oil reservoir development [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25 (2): 65-69.
- [7] 周志斌,王杰祥,王腾飞.裂缝性低渗透油藏氮气泡沫调驱技术研究[J].石油化工高等学校学报,2016,29(1):31-34.
- ZHOU Zhibin, WANG Jiexiang, WANG Tengfei. Nitrogen foam profile control and displacement technology applied in naturally fractured low-permeability reservoir [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2016, 29 (1): 31-34.
- [8] 王欣然,李红英,周凤军,等.层内生成CO₂调驱技术在渤海H油田的可行性研究[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2018,20(3):25-28.
- WANG Xinran, LI Hongying, ZHOU Fengjun, et al. Feasibility study of in-situ carbon dioxide generation in H oilfield, Bohai Bay [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2018, 20 (3): 25-28.
- [9] JADA A, SALOU M, SIFFERT B. Effects of bitumen polar fractions on the stability of bitumen aqueous dispersions [J]. Petroleum Science and Technology, 2001, 19 (1/2): 119-127.
- [10] 王所良,汪小宇,黄超,等.改变低渗透油藏润湿性提高采收率技术研究进展[J].断块油气田,2012,19(4):472-476.
- WANG Suoliang, WANG Xiaoyu, HUANG Chao, et al. Research progress of EOR with alteration of rock wettability in low-permeability reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19 (4): 472-476.
- [11] BUCKLEY J S. Effective wettability of minerals exposed to crude oil [J]. Colloid and Interface Science, 2001, 6 (3): 191-196.
- [12] LI Hongying, WANG Xinran, LIU Zongbin, et al. Experimental study and field application of surfactant-polymer flooding in offshore oilfield [J]. Journal of Petroleum and Gas Engineering, 2018, 9 (4): 32-40.
- [13] 屈亚光,丁祖鹏,潘彩霞,等.厚油层层内夹层分布对水驱效果影响的物理实验研究[J].油气地质与采收率,2014,21(3):105-107.
- QU Yaguang, DING Zupeng, PAN Caixia, et al. Physical experiment on distribution of interlayers impact on water flooding recovery efficiency [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21 (3): 105-107.
- [14] 徐正顺,王冬梅,陈福明,等.大庆油田聚合物驱潜力评价[J].大庆石油地质与开发,2001,20(2):50-52.
- XU Zhengshun, WANG Dongmei, CHEN Fuming, et al. Evaluation on the potential of polymer flooding [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2001, 20 (2): 50-52.
- [15] 胡科,薛新生,康晓东,等.聚合物流变特性对非均质油藏波及效率的影响[J].西南石油大学学报(自然科学版),2018,40(1):157-164.
- HU Ke, XUE Xincheng, KANG Xiaodong, et al. Effects of polymer rheology on sweep efficiency of heterogeneous oil reserves [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 40 (1): 157-164.
- [16] 聂俊,于洪敏,王友启,等.考虑启动压力梯度的聚合物驱数值模拟[J].油气地质与采收率,2017,24(1):106-110.
- NIE Jun, YU Hongmin, WANG Youqi, et al. Numerical simulation study of polymer flooding considering start-up pressure gradient [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24 (1): 106-110.
- [17] 王姗姗,武滨,康晓东,等.不同渗透率级差下化学驱油体系优选[J].中国海上油气,2017,29(4):104-108.
- WANG Shanshan, WU Bin, KANG Xiaodong, et al. Optimization of flooding system under different permeability ratios [J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29 (4): 104-108.
- [18] 刘道杰,田中敬,孙彦春,等.渗透率级差对底水油藏剩余油分布规律影响[J].特种油气藏,2013,20(3):82-85.
- LIU Daojie, TIAN Zhongjing, SUN Yanchun, et al. Study on the effect of permeability ratio of a reservoir with bottom water on residual oil distribution regularity [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2013, 20 (3): 82-85.
- [19] 黄月银,雷霄,张乔良,等.提高采收率开发层系组合的渗透率级差界限研究[J].钻采工艺,2014,37(5):50-52.
- HUANG Yueyin, LEI Xiao, ZHANG Qiaoliang, et al. Study on the permeability contrast boundary for combined layer series of development [J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37 (5): 50-52.
- [20] 邱楠生,万晓龙,金之钧,等.渗透率级差对透镜状砂体成藏的控制模式[J].石油勘探与开发,2003,30(3):48-52.
- QIU Nansheng, WAN Xiaolong, JIN Zhijun, et al. Controlling model of permeability difference on the hydrocarbon accumulation of sand lends reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30 (3): 48-52.