

轮南油田 TI 油组整体调驱效果分析

陈小凯^{1,2} 青春³ 曾双红¹

1. 中国石油辽河油田公司钻采工艺研究院, 辽宁 盘锦 124010;
2. 中国石油塔里木油田公司油气工程研究院, 新疆 库尔勒 841000;
3. 中国石油西南油气田公司通信与信息技术支持中心, 四川 成都 610051

摘 要: 由于 TI 2 与 TI 3 小层吸水差异大, 轮南油田 TI 油组水窜严重, 影响驱油效率。针对这一问题, 在调驱配方体系室内实验研究的基础上, 开展了两个批次 9 个井组的大剂量整体调驱矿场试验, 并对影响调驱效果的诸多因素进行对比分析。结果表明, 客观上油层厚度大、物性好、连通性强、非均质性弱、亏空大、剩余油富集的调驱井组调驱后增油降水效果好; 主观上注水压力低、注采层位对应关系好、多向或双向受效井多、调驱区块独立封闭的调驱井组调驱后增油降水效果明显, 调驱剂与地层孔喉匹配性及其设计用量对调驱效果的影响也非常大。该调驱效果差异性对比分析对今后调驱选井和施工有一定指导意义和参考价值。

关键词: 轮南油田; 整体调驱; 高温高矿化度; 微球; 评价

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2018.04.014

Effect Analysis of Overall Deep Profile Control in Oil Formation TI of Lunnan Oilfield

Chen Xiaokai^{1,2}, Qing Chun³, Zeng Shuanghong¹

1. Drilling & Production Technology Research Institute, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning, 124010, China;
2. Oil and Gas Engineering Research Institute of PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China
3. Communication and Information Technology Center of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan, 610051, China

Abstract: The reservoir with high temperature and high salinity in Lunnan oil field TI group of Tarim has been found with ineffective water circulation, and serious water channeling because of water absorption differences between TI 2 and TI 3. On the basis of laboratory experiments, two batches of tests including 9 well groups with large dosage overall deep profile control technology had been carried out. The factors affecting the overall displacement effect of Lunnan oilfield has been analyzed. The result shows that, objectively, the effect for well groups with rich remaining oil accumulation, large reservoir cavity loss, large reservoir thickness, good reservoir physical property, strong connectivity and weak heterogeneity is favorable after profile control, and subjectively, the effect for well groups with low injection pressure, good layer corresponding relationship, bidirectional or multidirectional well, independent and isolated block is

收稿日期: 2018-02-28

基金项目: 中国石油股份公司重点项目“轮南油田深部调驱提高采收率重大开发试验”(22131 G 4010700101)

作者简介: 陈小凯(1984-), 男, 湖北孝感人, 工程师, 硕士, 现在从事三次采油、调剖堵水等科研现场试验工作。

obvious. The matching degree of particle size of the regulating agent with the pore throat of the formation and its design dosage have strong effect on the profile control performance. This paper provides reference for well selection profile control and construction in the future.

Keywords: Lunnan oilfield; Overall profile control; High temperature and high salinity; Microsphere; Evaluation

0 前言

目前国内深部调驱现场应用较多的耐温抗盐调驱体系主要有铬冻胶或酚醛树脂等聚合物凝胶体系^[1-3]、聚合物微球体系^[4-5]、体膨颗粒体系^[6-7]、柔性转向剂体系等^[8-9]。塔里木轮南油田 TI 油组为高温 (110 ~ 125 ℃)、高矿化度 ($15 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4$ mg/L) 油层, 平均有效渗透率 $234.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 纵向上可细分为 TI 2、TI 3 两个小层, 其中 TI 2 与 TI 3 小层吸水差异性大, TI 2 小层相对吸水量常年仅 17 % 左右, 而 TI 3 小层相对吸水量一直保持在 83 % 左右, 导致油水井水窜严重, 注水利用率低, 无效水循环多。为改善塔里木轮南油田高温、高盐油藏水驱开发效果, “十二五”期间对耐温抗盐调驱配方体系开展了深入的研究^[10-14], 努力实现深部调驱技术新突破, 室内筛选了不同粒径的高温微球、体膨颗粒和高温改性凝胶体系, 并在轮南油田 2 井区中、东部 TI 油组分别开展了两个批次共 9 个井组的大剂量整体调驱技术矿场试验^[15], 现场试验效果差异性较大。国内各大油田对深部调驱试验的报道主要侧重于前期配方体系的实验或现场施工方案设计, 但对效果评价部分较为忽视^[16], 分析不够全面透彻, 对国内外类似区块调驱缺

乏普遍的指导意义^[17]。针对这一问题, 对油层物性、优势通道、受效状况、注采层位对应关系、剩余油分布、转注时间、地层亏空、粒径大小、药剂用量等主观和客观因素进行对比分析, 总结出轮南油田整体调驱效果差异性较大的原因, 为今后整体调驱现场实施积累了丰富的经验。

1 轮南油田中、东部调驱效果对比

1.1 总体情况

轮南油田 2 井区 TI 油组整体调驱现场实施分两批次进行, 调驱体系均为高温微球、体膨颗粒、改性凝胶, 注入质量浓度 0.2 % ~ 0.3 %, 粒径范围 0.28 μm ~ 1.0 mm。其中东部 4 个井组先导性试验从 2012 年 8 月开始, 至 2013 年 5 月 30 日全部结束, 对应油井 10 口, 其中参与效果评价井 8 口全部见效, 见效率 100 %, 单井绝对增油大于 500 t 的有 6 口, 占评价井数的 75 %, 递减增油 25 754 t, 绝对增油 13 726 t, 增油效果非常明显。

2014 年 3 月 22 日至 2015 年 7 月 27 日, 在轮南油田中部 5 井组推广应用, 其中 4 个井组见到一定增油效果。对应油井 20 口, 仅 5 口井见效, 见效率 25 %, 递减增油 14 296 t, 绝对增油 4 904 t, 没有达到东部先导性试验区的增油效果, 整体调驱效果对比见表 1。

表 1 轮南油田中、东部整体调驱效果对比

分类	评价指标	中部五井组调驱		东部四井组调驱	
		措施前	措施后	措施前	措施后
水井	平均注水压力 /MPa	12.5	24	7.0	19.8
	平均视吸水指数 /($\text{m}^3 \cdot (\text{d} \cdot \text{MPa})^{-1}$)	12.8	4.8	19.8	6.6
	平均 PI 、 FD 值	7.29 / 0.47	18.2 / 0.75	4.6 / 0.3	11.7 / 0.6
	吸水剖面	LN 2-33-4、LN 2-1-18 改善		改善 (LN 2-1-2)	
	试井资料	LN 2-3-3、LN 204、LN 2-1-18 改善		LN 2-1-2、LN 210 改善	
油井	井组增油量	递减增油 $14\,296 \times 10^4$ t, 绝对增油 4 904 t		递减增油 25 754 t, 绝对增油 13 726 t	
	单井见效率	25 %		100 %	

1.2 井组动态变化

轮南油田 2 井区中、东部整体调驱差异明显, 见图 1。东部整体调驱后, 日产油由措施前的 73.2 t 最高上升到 106.1 t, 上升了 32.9 t, 含水率由调前的 95.5 % 下降到 93.6 %, 下降了 1.9 %, 含水上升情况得到了有效控制。中部整体调驱后, 日产油由措施前的 95.6 t 下降到 69.3 t, 降低了 26.3 t, 含水率由调前的 93.4 % 上升到

95.8 %, 上升了 2.4 %, 调驱效果不理想。

从图 1 轮南油田 2 井区东部和中部两批次调驱前后油水井动态变化可以看出, 虽然中部井组调驱后注水压力、视吸水指数、压降曲线、 PI 、 FD 值等呈现向好的变化, 但措施没有达到增油降水的目的。因此, 分析该区块两批次整体调驱措施前后增油降水效果差异, 指导下步调驱方案设计, 是未来调驱工作的重点方向。

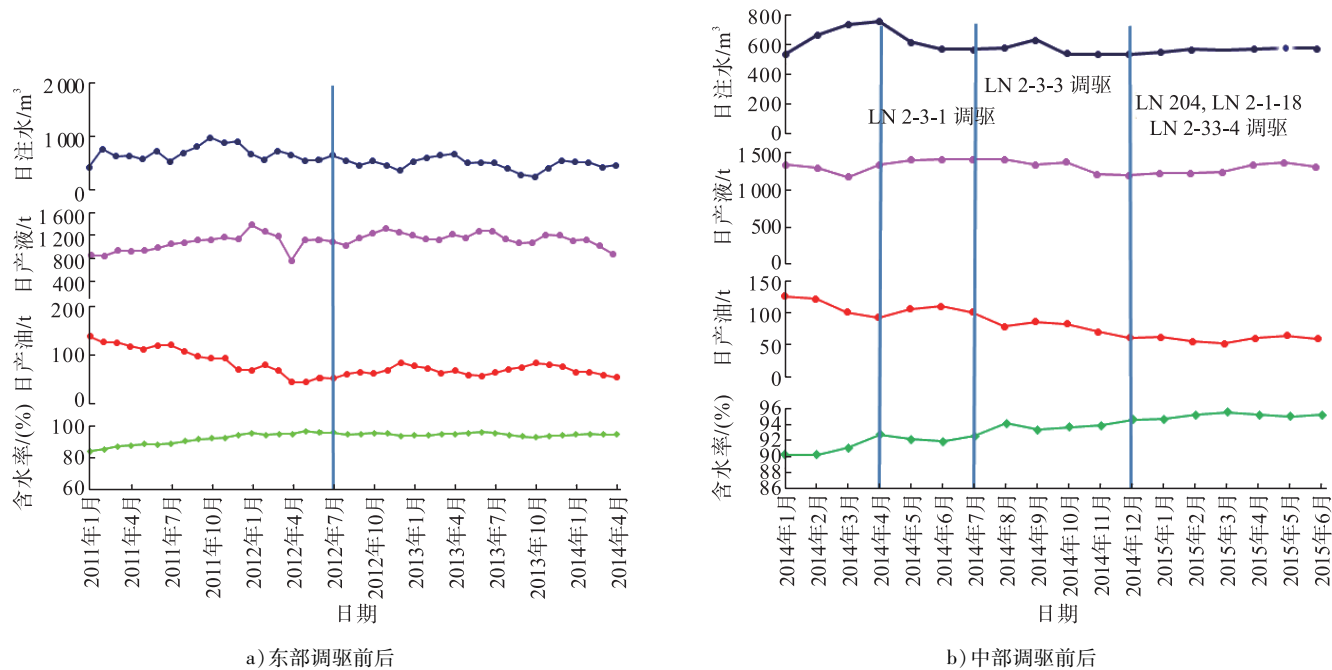


图1 轮南油田2井区中、东部整体调驱井组油水动态变化

2 轮南油田中、东部调驱效果差异性分析

在系统分析轮南油田2井区TI油组静态地质资料、动态注水受效状态的基础上,从油层物性、优势通道、受效状况、注采层位对应关系、转注时间、地层亏空、剩余油分布、粒径大小、药剂用量等9个方面来分析调驱效果差异性较大的原因。

表2 轮南油田中、东部储层物性对比

小层	中部				东部			
	平均渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	变异系数	级差	突进系数	平均渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	变异系数	级差	突进系数
TI 2	107.0	2.5	69.6	6.2	119.5	1.4	103	3.4
TI 3	236.4	1.5	122.4	6.3	389.5	1.3	70.8	3.7
合计	204.4	1.6	155.9	7.2	297.1	1.0	364.7	4.8

2.2 优势通道发育情况

从表3轮南2井区TI油组中、东部示踪剂推进速度来看,东部示踪剂平均推进速度达5.5 m/d,相对于中部示踪剂平均推进速度3.91 m/d快,说明东部优势通道较中部发育,导致注水受效状况更好。胜利孤岛油田不同开发时期储层物性参数变化规律表明,随着油田开发时间的延长,注水区块从低含水开发期到特高含水期的过程中,孔隙度和渗透率逐渐变大,优势通道随之不断发育,注水受效状况更加明显。

2.3 注水受效状况

轮南2井区TI油组东西部油井受效情况见表4,从表4可见,轮南油田2井区TI油组在平面上总共有18

2.1 油层物性

轮南油田中、东部储层物性对比见表2,从轮南油田2井区TI油组TI2和TI3储层平均渗透率以及变异系数、级差、突进系数等反映储层非均质性参数分析可以看出,东部油层相对中部油层储层物性好,非均质性强,水驱前缘推进均匀,因此,调驱后水驱波及系数大,增油降水效果较好。

个注采井组,分别对中、东部两块分析注采对应关系可以发现:东部井组较集中,双向及多向受效油井比例高,

表3 轮南2井区TI油组中东部示踪剂推进速度

井号	中部		井号	东部	
	年份	速度/ (m·d ⁻¹)		年份	速度/ (m·d ⁻¹)
LN 2-1-18	2008	5.26	LN 2-1-2	2008	4.79
LN 204	2009	5.43	LN 2-1-3	2010	6.57
LN 2-3-1	2013	3.53	LN 2-3-H 6	2010	6.47
LN 2-33-4	2013	3.10	LN 2-3-H 6	2011	5.23
LN 2-3-3	2013	2.23	LN 210	2011	4.46

单向受效油井比例低,而中部调驱井较分散,井距大,双向及多向受效油井比例低,单向受效油井比例高;中部井区断层发育,注采效果受断层影响较大;相同注入井数条件下,东部能形成相对独立的封闭区,有利于发挥整体调驱的效果。

表4 轮南2井区 TI 油组东西部油井受效统计表 单位:口

区块	注水井	对应采油井	单向受效井	双向受效井	多向受效井
东部	5	12	2	8	1
西部	13	16	9	5	2

2.4 注采层位对应关系

东部调驱井注水层位均为 TI 2 + 3,一线油井有 50 % 开采 TI 2 + 3,而中部调驱井注水层位 80 % 为 TI 2 + 3,一线油井有 44 % 开采 TI 2 + 3,因此,从注采层位对应关系来看,中部油水井注采层位对应关系比东部要差,这也是导致其受效差的原因。

轮南油田 2 井区 TI 油组 TI 2 小层平均渗透率仅 $113.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,而 TI 3 小层平均渗透率为 $313.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,注入水主要沿中高渗的 TI 3 小层推进,调驱目的是深部调堵 TI 3 小层,提高注入压力,改善 TI 2 小层段吸水能力、动用 TI 2 小层。图 2 为 LN 2-1-3 井调驱前后相对吸水量对比图,从图 2 可知,调驱后 TI 2 小层整体吸水能力改善较差,调驱主要对 TI 3 小层内部吸水差异改善较为明显,对 TI 2 小层改善较小。因此,单采 TI 2 小层的油井增油相对较差,而中部调驱一线油井 56 % 单采 TI 2 小层,导致调驱效果差。

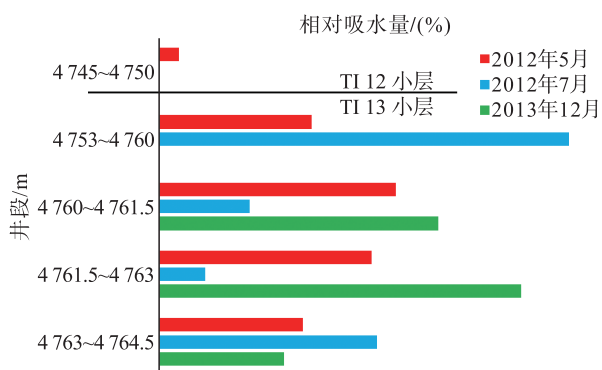


图2 LN 2-1-3 井调驱前后相对吸水量对比图

2.5 剩余油分布

表 5 为轮南 2 井区 TI 油组中、东部剩余油分布状况,从表 5 可知,轮南 2 井区 TI 油组的剩余油主要分布于 TI 2 及 TI 3 顶部, TI 2 剩余油比较连片分布, TI 3 剩余可采油储量也很大,达 $104 \times 10^4 \text{ t}$ 。东部可采储量、累产油、剩余储量方面均较中部高,物质基础好,从调剖井组目前地质储量丰度图来看,东部剩余油更富集。

表5 中、东部可采储量、剩余油分布情况

区块	可采储量 / 10^4 t	累计产量 / 10^4 t	采出程度 / (%)	剩余储量 / 10^4 t
中部	463	210	45	253
东部	530	244	46	286

2.6 地层亏空

通道情况下,水流通道的实际上也是油流通道,而且区块以往未开展过调驱试验,调驱潜力巨大。由于东部调驱井施工前平均注水时间和平均累计注水量分别为 3 202 d 和 $75.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,中部调驱井施工前平均注水时间和平均累计注水量分别为 2 884 d 和 $35.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,中部水井投注时间普遍较短,且累计注水量少,因此中部水井受注水冲刷影响较小,高渗通道不发育,影响调驱效果,见表 6。从表 7 中、东部地层亏空情况来看,东部地层亏空较大,特别是 TI 3 小层亏空达 $129.71 \times 10^4 \text{ m}^3$,中部注采基本平衡,整体不存在地层亏空,导致中部调驱过程中药剂注入难度大,升压速度快,压力不易控制,影响调驱施工效果。

表6 轮南2 TI 油组中、东部调驱井注水情况对比

区块	井号	施工前注水时间 /d	累计注水量 / 10^4 t
中部	LN 2-3-1	910	4.5
	LN 2-3-3	820	16.5
	LN 204	4 029	63.180 2
	LN 2-33-4	693	8.331 2
	LN 2-1-18	7 966	85.970 6
东部	LN 2-1-2	1 980	34.9
	LN 2-1-3	5 200	84.6
	LN 210	4 290	135.2
	LN 2-3-H 6	1 340	47.5

表7 中、东部地层亏空情况 单位: 10^4 m^3

项目	中部		东部	
	TI 2	TI 3	TI 2	TI 3
亏空体积	1.36	-14.99	2.55	129.71
合计	-13.63		132.26	

2.7 粒径大小

Barkman J H、李克华、雷光伦等人^[18-20]通过对注入水中的颗粒对地层的伤害性研究,发现了颗粒与地层孔喉匹配性的关系:当聚合物微球粒径与岩芯孔喉直径比值在 0.33 ~ 1.50 时,聚合物微球在保证注入性的同时,可以在岩芯中形成稳定的封堵。轮南油田注水区高渗层密闭取芯压汞法毛管压力曲线检测出的孔隙分布显

示,注水区高渗层渗透率起主要作用的平均孔喉半径为 10~25 μm,见图 3。

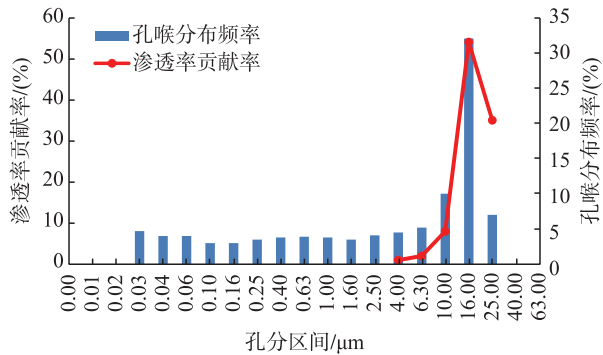
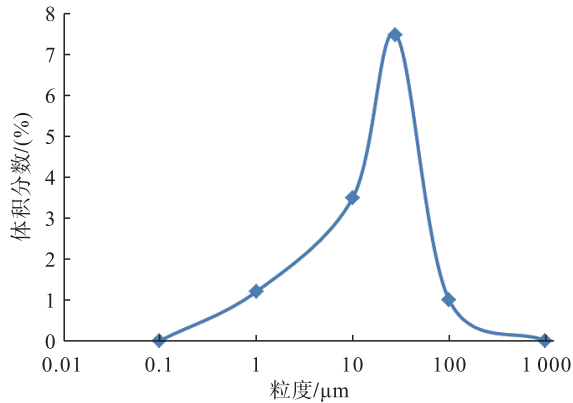
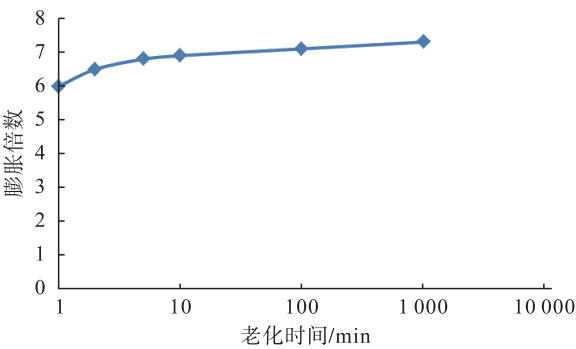


图 3 孔隙分布图(压汞法毛管压力)

高温微球粒度分布检测情况见图 4-a),结果表明粒径主要范围 10~100 μm,平均粒径 20 μm,粒径分布呈正态分布。图 4-b)实验显示在轮南油田模拟地层水中 1 min 膨胀 7 倍,并很快达到 8 倍时平衡,根据 Barkman J H 研究理论,膨胀后的微球粒径与孔喉直径之比为 16~6.4 倍,远远大于该匹配范围,因此,所选颗粒粒径尺寸并不适合轮南调驱油藏条件。



a) 高温微球粒径分布图



b) 高温微球在轮南油田模拟地层水膨胀倍数

图 4 高温微球粒径与膨胀情况

和轮南油田东部井组整体调驱相比,中部调驱井组调驱前注水时间短,地层未经过长期注水冲刷,孔喉尺寸相对较小,在调驱微球粒径与地层孔喉匹配性差的情

况下,调驱剂更难注入,调驱剂在井筒附近堆积,没有达到地层深部调驱的效果;而且东部四口井皆经过多轮酸化,近井地带渗滤面较大,远井储层物性较以往好,调驱剂注入相对容易,有利于调驱施工。

2.8 药剂用量

轮南中、东部调驱剂所用药剂组分均为聚合物微球和冻胶,主体段塞基本相同,微球粒径从小到大,最后采用冻胶封口。东部调驱井组累计注量比中部调驱井组所用剂量大得多,中、东部调驱井调驱剂用量情况见表 8,相对于地层亏空体积来说,东部调驱在填补地层亏空 $132.26 \times 10^4 \text{ m}^3$ 情况下,调驱剂用量比中部大得多,以保证调驱剂向地层深部调驱,因此,东部调驱半径相对中部大得多,调驱效果更好。

表 8 中、东部调驱井调驱剂用量情况对比表 单位: 10^4 m^3

中部		东部	
井号	累计注量	井号	累计注量
LN 2-1-18	35.1	LN 2-1-2	34.9
LN 2-3-1	4.8	LN 2-1-3	84.6
LN 2-3-3	17.6	LN 210	135.2
LN 2-33-4	6.1	LN 2-3-H 6	47.5
LN 204	59.2		
合计	122.8	合计	302.2
平均	24.6	平均	75.6

3 结论

- 1)客观上应在油层厚度大、物性好、连通性强、非均质性弱、亏空大的剩余油相对富集区域选调驱井,有利于实现调驱药剂的顺利注入和深部液流转向的目的。
- 2)主观上应选取独立封闭的区块进行井组整体调驱,优选多向或双向受效井多的区域或井组,同时优选注水压力低、注采层位对应关系好的注水井。
- 3)优化设计调驱剂粒径保证其与地层孔喉具有良好的匹配性,设计科学合理、经济可行的药剂用量,扩大调驱半径,实现地层深部调驱,最大限度启动低渗层,达到控水增油的目的。

参考文献:

[1] 赵晓非,于庆龙,晏 风,等. 有机铬弱凝胶深部调剖体系的研究及性能评价[J]. 特种油气藏,2013,20(3):114-117.
Zhao Xiaofei, Yu Qinglong, Yan Feng, et al. Study and Performance Evaluation of Deep Profile Control System of Organic Chromium Weak Gel [J]. Special Oil & Gas

- Reservoirs, 2013, 20 (3): 114 - 117.
- [2] 何启平,施雷庭,郭智栋,等. 适合高温高矿化度油藏的弱凝胶体系研究[J]. 钻采工艺, 2011, 34(2): 79 - 82.
He Qiping, Shi Leiting, Guo Zhidong, et al. Laboratory Study on Weak Gel Profile Control System for High Temperature and Salinity Reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34 (2): 79 - 82.
- [3] 张宇. 弱凝胶体系成胶性能影响因素研究[J]. 天然气与石油, 2013, 31(4): 70 - 72.
Zhang Yu. Study on Effect of Profile Controlling and Flooding System of Weak Gel on Gelling Properties [J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31 (4): 70 - 72.
- [4] 黄学宾,李小奇,金文刚,等. 文中油田耐温抗盐微球深部调驱技术研究[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(5): 100 - 103.
Huang Xuebin, Li Xiaoqi, Jin Wengang, et al. Research on Deep Profile Controlling and Flooding Technology with High Temperature and Salt Resistance Microspheres in Wenzhong Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35 (5): 100 - 103.
- [5] 王崇阳,蒲万芬,赵田红,等. 高温高盐油藏新型表面活性剂微球复配体系调驱实验[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(6): 107 - 111.
Wang Chongyang, Pu Wanfen, Zhao Tianhong, et al. Flooding Experiment of New Surfactant-Microspheres System in High Temperature and High Salinity Reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22 (6): 107 - 111.
- [6] 江厚顺,叶翠,才程. 新疆油田六中东区砾岩油藏深部调驱先导试验[J]. 特种油气藏, 2012, 19(3): 132 - 135.
Jiang Houshun, Ye Cui, Cai Cheng, et al. Pilot Test of In-Depth Profile Control and Flooding for the Conglomerate Reservoir in East Liuzhong District of Xinjiang Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19 (3): 132 - 135.
- [7] 周明,冯积累,江同文,等. 塔里木油田高温高矿化度油藏三次采油初步研究[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(2): 163 - 166.
Zhou Ming, Feng Jilei, Jiang Tongwen, et al. Primary Study on EOR for High Temperature and Salinity Reservoirs in Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31 (2): 163 - 166.
- [8] 马红卫,李宜坤,朱怀江,等. 柔性转向剂作用机理及其先导试验[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(4): 92 - 94.
Ma Hongwei, Li Yikun, Zhu Huaijiang, et al. Mechanism and Pilot Test of Flexible Particle [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27 (4): 92 - 94.
- [9] 朱怀江,王平美,刘强,等. 一种适用于高温高盐油藏的柔性堵剂[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 230 - 233.
Zhu Huaijiang, Wang Pingmei, Liu Qiang, et al. A Kind of Flexible Water Shutoff Agent Applicable to Reservoirs with High Temperature and Salinity [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34 (2): 230 - 233.
- [10] 唐孝芬,刘玉章,常泽亮,等. 适宜高温高盐地层的无机涂层调剖剂室内研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 92 - 94.
Tang Xiaofen, Liu Yuzhang, Chang Zeliang, et al. Profile Modification Agent with Abio-Gel Coating for High-Temperature and High-Salinity Reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31 (6): 92 - 94.
- [11] 苑光宇,侯吉瑞,罗煥,等. 耐温抗盐调堵剂研究与应用进展[J]. 油田化学, 2012, 29(2): 251 - 256.
Yuan Guangyu, Hou Jirui, Luo Huan, et al. Research and Application Progress of High Temperature Resistant and High Salinity Tolerant Plugging Agents [J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29 (2): 251 - 256.
- [12] 何宏,王业飞,王国瑞,等. 高温高盐油藏用调驱体系的研究进展[J]. 油田化学, 2012, 29(3): 375 - 379.
He Hong, Wang Yefei, Wang Guorui, et al. Research Advances in Profile Control and Oil Displacement Agents for High Temperature and High Salinity Reservoirs [J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29 (3): 375 - 379.
- [13] 王健,倪聪,王丹玲,等. 弱凝胶调驱的宏观作用及微观机理认识[J]. 天然气与石油, 2014, 32(2): 39 - 42.
Wang Jian, Ni Cong, Wang Danling, et al. Cognition on Macroscopic Effect and Microscopic Mechanism of Weak Gel Profile Control and Displacement [J]. Natural Gas and Oil, 2014, 32 (2): 39 - 42.
- [14] 杨文军,赵光,刘奎,等. 耐温耐盐深部调剖体系研究[J]. 断块油气田, 2011, 18(2): 257 - 260.
Yang Wenjun, Zhao Guang, Liu Kui, et al. Experimental Study on Deep Thermophilic and Halotolerant Profile Control Agents [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18 (2): 257 - 260.
- [15] 周代余,赵冀,汪进,等. 深部调驱技术在轮南油田的应用[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(4): 457 - 460.
Zhou Daiyu, Zhao Ji, Wang Jin, et al. Application of Deep Profile Control Technology in Lunnan Oilfield, Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35 (4): 457 - 460.
- [16] 宋刚祥,曹勋臣,张远弟. 水井调剖效果评价及建议[J]. 天然气与石油, 2013, 31(3): 57 - 58.
Song Gangxiang, Cao Xunchen, Zhang Yuandi. Evaluation on Water Well Profile Control Effect and Proposal [J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31 (3): 57 - 58.
- [17] 李洪. 高温高盐油藏深部调驱技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
Li Hong. Research on Deep Profile Controlling and Flooding Technology for High Temperature and Salt Reservoirs [D].

- 影响研究[J]. 特种油气藏, 2009, 16(3): 49-52.
- Hu Dandan, Tang Wei, Chang Yuwen, et al. Study on the Influence of Intercalation on Remaining Oil Distribution in Thick Reservoirs [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2009, 16 (3): 49-52.
- [12] 王平, 姜瑞忠, 王公昌, 等. 高含水期水驱状况影响因素数值模拟研究[J]. 天然气与石油, 2012, 30(4): 36-38.
- Wang Ping, Jiang Ruizhong, Wang Gongchang, et al. Numerical Simulation of Factors Affecting Water-Flooding in High Water-Cut Stage [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30 (4): 36-38.
- [13] 王涛, 李相方, 姚约东, 等. 正韵律底水油藏水平井开发技术界限研究[J]. 特种油气藏, 2009, 16(1): 58-60.
- Wang Tao, Li Xiangfang, Yao Yuedong, et al. Technical Limits of Developing Positive Rhythm Reservoir with Bottom Water by Horizontal Wells [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2009, 16 (1): 58-60.
- [14] 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.
- [15] 刘斌, 张玉梅, 张汶, 等. 层内纵向非均质性对稠油油藏剩余油分布的影响研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15 (26): 161-164.
- Liu Bin, Zhang Yumei, Zhang Wen, et al. The Vertical Heterogeneity Affecting of Residual Oil Distribution in Heavy Oil Reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15 (26): 161-164.
- [16] 李海燕, 彭仕宓, 刘凤喜. 储层动态流动单元研究——以别古庄油田京11断块为例[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(2): 67-70.
- Li Haiyan, Peng Shimi, Liu Fengxi. Reservoir Dynamic Flow Unit Models of Jing11 Block in Bieguzhuang Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14 (2): 67-70.
- [17] 张吉, 张烈辉, 冯国庆, 等. 储层流动单元成因及其影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2005, 12(2): 15-18.
- Zhang Ji, Zhang Liehui, Feng Guoqing, et al. Reservoir Flow Unit Genesis and Influence Factors [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2005, 12 (2): 15-18.
- [18] 周焱斌, 许亚南, 杨磊, 等. 高含水期油田的注采关系调整和挖潜开采研究[J]. 天然气与石油, 2017, 35(6): 59-65.
- Zhou Yanbin, Xu Yanan, Yang Lei, et al. Research on Injection-Production Relationship Adjustment and Further Development in High Watercut Oilfield [J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35 (6): 59-65.
- [19] 王秀臣. 注水倍数对驱替效率的影响研究[J]. 河南科学, 2017, 35(1): 139-143.
- Wang Xiuchen. Influence of Water Injection Multiple on Displacement Efficiency [J]. Henan Science, 2017, 35 (1): 139-143.
- [20] 何文祥, 杨乐, 刘逸. 水驱前后储层渗流单元变化特征研究[J]. 天然气与石油, 2011, 29(2): 54-57.
- He Wenxiang, Yang Le, Liu Yi. Research on Change Characteristics of Reservoir Seepage Unit Before and After Water Flooding [J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29 (2): 54-57.
- [21] 闫文华, 焦龙. 高注水倍数非均质岩心驱油效果实验研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2014, 27(4): 48-51.
- Yan Wenhua, Jiao Long. Heterogeneous Cres of High Injection Multiples Flooding Effect [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2014, 27 (4): 48-51.

(上接第78页)

Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.

- [18] Barkman J H, Davidson D H. Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment [J]. Journal of Petroleum Technology, 1972, 24 (7): 865-873.
- [19] 李克华, 王春雨, 赵福麟. 颗粒堵剂粒径与地层孔径的匹配关系研究[J]. 断块油气田, 2000, 7(5): 24-25.
- Li Kehua, Wang Chunyu, Zhao Fulin. Study on the Matching Relationship of Solid Grains to Formation Aperture [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2000, 7 (5): 24-25.
- [20] 雷光伦, 李文忠, 贾晓飞, 等. 孔喉尺度弹性微球调驱影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(2): 41-43.
- Lei Guanglun, Li Wenzhong, Jia Xiaofei, et al. Study of Influencing Factors on Pore-Scale Elastic Microspheres Flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19 (2): 41-43.