

文章编号:1000-4092(2022)01-033-06

冀东高浅北稠油油藏整体调堵提高采收率室内实验*

李佳欣¹, 侯吉瑞¹, 郝宏达¹, 王 程¹, 陈仁保², 刘怀珠², 曹亚明², 闫 阳³

(1. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249; 2. 中国石油冀东油田分公司钻采工艺研究院, 河北 唐山 063000;
3. 大港油田石油工程研究院压裂酸化技术服务中心, 天津 滨海 300280)

摘要:以注采单元为单位的整体调堵施工措施可进一步改善冀东高浅北稠油油藏多轮次调堵的控水增油效果, 为深入研究整体调堵改善注水开发效果的相关机理, 借助室内动静态实验开展了泡沫、凝胶的配方体系优选, 并评价了体系的调驱和封堵性能。在室内建立了五点法注采井网三维物理模型, 开展了泡沫驱和“泡沫+凝胶”整体调堵提高采收率对比实验, 评价不同措施的控水增油效果。实验结果表明, 整体调堵提高采收率22.04%, 比纯泡沫驱多提高4.15%。“泡沫+凝胶”有效抑制高渗透层窜流, 调整措施井吸水和产液剖面, 后续水驱平面和纵向波及范围扩大, 有效改善了储层的平面及纵向非均质性。整体调堵施工后注采井网整体开发效果显著提升。

关键词:整体调堵; 泡沫; 凝胶; 注采井网; 储层非均质性

文献标识码: A DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.007

中图分类号: TE357.1¹²

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

冀东油田高浅北区块稠油油藏边、底水活跃, 含水上升快。经过长期的注水开发后, 该油藏优势渗流通道发育, 水驱窜流现象严重, 油井含水高、产量低, 采油速度低至0.37%。对注水井多轮次调驱调剖虽起到了一定的控水增油的作用, 但总体效果逐渐变差; 采取多轮次吞吐后, 单井效果逐渐变差, 增油有效期逐渐缩短。

姜汉桥等^[1]最早提出了区块整体堵水的技术思路, 主要通过调整注水井吸水剖面, 解决高渗通道窜流问题; 后又对理念优化^[2], 综合考虑水井调剖和

油井堵水问题, 提出区块整体调剖堵水理念, 研究主要侧重于选井选层方案。王玉功等^[3]提出油水井双向调堵、综合治理的技术思路, 并在姬塬油田实际运用, 调堵结束后2个月内增油196 t。此外, 众多学者开展了关于整体调剖堵水选井决策和调剖堵水剂选取的应用研究, 对解决实际问题的效果明显^[4-17]。目前, 整体调堵技术的研究主要基于单井调剖堵水的理论与技术, 对调剖与堵水的整体协同作用机理研究较少。本文以冀东高浅北稠油油藏为研究对象, 建立了五点法注采单元三维物理模型, 开展整体调剖堵水室内实验研究。在化学剂方面, 分别选取改性淀粉凝胶和强化泡沫作为堵水剂

* 收稿日期: 2021-01-05; 修回日期: 2021-04-06。

基金项目:国家自然科学基金项目“低渗/特低渗油藏片状纳米材料-微米自适应桥接颗粒协同控窜-调流-驱油理论研究”(项目编号52174046)。

作者简介:李佳欣(1997—), 男, 中国石油大学北京非常规油气科学技术研究院石油与天然气工程专业硕士(2021), 从事石油与天然气工程研究, E-mail: ljx15928042180@163.com。侯吉瑞(1965—), 男, 教授, 博士生导师, 本文通讯联系人, 研究方向为提高采收率与采油化学, 通讯地址: 102249 北京市昌平区中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, E-mail: houjirui@126.com。

和调剖剂,借助室内动静态实验优化了两种配方体系;在三维模型上分别开展纯泡沫驱和“凝胶+泡沫”整体调堵室内实验,通过对比注采单元内的采收率和生产动态规律,明确凝胶和泡沫两种体系实现整体调堵的协同作用机理。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

十二烷基硫酸钠(SDS),上海阿拉丁生化科技股份有限公司;聚丙烯酰胺,相对分子质量 2500×10^4 ,水解度 35%~45%,固含量 $\geq 90\%$,北京恒聚化工有限公司;羟丙基淀粉,工业品,河南省强兴化工有限公司;丙烯酰胺,北京恒聚化工有限公司;酰胺类交联剂,上海阿拉丁生化科技股份有限公司;过硫酸盐引发剂,青岛立昂化学科技有限公司;实验用水为冀东油田高浅北区块模拟地层水,矿化度为 1572 mg/L,主要离子质量浓度(单位 mg/L): Na^+ 437、 Mg^{2+} 32、 Ca^{2+} 69、 HCO_3^- 361、 CO_3^{2-} 73、 Cl^- 402, pH 值 8.6;实验用油为冀东油田高浅北区块模拟地层油,黏度 $83.17 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ (温度 65°C);实验用气为工业用 N_2 ,纯度 99.9%,北京京高气体有限公司;实验用岩心为双层非均质岩心:尺寸为 $30 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm}$, $500 \times 10^{-3}/3000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;实验用填砂管:由石英砂与河沙按一定比例混合后填制,直径 2.5 cm、长度 50 cm,渗透率分别为 500×10^{-3} 、 3000×10^{-3} 、 $5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

Waring Blender 搅拌器;动态实验装置包括填砂管,岩心夹持器、平流泵、六通阀、压力传感器、恒温箱。根据高浅北油藏地质特征及油藏特征,设计并制作了层内非均质三维物理模型,尺寸为 $\phi 40 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm}$,上层渗透率 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、下层渗透率 $3000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。模型采用五点法注采井网,井 5 为中心注水井,井 1、2、3、4 为 4 口采油井,各井在上下两层均有射孔。实验模型及井网部署如图 1 所示,模型的基本物理参数如表 1 所示。

表 1 三维物理模型岩心物性参数

岩心 编号	气测 渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	级差	视体积/ mL	孔隙体 积/mL	孔隙 度/%	饱和油体 积/mL	含油饱 和度/%
1	3000/500	6	4652	942	20.24	612	64.97
2	3000/500		4753	939	19.75	647	68.90

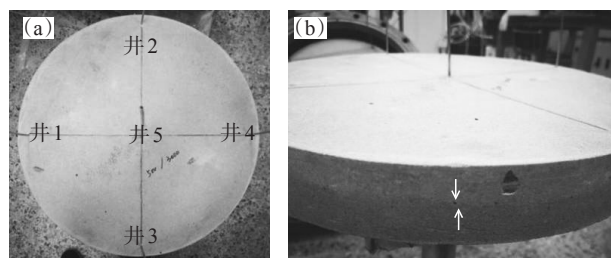


图 1 层内非均质三维模型岩心实物图

五点法注采单元整体调堵室内实验装置包括高压恒速恒压泵、中间容器、三维物理模拟实验装置、恒温箱、回压阀、六通阀、管线、手摇泵、液体收集装置、传感器及配套计算机设备等。三维岩心加持器能够提供 15 MPa 的压力,用于放置直径 40 cm、厚度 4.5 cm 的岩心,岩心腔室下部有活塞可以提供轴压,周围有橡胶套筒可以提供围压来固定岩心。

1.2 实验方法

1.2.1 泡沫体系配方优选及性能评价

向加有一定量模拟地层水的烧杯中加入一定量的起泡剂和稳泡剂,搅拌约 30 min 至充分溶解为止。采用 Waring Blender 方法,在温度 65°C 下测试所配制泡沫体系的起泡体积、半衰期和泡沫综合性能,优选强化泡沫体系配方。

利用非均质岩心模型,采用合注分采的形式评价泡沫体系的调驱性能。具体地,在温度 65°C 下,首先水驱 1 PV 后注入泡沫体系(注入速率为 0.5 mL/min ,气液段塞比为 1:1,每次交替注入量为 0.05 PV,累计 0.3 PV),后续水驱 0.5 PV。记录在注入泡沫体系过程中出液量情况,计算分流率。

1.2.2 凝胶体系配方优选及性能评价

向加有一定量模拟地层水的烧杯中加入一定量的主剂、交联剂和引发剂,缓慢搅拌约 30 min 至充分溶解。采用目测代码法,在温度 65°C 下测定所配制凝胶体系的成胶时间和成胶强度,优选改性淀粉凝胶体系配方。

分别采用不同渗透率的填砂管开展凝胶突破实验。具体地,将填砂管在温度 65°C 下恒温 12 h 后以 0.5 mL/min 的注入速率注入 0.1 PV 的凝胶体系,注入 0.05 PV 的顶替段塞,候凝 24 h,后续水驱破胶至压力平稳,记录压力数据,计算封堵率。

1.2.3 五点法注采单元整体调堵室内实验

(1) 实验准备:打磨岩心,测量岩心尺寸,计算视体积;将岩心放入岩心夹持器中,加轴压和围压;抽真空,饱和地层水,计算孔隙体积;饱和油,老化48 h,计算含油饱和度。

(2) 模拟水驱:实验温度设定为 65 ℃,4 口采油井的出口回压设置为 15 MPa,模拟注水采油阶段,从中心井以 0.5 mL/min 的注入速率注水驱油,待模型综合含水达到 98%时同时关井,计算水驱单井和模型整体的采收率。

(3) 纯泡沫驱:从中心井以 0.5 mL/min 的注入速率交替注入 1:1 的气液段塞,每次注入量为 0.05 PV,总计注入 0.3 PV,后续水驱至模型综合含水达 98%并稳定后同时关井,计算泡沫驱提高单井和模型整体的采收率。

(4) 整体调堵:注水驱油后直接开展整体调堵措施,分别向模拟高渗非均质模型的 4 口模拟采油井注入凝胶体系(单井注入量 5 mL,4 口井累计注入 20 mL),关井候凝 24 h;从中心井以 0.5 mL/min 的注入速率交替注入 1:1 的气液段塞注入量为 0.3 PV;以相同注入速率后续水驱,待模型整体含水率再次达到 98%以后关井,计算整体调堵提高单井和模型整体的采收率。

2 结果与讨论

2.1 调堵体系优选与性能评价

(1)泡沫体系

不同配方泡沫体系的泡沫性能见表 2。增大 SDS 用量可提升泡沫体系的起泡性能,增大聚合物用量可提高泡沫的稳定性。根据计算的泡沫综合

表 2 SDS、聚合物用量对泡沫性能的影响

SDS 用量/%	聚合物 用量/%	起泡体积/ mL	半衰期/ min	泡沫综合指数/ mL·min
0.1	0.3	1480	59	87 320
0.2	0.3	1540	57	87 780
0.3	0.3	1610	55	88 550
0.4	0.3	1650	51	84 150
0.3	0.1	1550	15	23 250
0.3	0.2	1580	40	63 200
0.3	0.4	1620	60	97 200

指数,优选泡沫体系中的 SDS 最佳用量为 0.3%、聚合物用量为 0.3%。

配方为 0.3% SDS+3%聚合物泡沫体系合注分采的实验结果如图 2 所示,注入速率为 0.5 mL/min,气液段塞比为 1:1,每次交替注入量为 0.05 PV,累计 0.3 PV。水驱时,高渗透层分流率高达 99.3%,注入水沿高渗透层窜流严重;经过泡沫调驱后,低渗透层分流率最高可达 71.1%,泡沫有效封堵高渗透层,扩大了注入水在低渗透层的波及体积。这说明该泡沫体系具有较好的调剖性能,可应用于整体调堵措施中注水井吸液剖面的改善。

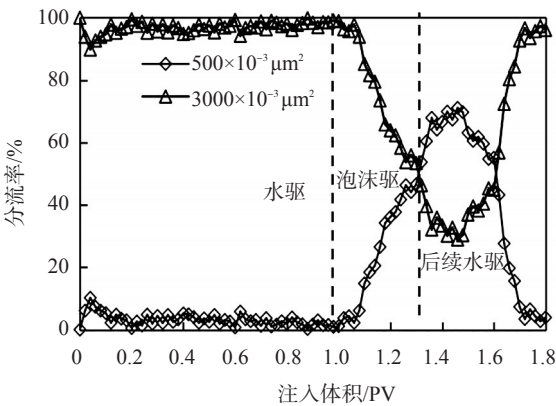


图 2 泡沫驱实验中高、低渗透层分流率
随注入体积的变化

(2)凝胶体系

不同配方凝胶体系的成胶情况如表 3 所示,固定羟丙基淀粉用量和丙烯酰胺用量均为 4%。随着酰胺类交联剂用量的增大,成胶强度增大;随过硫酸盐引发剂用量的增大,成胶时间缩短。综合考虑凝胶体系的成胶时间和成胶强度,确定凝胶体系的最适配方为:4%羟丙基淀粉+4%丙烯酰胺+0.15%交联剂+0.02%引发剂。

表 3 不同配方凝胶体系的成胶情况

交联剂用量/ %	引发剂用量/ %	成胶时间/ h	成胶强度
0.05	0.010	15.0	G
0.05	0.020	11.0	G
0.05	0.025	8.0	G
0.10	0.020	10.5	H
0.15	0.020	11.5	I

淀粉凝胶体系封堵实验中驱替压差随注入体积的变化如图3所示。凝胶体系在渗透率 500×10^{-3} 、 3000×10^{-3} 和 $5000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 岩心的注入压力最高分别为416.1、304.0、126.3 kPa,具有良好的注入性能。淀粉凝胶体系的凝胶强度可高达34185.724 mPa·s以上,对渗透率为 500×10^{-3} 、 3000×10^{-3} 、 $5000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的填砂管封堵率达到99%以上,突破压力分别最高升至4323.04、1807.50、705.69 kPa,这说明淀粉凝胶体系具有极强的封堵能力,可用于整体调堵措施中生产井产液剖面的改善。

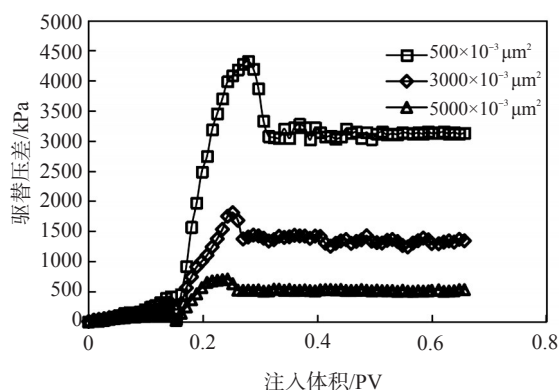
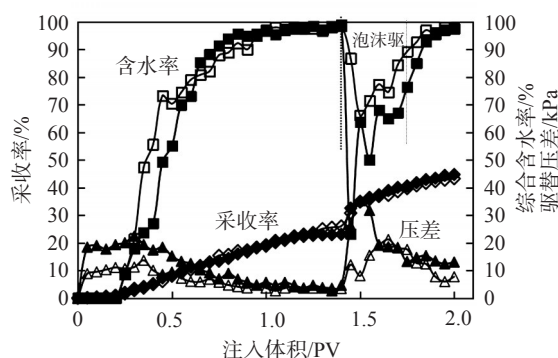


图3 凝胶体系注入和封堵过程中的驱替压差随注入体积的变化

2.2 五点法注采单元整体调堵室内实验

选取优选的凝胶体系和泡沫体系,在五点法注采单元内开展整体调堵室内实验。为揭示凝胶和泡沫的协同调堵机理,将“凝胶+泡沫”整体调堵的实验与纯泡沫驱实验进行对比,结果如图4和表4所示。两组模型水驱的单井采收率介于4.5%~8%之间,井组的采收率为23%~26%,水驱采收率较低,注入水沿高渗透层窜流严重。泡沫驱后,井组最终采收率为43.88%,井组提高采收率17.89%,单井平均提高采收率4.47%左右,泡沫体系增油效果明显。“凝胶+泡沫”整体调堵实施后,井组的最终采收率为45.08%,井组提高采收率22.04%,单井平均提高采收率5.51%左右,整体调堵比纯泡沫驱多提高采收率4.15个百分点,淀粉凝胶体系可进一步改善储层的非均质性。

注水采油开始阶段,两个模型的含水率均极低;油井见水后,注入水沿高渗透层窜流逐渐增强,含水率快速上升至98%以上。同时,优势通道冲刷效应显现,渗透率增大,驱替压差逐渐降低。泡沫



实心符号为“泡沫+凝胶”整体调堵;空心符号为泡沫驱。

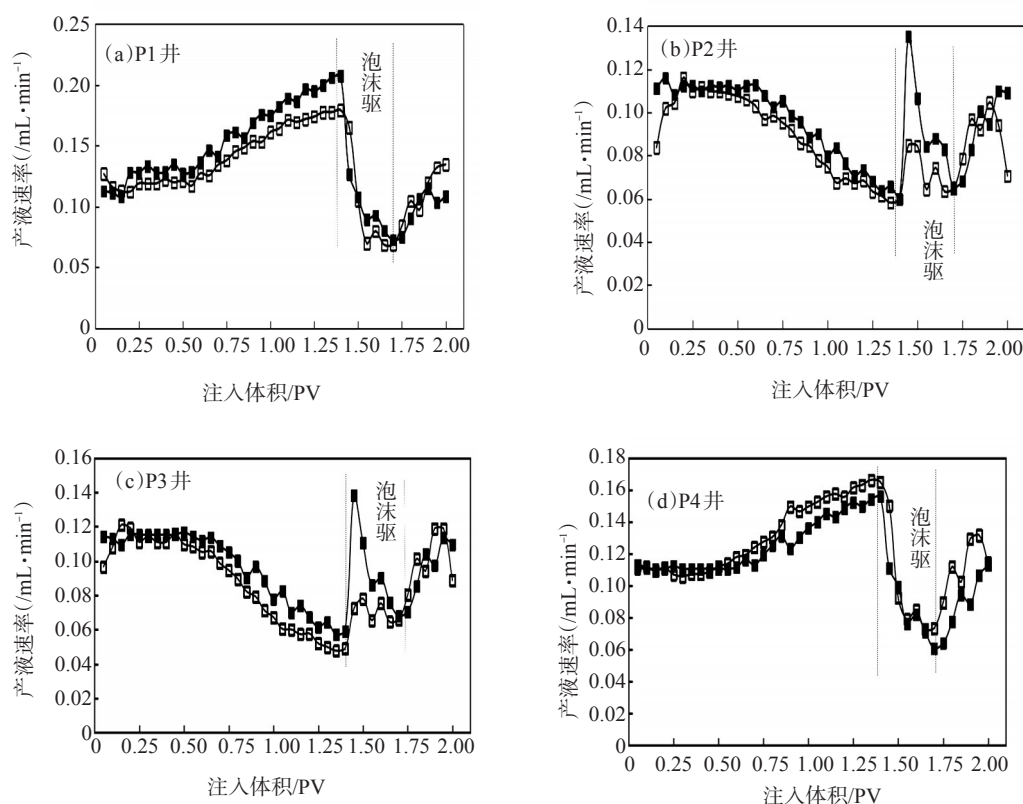
图4 泡沫驱和“泡沫+凝胶”整体调堵的生产动态曲线

驱后,含水率从98.55%快速下降至66.14%,驱替压差从3.46 kPa增大到最高21.22 kPa;说明注入的泡沫在注水井端较好地封堵了高渗透层,一定程度改善了吸液剖面,扩大了低渗透层波及范围。凝胶+泡沫整体调堵后,含水率从98.55%快速下降至最低26.13%,驱替压差从4.63 kPa迅速上升至35.24 kPa;说明注入的凝胶和泡沫有效封堵了高渗透层的出口端和入口端,协同改善了油井产液剖面和注水井吸水剖面,其控水效果优于泡沫驱,且增强了低渗透层的波及效果。后续水驱阶段,受泡沫稳定性的影响,泡沫对高渗透层封堵逐渐减弱,水窜问题很快显现;由于驱替压差未达到凝胶突破压力,整体调堵的高渗透层出口端依旧保持着较好的封堵效果,减缓了注入水的窜流,对低渗透层的驱替效率优于纯泡沫驱。

表4 泡沫驱和整体调堵提高井组采收率情况

措施		采收率/%				模型整体采收率/%
		P1	P2	P3	P4	
泡沫驱	水驱	7.42	5.47	5.25	7.85	25.99
	提高	4.34	4.59	4.44	4.52	17.89
	累计	11.76	10.06	9.69	12.37	43.88
整体调堵	水驱	7.10	4.89	4.86	6.12	23.04
	提高	5.36	5.65	5.96	5.06	22.04
	累计	12.46	10.54	10.82	11.18	45.08

两组模型单井生产动态曲线对比如图5所示。虽然模型以考虑纵向非均质为主,但在岩心压制过程中,由于砂体和胶结物的不均匀分布,造成各注采井间渗透率的略微差异,即形成了平面非均质性。这种微弱的平面非均质性会导致各采油井生



实心符号为凝胶+泡沫整体调堵;空心符号为泡沫驱。

图5 泡沫驱和“凝胶+泡沫”整体调堵的单井产液速率随注入体积变化

产动态有所差别,且能更真实地反映矿场五点法注采单元的生产动态特征。注水驱油阶段,P1—P4井初始产液速率范围为0.08~0.13 mL/min。随着注入水对模型内部冲刷的增强,平面非均质性对开采的影响凸显,P1、P4井分流增加,产液速率增至0.14~0.2 mL/min,P2、P3井产液速率降至0.06~0.08 mL/min。泡沫驱后,P1和P4井的产液速率分别下降61.1%和56.3%,P2和P3井的产液速率分别增加33.3%和60.0%,说明泡沫从注水井端一定程度选择性封堵了平面优势通道,扩大了相对低渗区的波及范围。而整体调堵后,P1、P4井的产液速率分别下降65.1%和62.5%,P2、P3井的产液速率分别增加133.3%和129.7%,说明凝胶和泡沫分别从注水井端和油井端协同封堵了平面优势渗流区,其调整效果明显优于泡沫驱。后续水驱阶段,泡沫对优势通道的封堵效能逐渐减弱,泡沫驱后再后续水驱导致注入水沿高渗透层优势通道窜流,而整体调堵后凝胶依然有效封堵高渗透层,后续注入水冲刷导致低渗透层优势通道发育,产液速率逐渐上升。

综合上述研究结果,当油藏开采进入高含水阶段,整体调堵措施可综合凝胶对油井附近窜流通道的封堵作用和泡沫对注水井的纵向调剖效能,协同调整储层非均质性,扩大后续水驱波及范围,改善五点法井网控水增油效果。

3 结论

针对高浅北区块,通过实验优选的改性淀粉凝胶体系具有良好的封堵性能,泡沫体系具有较强的剖面改善能力和良好的驱油能力。

五点法注采单元整体调堵实验结果表明,“凝胶+泡沫”的整体调堵可提高井组采收率22.04%,提高单井采收率5.51%左右,井组采收率比泡沫驱多提高4.15个百分点,单井采收率比泡沫驱多提高1.04%。

整体调堵依靠凝胶封堵水井附近高渗透层等窜流通道,利用泡沫调整注入剖面,二者协同作用可有效扩大后续水驱的波及面积和波及体积,显著改善五点法注采井网的开发效果。

参考文献:

- [1] 姜汉桥, 陈月明. 区块整体堵水增产模型的建立和应用[J]. 石油钻采工艺, 1992(2):67-72.
- [2] 姜汉桥, 陈月明. 区块整体调剖堵水方案最优化设计及应用[J]. 石油学报, 1998(2):3-5.
- [3] 王玉功, 唐冬珠, 武龙. 姬塬油田油水井双向调堵技术研究与应用[J]. 石油化工应用, 2020, 39(2):32-36.
- [4] 龙华, 杜学盛, 周红伟. 大剂量整体调剖堵水配套工艺技术[J]. 钻采工艺, 2007(4): 81-83.
- [5] 李道亮, 付丽丽, 马建国, 等. 区块整体调剖技术在濮城油田沙三段油藏的研究与应用[J]. 特种油气藏, 2004(5):77-80.
- [6] 杨保华, 张寿根, 申立梅. 区块整体调驱工艺技术在明一东块的应用[J]. 内江科技, 2014, 35(2):57.
- [7] 林勇. 调堵技术在新站油田应用可行性分析[J]. 中国石油和化工, 2016(SI): 222-223.
- [8] 王婷. 调剖堵水一体化技术研究[D]. 大庆:东北石油大学, 2017.
- [9] 宫壮壮, 吴强, 陈胜桑. 西峰油田堵水调剖效果浅析评价[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013, 33(16): 204.
- [10] 王斌. 整体调堵技术改善裂缝油藏注水开发效果[J]. 新疆化工, 2010(3): 32-36.
- [11] 梁海波. 稠油区块新型调剖堵水技术的研究与试验[J]. 化工管理, 2017(5): 174.
- [12] 贾磊. 低渗-特低渗裂缝性油藏堵水调剖技术[J]. 石化技术, 2019, 26(9): 7.
- [13] 王嘉晨, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 非均质岩心调堵结合技术室内实验[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(6):99-101.
- [14] 杨鹏, 周珺, 谢春辉. 弱凝胶体系调剖堵水实验研究及应用[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(32):197-200.
- [15] 杜金. 调剖堵水技术在高含水油井中的与应用[J]. 化学工程与装备, 2020(5):116.
- [16] 杨概. 油气井堵水调剖实验探究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(21): 84-85.
- [17] 余爱平. 注水井调剖堵水室内实验研究[J]. 内蒙古石油化工, 2015, 41(13):121-122.

Laboratory Experiment of Integral Profile Control and Water Shutoff for Enhanced Oil Recovery in Heavy Oil Reservoirs of Jidong Gaoqianbei Block

LI Jiaxin¹, HOU Jirui¹, HAO Hongda¹, WANG Cheng¹, CHEN Renbao², LIU Huaizhu², CAO Yaming², YAN Yang³

(1. Unconventional Oil and Gas Science and Technology Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, P R of China; 2. Drilling Technology Research Institute, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan, Hebei 063000, P R of China; 3. Fracturing and Acidizing Technical Service Center of Petroleum Engineering Research Institute, Dagang Oilfield, Tianjin 300280, P R of China)

Abstract: The overall profile control and water shutoff construction measures based on the injection-production unit can further improve the water control and oil increase effect of multiple rounds of heavy oil reservoirs in the Gaoqianbei block. In order to deeply study the relevant mechanism of overall profile control and water shutoff to improve the effect of water injection development, the indoor dynamic and static experimental evaluation was carried out to optimize the foam and gel formulation system, and the performance of control flooding and plugging was evaluated. A three-dimensional physical model of the five-point injection-production well pattern was established indoors, and a comparative experiment of foam flooding and "foam + gel" overall profile control and water shutoff to improve oil recovery was carried out to evaluate the water control and oil enhancement effects of different measures. The experimental results showed that the overall profile control and water shutoff increased oil recovery rate by 22.04%, which was 4.15% higher than that of pure foam flooding. "Foam + gel" could effectively suppress the channeling of high-permeability layers, and adjust the water absorption and liquid production profile of the well. The plane and longitudinal extent of subsequent water flooding was expanded, the heterogeneity of the reservoir had been effectively improved. The overall development effect of the injection-production well pattern had been significantly improved after the overall profile control and water shutoff construction.

Keywords: overall profile control and water shutoff; foam; gel; injection-production well pattern; reservoir heterogeneity