

文章编号:1009-9603(2020)03-0100-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.03.013

深部调驱用凝胶颗粒与孔喉适应性评价

王飞

(中国石化中原油田分公司,河南濮阳 457001)

摘要:为进一步提高凝胶颗粒深部调驱效果,针对长期水驱开发油藏非均质性强、剩余油分布多的特点,开展深部调驱用凝胶颗粒与孔喉的适应性评价。通过核磁共振实验定量确定长期水驱开发过程中的孔喉半径演化过程。基于定量微孔滤膜实验,建立匹配因子(δ)与运移-封堵之间的关系。采用物理模拟动态实验,验证凝胶颗粒的深部运移、剖面改善和提高采收率性能。研究表明:凝胶颗粒粒径与孔喉的匹配关系对深部调驱的作用深度影响较大。当 $1.0 < \delta \leq 3.0$ 时,凝胶颗粒最有利于实现深部调驱。凝胶颗粒以滞留、架桥等形式对高渗透层产生有效封堵,对非均质岩心的剖面改善率可达97.2%。三层非均质岩心对比实验结果表明,在最佳匹配因子条件下,凝胶颗粒具有良好的深部运移和封堵性能,提高采收率可达29.3%。

关键词:凝胶颗粒;匹配因子;深部调驱;分流量;提高采收率

中图分类号:TE357.46⁺2

文献标识码:A

Adaptability evaluation of gel particles and pore throat for deep profile control

WANG Fei

(Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang City, Henan Province, 457001, China)

Abstract: In order to further improve the performance of deep profile control using gel particles, the adaptability evaluation of gel particles for deep profile controlling is carried out according to the reservoir characteristics of strong heterogeneity and rich residual oil after long-term water flooding. The evolution process of the pore throat radius during the long-term water injection is quantitatively determined by NMR experiment, and the relationship between the matching factor (δ) and migration-plugging is established based on the quantitative microporous membrane filtration experiment. The deep migration, profile improvement and capability of enhanced oil recovery (EOR) by gel particles are verified by the dynamic physical experiments. The results show that the matching relationship between the gel particle radius and pore throat plays an important role in the depth of deep profile controlling. When δ is between 1.0 and 3.0, the gel particles are the most effective for deep profile controlling. The gel particles can effectively plug the high-permeability layers in the form of retention, adsorption and bridging, and the profile improvement rate of the heterogeneous core can reach 97.2%. The comparison experiment of three-layer heterogeneous core shows that under the best matching relation, the gel particles have good ability of deep migration and plugging, and the recovery factor can be improved up to 29.3%.

Key words: gel particles; matching factor; deep profile control; fractional flow; EOR

地层非均质导致原油难以采出,而长期水驱导致地层的非均质性更加严重^[1-2],在非均质油藏未波及区域仍有65%~77%的剩余油。因此,扩大波及系数是提高非均质油藏采收率的关键技术途径。扩大水驱波及系数主要通过多种调剖措施的配合

使用,在这些措施中聚合物驱、冻胶驱、凝胶驱和泡沫驱被广泛应用^[3-4];其中冻胶驱因其成本低、成胶时间和强度可控等优势应用较多,但由于地下交联过程受油藏物性和化学条件影响很大,比如油藏温度、地层水矿化度、剪切作用和pH值,这些敏感因

收稿日期:2020-03-02。

作者简介:王飞(1967—),男,山东聊城人,高级工程师,从事油田增产稳产方面的研究。E-mail:272740767@qq.com。

基金项目:中国石化重大科技攻关项目“中深层油田高含水期水驱效益开发技术”(P16070)。

素会加快冻胶的脱水效果,甚至措施失效。

为了克服冻胶地下交联失效的问题,地面预交联体系凝胶颗粒具有尺寸范围广、强度可调、低成本和易制备等优点而被广泛应用,取得较好的增油效果^[5-7],但是其进入油藏深部的能力有限,导致施工有效期短。目前针对凝胶颗粒与地层孔喉适应性的研究较少,在油田现场实践中缺少对凝胶颗粒与孔喉精确匹配规律及深部运移机制的认识,导致大尺度凝胶颗粒注入压力过高、注入距离短,小尺度凝胶颗粒无法封堵高渗透条带,从而降低了深部调驱措施的成功率。近年来,通过建立多孔模型和经验模型,预测颗粒通过孔喉的阻力系数及稳态注入压力等参数随颗粒强度、剪切速率的变化规律^[8-12],但对于凝胶颗粒与孔喉适应性及深部运移机制方面的研究还存在一定的不足,特别是在深部调驱性能和提高采收率能力方面,尚未有系统的研究。为此,笔者对孔喉半径进行定量研究,分析深部调驱用凝胶颗粒与孔喉的匹配关系、深部运移封堵机制及提高采收率性能,以期对凝胶颗粒在油田的应用提供一定的科学依据和技术支持。

1 实验器材及方法

1.1 实验器材

实验材料 实验用凝胶颗粒的粒度中值为2.1~40 μm,弹性模量为3 600~4 000 Pa,密度为0.95~1.05 g/cm³。实验用水为油井产出水,总矿化度为24×10⁴ mg/L;其中Ca²⁺+Mg²⁺,SO₄²⁻,HCO₃⁻,Cl⁻质量浓度分别为5 000.5, 652.6, 5 950.19, 124 668.51 mg/L,其他为Na⁺和K⁺;为消除氢的干扰,在水中加入质量浓度为15 000 mg/L的MnCl₂水溶液。地层模拟原油的黏度为1.25 mPa·s。

实验仪器 实验仪器包括高温高压在线核磁共振仪(MacroMR700,纽迈科技有限公司)、恒温箱(北京卫星仪器厂)、无磁岩心夹持器(尤尼柯上海仪器有限公司)、ISCO恒速恒压泵(江苏南通华兴石油仪器)、压力表及量筒等。

1.2 实验方法

1.2.1 孔喉半径测定

通过饱和原油后进行不同水驱体积实验,采用高温高压在线核磁共振仪测定不同水驱阶段的孔喉半径,以分析其演化规律。核磁共振磁场强度为(530±20)mT,分为X,Y和Z共3个方向,梯度值为0.025 T/m,承重为700 kg。射频场射频脉冲频率为1~30 MHz,射频频率控制精度为0.01 Hz。实验步

骤为:①饱和岩心,抽真空,饱和地层水,水驱替岩心达到3 PV以上。②以速度为0.1 mL/min驱替岩心,驱替100 PV,绘制不同注入量条件下的核磁共振T₂谱。

1.2.2 凝胶颗粒通过性能测定

利用激光粒度分析仪,在恒压为200 kPa条件下测定过滤前后凝胶颗粒的粒径分布,明确粒径与孔喉的匹配关系。实验步骤为:①选用过滤水润湿的孔径为2.0 μm的微孔滤膜,并在多孔介质中平铺放置。②将凝胶颗粒缓慢加入容器,并在实验设定压力下,过滤凝胶颗粒溶液。③分别取10 mL过滤前后的凝胶颗粒溶液测定粒径。

1.2.3 凝胶颗粒在孔喉中的深部运移-封堵性能测定

通过多孔测压装置测定凝胶颗粒在不同进入深度的压力,反映深部运移和封堵性能。实验步骤为:①选用Φ2.5 cm×100 cm的长岩心,饱和水,测量渗透率。②将长岩心的5个测压点与传感器连接。③以速度为1.0 mL/min注入水1 PV,再注入1 PV质量分数为0.5%的凝胶颗粒溶液。④后续以速度为1.0 mL/min注入水4 PV。实验过程中记录每个时刻的产液量和各点压力。

1.2.4 双管非均质岩心剖面改善性能表征

通过高、低渗透双管岩心的产液量变化,表征凝胶颗粒对非均质层间的剖面改善率。实验步骤为:①选用Φ2.5 cm×30 cm的岩心,饱和水,测量渗透率。②将岩心组并联。③保持水驱至岩心的产液量稳定。④注入0.5 PV质量分数为0.5%的凝胶颗粒溶液。⑤后续水驱至岩心的产液量稳定。实验过程中的注入速度均为1.0 mL/min,分别记录每个时刻的单管岩心产液量,并计算分流量和剖面改善率^[13]。

1.2.5 三层非均质岩心提高采收率计算

通过采用物性相近的三层非均质岩心,注入不同粒径的凝胶颗粒以测定粒径与提高采收程度的关系。选用3个尺寸为4.5 cm×4.5 cm×30 cm的岩心模型,分别记为1#,2#和3#岩心;每块岩心的3层渗透率分别为200,500和1 500 mD;岩心的孔隙度为20%~24%,具有反韵律沉积。实验步骤为:①抽真空、饱和模拟水,计算孔隙体积。②饱和原油,老化48 h。③以速度为1.0 mL/min水驱,至产出液含水率达到95%,计算采出程度。④以速度为1.0 mL/min注入0.3 PV的凝胶颗粒溶液。⑤以速度为1.0 mL/min水驱,至产出液含水率达到95%,计算采出程度。

2 实验结果与分析

2.1 凝胶颗粒粒径与孔喉半径的匹配关系

2.1.1 孔喉半径定量分析

根据岩心压汞曲线,将核磁共振 T_2 谱换算为孔喉半径(图1),可看出注入量增至7 PV时孔喉半径分布范围变宽,由开始的0.01~10 μm 增至0.01~19.22 μm ;当注入量增至60 PV,孔喉半径分布范围增至0.01~51.05 μm ,此时孔喉半径为19.22~51.05 μm 的孔喉占比明显增大;当注入量增至70 PV,孔喉半径呈明显减小的趋势。这是因为随着注入量的增加,孔喉壁面的黏土矿物、胶结物在注入水冲刷下脱落,导致孔喉增大,大孔喉占比增加。同时,岩心中的黏土矿物组分遇水发生膨胀,后续水驱也会导致黏土矿物和碎屑堵塞大孔喉。基于目标水井的注水量,孔喉半径在19.22 μm 以内,核磁共振 T_2 截止值为0.75 μm ,因此目前水驱动用孔喉半径为0.75~19.22 μm 。

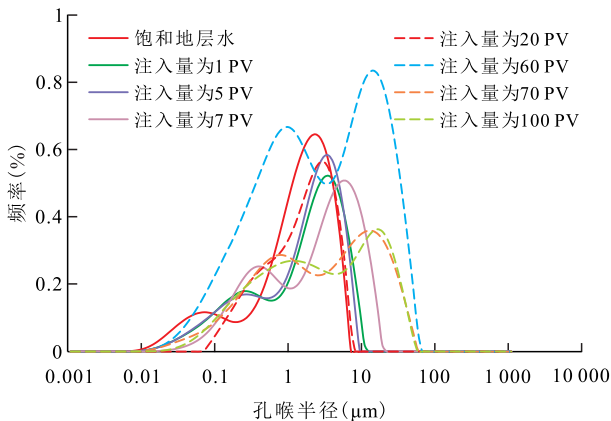


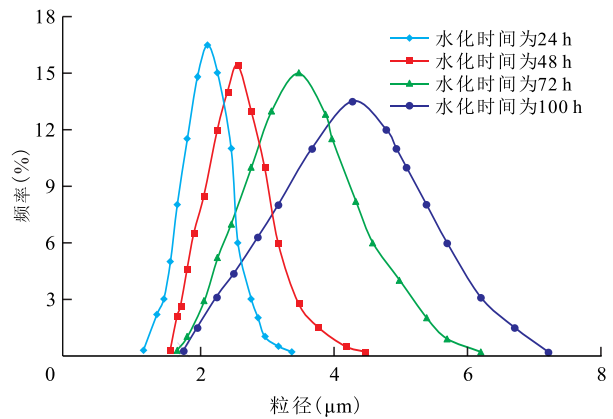
图1 不同注入量条件下的孔喉半径演化特征

Fig.1 Distribution of pore-throat radius at different injection rates

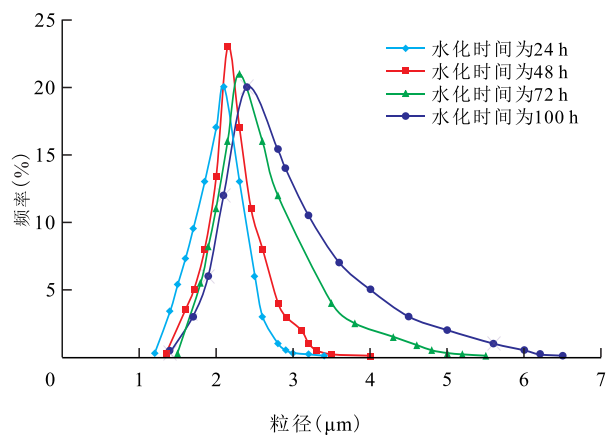
2.1.2 凝胶颗粒通过性能评价

为更准确地测定凝胶颗粒在孔喉中的通过性能,采用已知的微孔滤膜尺寸作为孔喉半径,测定凝胶颗粒通过微孔滤膜前后粒径和含量的变化,从而定量得到粒径与孔喉之间的匹配关系以及颗粒的运移方式(图2)。

由实验结果可知:通过微孔滤膜之前,凝胶颗粒随水化时间的增加发生膨胀变大,导致其粒径分布曲线发生右移且粒径范围逐渐扩大,颗粒充满度逐步提高。通过微孔滤膜之后,粒径的分布范围更为集中,表现出小粒径通过性好,大粒径随着水化时间的增加逐步通过;其中,凝胶颗粒的粒径在水化时间为24和48 h时集中分布于约2.1 μm 处;72



a—凝胶颗粒通过微孔滤膜前



b—凝胶颗粒通过微孔滤膜后

图2 不同水化时间条件下凝胶颗粒通过微孔滤膜前后的粒径分布

Fig.2 Distribution of gel particle radius in different hydration period before and after filtration

和100 h时粒径增大至约2.3 μm 处,说明凝胶颗粒的膨胀能力随着水化时间的增加而增强。

定义匹配因子(δ)为凝胶颗粒粒径与微孔滤膜孔喉半径之比。按 δ 的不同分布区间统计凝胶颗粒通过微孔滤膜前后不同水化时间条件下的分布频率(表1),可以看出当 $\delta \leq 1.0$ 时,无论水化多长时间,凝胶颗粒通过微孔滤膜能力均提高。当 $1.0 < \delta \leq 1.5$ 时,水化时间对凝胶颗粒的通过性能影响较大;当水化时间小于48 h,凝胶颗粒未充分水化,通过微孔滤膜的能力较差;水化时间超过72 h后,凝胶颗粒变形能力逐渐增强,通过性能增强。当 $1.5 < \delta \leq 3.0$ 时,水化时间对凝胶颗粒微孔滤膜的通过性能影响较小,颗粒通过性能降低;当 $\delta > 3.0$ 时,凝胶颗粒难以通过微孔滤膜。

分析凝胶颗粒通过微孔滤膜性能实验结果,可以得出凝胶颗粒与孔喉半径匹配关系的如下认识:①凝胶颗粒水化后的弹性变形是其通过孔喉的关键机理,其中凝胶颗粒粒径对通过性能的影响较大,水化时间对 $1 < \delta \leq 1.5$ 的凝胶颗粒通过性能影响

表1 不同水化时间条件下凝胶颗粒通过微孔滤膜前后的分布频率

Table1 Distribution of δ in different hydration period before and after filtration

δ 分布区间	状态	不同水化时间凝胶颗粒的分布频率(%)			
		24 h	48 h	72 h	100 h
$\delta \leq 1.0$	通过前	44.8	16.1	1.3	1.8
	通过后	55.9	30.2	25	9.3
$1.0 < \delta \leq 1.5$	通过前	54.5	72.9	25.1	13.9
	通过后	43.8	66	65	61.4
$1.5 < \delta \leq 3.0$	通过前	0.7	11	73.4	79.5
	通过后	0.3	3.8	10	29
$\delta > 3.0$	通过前	0	0	0.2	4.8
	通过后	0	0	0	0.3

较大。②当 $\delta > 3.0$ 时,凝胶颗粒的变形能力不足以克服阻力通过孔喉而发生直接封堵,适合于近井地带调剖。③当 $1.0 < \delta \leq 1.5$ 时,凝胶颗粒水化后变性能力增强,可调整该区间内凝胶颗粒比例以实现深部调驱;当 $1.5 < \delta \leq 3.0$ 时,凝胶颗粒可增强深部调驱的封堵性,可用于控制调驱的深度。

2.2 凝胶颗粒在孔喉中的深部运移-封堵性能评价

在最佳匹配因子条件下,选择适合的凝胶颗粒,通过多点测压装置测定凝胶颗粒的深部运移-封堵性能。实验注入的凝胶颗粒进入孔喉,由于发生吸水膨胀和架桥等封堵作用,导致沿程测压点的注入压力上升。由图3可知,选择与孔喉匹配的凝胶颗粒(粒度中值为 $36.8 \mu\text{m}$),在各测压点均有凝胶颗粒封堵引起注入压力升高但升压规律不同,表明凝胶颗粒的深部运移性能较好,既可以通过孔喉运移至深部,又能实现不同区域的差异化封堵。后续水驱后,注入压力仍可持续升高,封堵持续有效;随着封堵压力的升高,凝胶颗粒部分产生形变

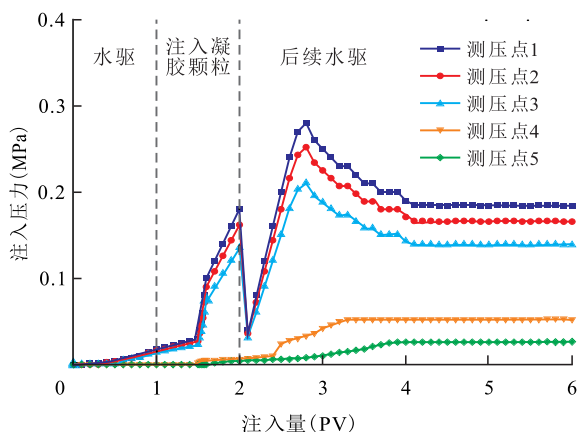


图3 不同测压点注入压力随注入量的变化

Fig.3 Effect of injected pore volume on injection pressure at different pressure measuring points

突破或剪切,注入压力逐渐降低并保持在一个较高的稳定值,凝胶颗粒在不同测压点均可实现较好的调控效果。

2.3 双管非均质岩心剖面改善性能评价

通过高、低渗透岩心并联,注入凝胶颗粒,如果进入高渗透岩心,因封堵作用会迫使后续水驱发生液流转向。实验测定某时刻不同岩心产液量的变化以反映剖面改善性能。由图4可见,凝胶颗粒未注入岩心前,高渗透岩心分流量为93.5%,水驱压力较低。在最佳匹配因子条件下,制备并选取与孔喉相匹配的凝胶颗粒(粒度中值为 $28.2 \mu\text{m}$);在注入凝胶颗粒过程中,出现低渗透岩心分流量超过高渗透岩心分流量的情况;高渗透岩心的分流量快速降低至23%,低渗透岩心的分流量上升至77%,且注入压力从0.02 MPa升至0.27 MPa。在后续水驱过程中,这种分流量改善效果持续有效,表明在最佳匹配因子条件下注入的凝胶颗粒可进入高渗透岩心并产生有效封堵,从而使后续水流转向低渗透岩心,达到较好的剖面改善效果,剖面改善率可达97.2%。

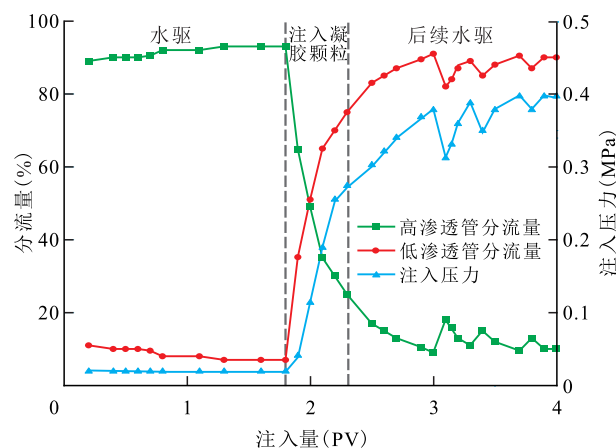


图4 非均质岩心分流量和注入压力随注入量的变化关系

Fig.4 Effect of injected pore volume on fractional flow and injection pressure of heterogeneous core

2.4 三层非均质岩心提高采收率评价

选取3块同时加压制备且物性相近的三层反韵律非均质岩心,采用合注合采的方式,模拟水驱后开展凝胶颗粒调驱和后续水驱提高采收率实验。其中1#,2#和3#岩心分别注入 δ 值为0.7,2.2和3.8的凝胶颗粒。3组非均质岩心在各开发阶段的注入压力、含水率、采收率对比实验结果如图5和表2所示。

在水驱过程中,注入水多进入高渗透层,大部分原油被采出,但注入水无法波及中、低渗透层,与老油田的水驱采收率一致,约为40%。大量的原油

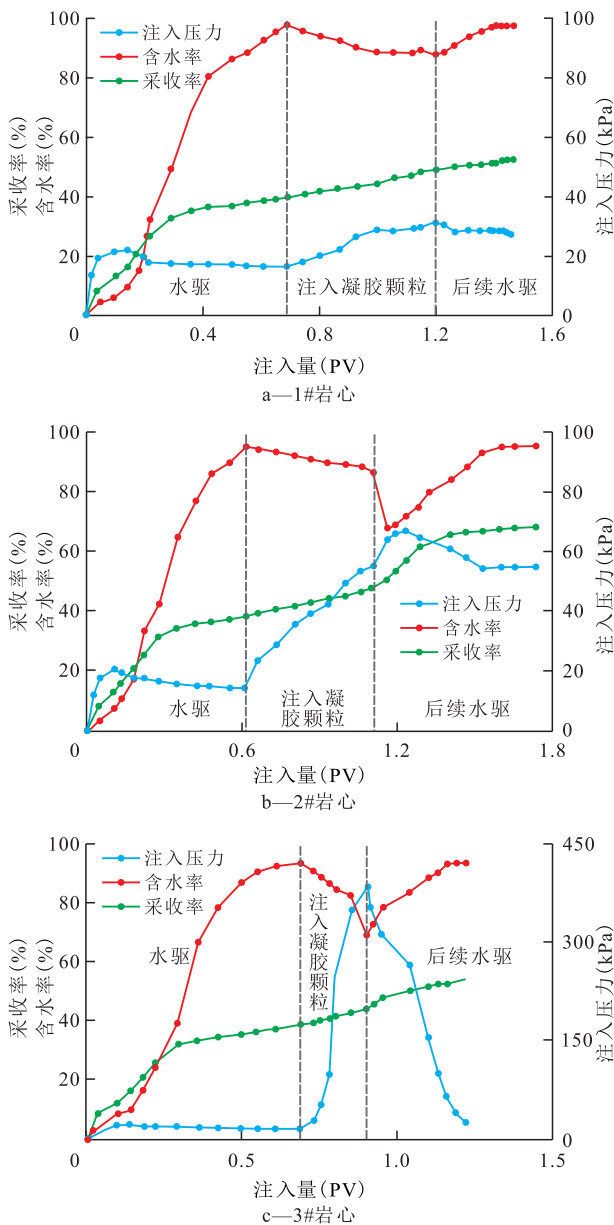


图5 3组非均质岩心的含水率、注入压力和采收率随注入量的变化

Fig.5 Effect of injected pore volume on water-cut, injection pressure and EOR of three heterogeneous cores

表2 不同匹配因子条件下非均质岩心的驱油效果
Table2 Oil displacement results of heterogeneous cores with different matching factors

岩心	δ	采出程度 (%)			最终采收率
		水驱至含水率为95%	凝胶颗粒驱	后续水驱至含水率为95%	
1#	0.7	38.8	8.2	4.6	51.6
2#	2.2	39.1	9.2	20.1	68.4
3#	3.8	38.9	4.5	11.5	54.9

残留于中、低渗透层,因此需进行深部调驱增油。

在注入凝胶颗粒驱油过程中,压力随着凝胶颗粒的注入而升高,含水率下降,高渗透层的剩余油

被凝胶颗粒驱替出一部分。从图5和表2中可知:当 δ 值为0.7和2.2时,凝胶颗粒的粒径较小,可以在高渗透层与孔喉发生桥接作用,形成封堵;但当 δ 值为3.8时,3#岩心的压力迅速升高,这是因为凝胶颗粒的粒径偏大,难以进入高渗透层深部,导致采出程度较低。

在后续水驱过程中,3个非均质岩心的增油效果存在显著差异。当 δ 值为0.7时,由于凝胶颗粒过小,不能在孔喉中形成稳定的架桥和聚集,已经架桥的聚集体被后续注入水冲刷,几乎没有液流转向作用,中、低渗透层的剩余油采出程度较低,压力也没有明显的上升,说明凝胶颗粒不能对高渗透层形成长期有效的封堵,采出程度为4.6%。当 δ 值为3.8时,进行后续水驱,开始含水率发生明显下降,但随后急剧上升,实验结果表明注入大尺寸凝胶颗粒有效封堵高渗透层,启动前段的中、低渗透层;但由于封堵距离有限,随后注入水从中低渗透层重新绕流至高渗透层导致水淹,含水率急剧上升,注入压力快速下降,采出程度为11.5%。当 δ 值为2.2时,后续水驱过程中含水率明显下降然后缓慢上升,压力也缓慢下降,说明凝胶颗粒对高渗透层起到了深部封堵作用,后续注入水大量进入中低渗透层,具有液流转向的作用,大量剩余油被驱替,后续水驱采出程度为20.1%,提高采收率达29.3%。综上所述,凝胶颗粒粒径与孔喉的匹配关系对深部调驱的作用深度影响较大,且凝胶颗粒具有液流转向和提高采收率的作用。

3 结论

通过建立驱替实验流程和核磁共振测试流程,定量确定调驱措施井目前水驱程度下孔喉半径及分布。凝胶颗粒粒径与孔喉的匹配关系对深部调驱的作用深度影响较大。当 $\delta > 3.0$ 时,多发生直接封堵,适合近井地带调剖; $1.0 < \delta \leq 3.0$ 时,多发生弹性变形,适合深部调驱。在注入压力作用下,凝胶颗粒以滞留、吸附、架桥等形式对高渗透部位形成有效的封堵,对非均质岩心的剖面改善率可达97.2%。凝胶颗粒具有良好的深部运移和封堵性能,能够更好地改善非均质性,达到提高采收率的目的,非均质模拟驱油实验结果表明凝胶颗粒可提高采收率29.3%。

参考文献

[1] 陶光辉,李洪生,刘斌.特高含水期驱替倍数量化表征及调整

- 对策[J].油气地质与采收率,2019,26(3):129-134.
TAO Guanghui, LI Hongsheng, LIU Bin. Quantitative characterization of displacement multiple and adjustment countermeasures in ultra-high water cut stage [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(3): 129-134.
- [2] 柏明星, 张志超, 梁健巍. 中高渗透砂岩油田优势流场识别与调整[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 100-105.
BAI Mingxing, ZHANG Zhichao, LIANG Jianwei. Identification and adjustment of streamline field in middle-high permeability sandstone oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 100-105.
- [3] 由庆, 于海洋, 王业飞, 等. 国内油田深部调剖技术的研究进展[J]. 断块油气田, 2009, 16(4): 68-71.
YOU Qing, YU Haiyang, WANG Yefei, et al. Technologies of in-depth profile control in China [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2009, 16(4): 68-71.
- [4] 胡渤. 不同渗透率和孔喉条件下泡沫流体的特性及调驱机理[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 70-75.
HU Bo. Property of foam fluid and its mechanism of profile control and displacement in the reservoirs with different permeabilities and pore-throats [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(4): 70-75.
- [5] 张云宝, 卢祥国, 王婷婷, 等. 渤海油藏优势通道多级封堵与调驱技术[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(3): 82-88.
ZHANG Yunbao, LU Xiangguo, WANG Tingting, et al. Study on technology of multi-stage plugging and profile control for advantage channels in Bohai Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(3): 82-88.
- [6] 那日苏, 卢祥国, 田中原, 等. 高盐油藏大尺度优势通道封堵剂组成优化及性能评价——以吐哈雁木西油田为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4): 45-50.
NA Risu, LU Xiangguo, TIAN Zhongyuan, et al. Composition optimization and performance evaluation of the plugging agent for large-size dominant channels in high-salinity reservoirs: taking Tuha Yanmuxi Oilfield as an example [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(4): 45-50.
- [7] 白宝君, 周佳, 印鸣飞. 聚丙烯酰胺类聚合物凝胶改善水驱波及技术现状及展望[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 481-487.
BAI Baojun, ZHOU Jia, YIN Mingfei. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(4): 481-487.
- [8] 姚传进, 雷光伦, 高雪梅, 等. 孔喉尺度弹性微球调驱体系的流变性质[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(1): 55-58.
YAO Chuanjin, LEI Guanglun, GAO Xuemei, et al. Rheological properties of pore-scale elastic microspheres profile control and flooding system [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(1): 55-58.
- [9] 蒲万芬, 赵帅, 王亮亮, 等. 聚合物微球粒径与喉道匹配性研究[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(4): 100-105.
PU Wanfen, ZHAO Shuai, WANG Liangliang, et al. Investigation into the matching between the size of polymer microspheres and pore throats [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(4): 100-105.
- [10] 王婷婷, 卢祥国, 陈阳, 等. 渤海油田大尺寸优势通道封堵剂性能评价[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(6): 103-107.
WANG Tingting, LU Xiangguo, CHEN Yang, et al. Performance evaluation of plugging agent for large-size preferential channels in Bohai Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(6): 103-107.
- [11] 吴天江, 郑明科, 周志平, 等. 低渗透油藏纳米微球调驱剂封堵剂性能评价新方法[J]. 断块油气田, 2018, 25(4): 498-501.
WU Tianjiang, ZHENG Mingke, ZHOU Zhiping, et al. New method for plugging performance evaluation of polymeric nanospheres in low permeability reservoir [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(4): 498-501.
- [12] 杨中建, 贾锁刚, 张立会, 等. 异常高温、高盐油藏深部调驱波及控制技术[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 91-98.
YANG Zhongjian, JIA Suogang, ZHANG Lihui, et al. Deep profile adjustment and oil displacement sweep control technique for abnormally high temperature and high salinity reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(1): 91-98.
- [13] 李兆敏, 孙茂盛, 林日亿, 等. 泡沫封堵及选择性分流实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 115-118.
LI Zhaomin, SUN Maosheng, LIN Riyi, et al. Laboratory study on foam plugging and selective divided-flow [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(4): 115-118.

编辑 邹澂滢