



大庆油田萨北区块中渗透砂岩油藏凝胶调剖剂运移吸附试验研究

葛罗

Experimental Study on the Migration and Adsorption of Gel Profile Control Agent in Medium-Permeability Sandstone in the Sabei Block of Daqing Oilfield

GE Luo

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023063>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

页岩气井吸附气产出贡献率确定方法

A Method for Determining the Contribution of Adsorption Gas to the Production of Shale Gas Wells

石油钻探技术. 2018, 46(3): 86–92 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018097>

页岩表面甲烷气吸附机理及影响因素研究

The Mechanism and Influencing Factors of Methane Adsorption on Shale Surfaces

石油钻探技术. 2017, 45(2): 101–106 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201702017>

苏北盆地ZC油田废弃钻井液再利用调剖工艺

Profile Control for Wasted Drilling Fluid Recycling in ZC Oilfield of the Subei Basin

石油钻探技术. 2018, 46(4): 109–114 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018079>

大庆致密油藏水平井高性能水基钻井液优化与应用

Optimization and Application of High Performance Water-Based Drilling Fluid for Horizontal Wells in Daqing Tight Oil Reservoir

石油钻探技术. 2018, 46(5): 35–39 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018090>

海上油田剖面调整用分散共聚物颗粒体系的研制

Development of Dispersed Copolymer Particle System for Profile Control in Offshore Oilfield

石油钻探技术. 2020, 48(2): 118–122 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020019>

中孔中渗砂岩储层Biot系数测试方法对比研究

Comparison and Study over the Biot Coefficients Test Methods in Medium Porosity and Medium Permeability Sandstone Reservoirs

石油钻探技术. 2018, 46(2): 109–114 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018054>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2023063

引用格式: 葛罗. 大庆油田萨北区块中渗透砂岩油藏凝胶调剖剂运移吸附试验研究 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(3): 119-125.

GE Luo. Experimental study on the migration and adsorption of gel profile control agent in medium-permeability sandstone in the Sabei block of Daqing Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(3): 119-125.

大庆油田萨北区块中渗透砂岩油藏凝胶调剖剂 运移吸附试验研究

葛 罗

(中国石油大庆油田有限责任公司第六采油厂, 黑龙江大庆 163114)

摘 要: 大庆油田萨北区块中渗透砂岩油藏经过长期三元复合驱, 出现了三元复合体系窜流, 导致采收率下降, 需要通过凝胶型调剖剂来改善三元复合驱的驱替效果。为了确定三元复合驱条件下凝胶型调剖剂对开发效果的影响, 明确其对最终采收率的贡献, 开展了凝胶型调剖剂在地层运移中的动态吸附滞留特性研究。利用长度为 250 cm 的填砂管模型 (7 个取样点), 测试了未成胶聚合物凝胶调剖剂注入过程中各取样点采出液的聚合物质量浓度、体系黏度, 以及驱替液与石英砂的微观形貌, 研究了调剖剂在运移过程中在岩石上的吸附量和吸附速率、剪切黏度的变化规律及其在驱替液和石英砂表面吸附的微观形貌变化规律。研究表明, 调剖剂注入过程中, 聚合物累计吸附量随注入量增加呈指数增加, 而吸附速率随注入量增加呈线性递减。此外, 调剖剂黏度动态下降是由黏度剪切和吸附滞留造成的。该研究明确了凝胶型调剖剂在动态运移过程中的吸附滞留变化规律, 对于优选体系、合理调配施工工艺及施工方案, 以及采油现场调剖作业具有指导意义。

关键词: 凝胶型调剖剂; 动态吸附; 吸附量; 吸附速率; 动态黏度; 萨北区块; 大庆油田

中图分类号: TE357.46

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)03-0119-07

Experimental Study on the Migration and Adsorption of Gel Profile Control Agent in Medium-Permeability Sandstone in the Sabei Block of Daqing Oilfield

GE Luo

(No.6 Oil Production Plant, PetroChina Daqing Oilfield Company, Daqing, Heilongjiang, 163114, China)

Abstract: After a long period of alkali-surfactant-polymer (ASP) flooding, an ASP system channeling was observed in the medium-permeability sandstone reservoir in the Sabei block of Daqing Oilfield, resulting in a decreased recovery. Therefore, it is necessary to improve the effect of ASP flooding with gel profile control agent. In order to further determine the influence of gel profile control agent on the field development effect under ASP flooding and identify its contribution to ultimate recovery, the dynamics of adsorption and residence of the gel profile control agent during its migration in formation were studied. In this study, the concentration of produced liquid components, the viscosity of the system, and the micromorphology of the displacing fluid and quartz sand were tested at each sampling point during the injection of ungelled polymer gel with a sand-filled pipe model (seven sampling points) with a length of 250 cm. The changes in the adsorption volume, adsorption rate, and shear viscosity of the profile control agent on the rock during the migration and those of the micromorphology on the surface of the displacing fluid and quartz sand during adsorption were studied. The results show that during the injection of profile control agents, the cumulative adsorption volume of polymer increases exponentially with the increase of the injection volume, while the dynamic adsorption rate decreases linearly with the increase of the injection volume. In addition, the decrease of dynamic viscosity of profile control agents is caused by viscosity shear and adsorption and residence. This study clarifies the dynamics of adsorption and residence of gel profile control agent in the process of dynamic migration, which is instructive to optimize the system and reasonable selection of implementation technologies, implementation plan, and

收稿日期: 2022-06-15; 改回日期: 2023-05-21。

作者简介: 葛罗 (1982—), 女, 黑龙江肇东人, 2006 年毕业于哈尔滨工业大学金融学专业, 2010 年获长春工业大学社会保障专业硕士学位, 工程师, 主要从事油气藏开发工程方面的研究工作。E-mail: geluo19822021@163.com。

基金项目: 黑龙江省自然科学基金联合引导项目“超临界 CO₂ 作用下高泥质含量页岩油储层润湿性演化及渗吸机理” (编号: LH2021E014) 资助。

profile control on field site.

Key words: gel profile control agent; dynamic adsorption; adsorption volume; adsorption rate; dynamic viscosity; Sabei Block; Daqing Oilfield

大庆油田萨北区块位于萨尔图构造北部,面积约 118.8 km²,地面海拔 150 m 左右,储层埋藏深度 870~1 200 m,有效渗透率 281~380 mD,属于中渗透砂岩油藏。自 2013 年起,萨尔图二类油层开始三元复合驱开采,采用横向部署间注间采的方式,形成 125 m 的五点法面积井网的开发方式。经过多年开发,主力油层含水率高达 80% 以上,主力油层厚度大、非均质性严重,注入地层的驱油流体沿油层长期水驱形成的高渗透通道突进,造成驱油流体大量浪费,使开发成本升高^[1-3]。为解决驱油剂长期窜流导致采收率降低的问题,自 2015 年大庆油田开始在萨北区块实施了凝胶深部调剖技术。该技术是将调剖剂注入储层深处,对深处高渗透通道进行封堵,降低其渗透率,使后续注入驱油流体转向流入其他区域,通过扩大波及体积来提高原油采收率^[4-7]。调剖剂包括凝胶、微球、纳米颗粒等多种类型^[8-13],其中凝胶型调剖剂是目前实施深部调剖时应用最广泛的调剖剂^[14-16]。

然而,深部调剖时凝胶在地层中运移距离较长,地层对凝胶长时间吸附会导致凝胶质量浓度和黏度降低,无法达到预想的调剖效果^[17-18]。张继芬等人^[19]研究了调剖剂在新木油田油层的吸附规律,发现岩石表面的吸附会导致成胶时间变长、凝胶强度降低。刘向斌等人^[20]研究发现,随着凝胶的连续注入,在岩心沿程上黏度逐步降低。凝胶型调剖剂在地层中的吸附滞留规律对于调剖和后续驱替的效果影响很大,因此,开展凝胶型调剖剂在调剖过程中的动态运移规律研究,可为凝胶型调剖剂三元复合驱方案设计提供依据,继而提高中渗透砂岩油藏开发效率^[21-22]。基于该研究结果,笔者利用可进行阶段采样的长填砂管,分析了凝胶型调剖剂在地层运移过程中的吸附和黏度变化情况,并利用环境扫描电镜,研究了调剖剂动态微观结构的变化情况和微观吸附形貌的变化情况,明确了调剖剂在地层中的运移规律。

1 试验方案及设备

1.1 试验方案

试验的总体方案是,填砂管上设置 7 个取样点和 7 个测压点,向其注入凝胶体系,然后分别在 7 个

取样点取样,采用分光光度测量法测定其溶液质量浓度,并以此计算出驱替过程中聚合物在填砂管中的吸附量,结合吸附前后填砂管内部的微观图像及其黏度变化,分析其吸附滞留规律。

1.2 试剂与相关材料

试验用水为大庆油田采油六厂现场注入水。交联剂 A 为六水合氯化铬,聚合物 B 为相对分子质量 2 500 万的部分水解聚丙烯酰胺,稳定剂 C 为亚硫酸钠,延缓剂 D 为乙二醇/乳酸/丙酸/乙酸混合物,增强剂 E 为多聚磷酸钠;降黏剂 F 为聚氧乙烯聚氧丙烯丙二醇醚/脂肪醇聚氧乙烯醚磷酸单酯铵盐/脂肪醇聚氧乙烯醚磷酸单酯混合物。凝胶配方为 0.20% 交联剂 A+0.30% 聚合物 B+0.10% 稳定剂 C+0.05% 延缓剂 D+0.10% 增强剂 E+0.02% 降黏剂 F,试验温度 55 ℃,成胶时间 48 h,成胶强度(用 GSC 法评价) F 级,初始黏度为 8 mPa·s(20 ℃, 6 s⁻¹)。选用不同粒径的石英砂,按一定比例混合并压实,填制成不同渗透率的填砂管。

1.3 试验设备及仪器

岩心驱替试验设备由注入、模拟、测量和自动控制等 4 部分组成:1)注入系统,由高温高压注入泵、中间容器、管阀件组成;2)模拟系统,由填砂管(长度 250 cm)、中间容器(最大工作压力 60 MPa)、恒温箱和环压泵等组成;3)测量系统,包括 HAAKE RS6000 型黏度计、7200 型可见分光光度计,以及压力和温度测量装置;4)自动控制系统采用恒温箱。同时,利用 ZEISS EV0 MA15 型或 Carl Zeiss AG 型环境扫描电子显微镜观察微观形貌。

2 试验内容与步骤

本研究主要包括驱替试验、样品质量浓度测定(分光光度法)、样品吸附量测定及微观图像研究 4 个部分。

2.1 驱替试验及样品取样

首先,填制长度为 250 cm 的不同渗透率的填砂管;然后,将填砂管抽真空饱和水后熟化 24 h,测定孔隙度和渗透率;最后,以 5.0 mL/min 速度驱替 2.0 倍孔隙体积(简称为 PV)的水,再以 0.1 mL/min 速度注入 2.0 倍 PV(不包括接样体积)凝胶(质量浓度分

别为 1 000, 1 500 和 2 000 mg/L), 每注入 0.2 倍 PV 凝胶, 记录各测压点压力, 并在取样点取样 30 mL。为了明确注入填砂管凝胶体系的前缘位置, 计算每个取样点到注入端对应长度填砂管的孔隙体积, 根据注入速度计算取样时间(见表 1)。

表 1 填砂管模型的取样点到注入端对应长度填砂管孔隙体积

Table 1 Pore volume of sand-filled pipe with the corresponding length from the sampling point to the injection end

岩心渗透率/D	孔隙度, %	取样位置/cm	孔隙体积/mL	注入体积/孔隙体积	取样时间/h
3.0	43.1	0	0	0	0
		41.7	79.8	0.1	13.3
		83.4	159.6	0.3	26.6
		125.0	239.3	0.5	39.9
		166.8	319.3	0.6	53.2
		208.5	399.1	0.8	66.5
5.0	43.5	250.0	478.6	1.0	79.8
		0	0	0	0
		41.7	80.3	0.1	13.5
		83.4	160.6	0.3	27.1
		125.0	240.8	0.5	40.5
		166.8	321.3	0.6	54.0
7.0	43.9	208.5	401.5	0.8	67.5
		250.0	481.5	1.0	80.9
		0	0	0	0
		41.7	81.6	0.1	14.3
		83.4	163.2	0.3	28.6
		125.0	244.7	0.5	42.8
		166.8	326.4	0.6	57.2
		208.5	408.1	0.8	71.5
		250.0	489.2	1.0	85.8

2.2 聚合物溶液质量浓度测定

以分光光度法测定聚合物溶液质量浓度, 其理论依据是伯郎-比耳定律, 表达式为:

$$A = \lg\left(\frac{1}{T}\right) = 1\,000Kbc/M \tag{1}$$

式中: A 为吸光度; T 为透射比(透光度); K 为摩尔吸光系数, $L/(\text{mol}\cdot\text{cm})$; c 为聚合物溶液质量浓度, mg/L ; M 为聚合物摩尔质量, g/mol ; b 为吸收层厚度, cm 。

首先按照质量浓度梯度配制聚合物溶液, 然后在 50 mL 容量瓶中依次加入 5.0 mL 聚合物溶液、1.0 mL 饱和溴水、3.0 mL 1.0% 甲酸钠溶液和 5.0 mL 淀粉-碘化镉试剂, 并用蒸馏水稀释至刻度线。然后, 将配制好的溶液加入样品池中, 波长调整至 590 nm 进行测量。测定不同质量浓度聚合物溶液的吸光度, 绘制成吸光度与聚合物质量浓度的标准关系曲线, 再测量样品溶液的吸光度, 将其与标准曲线对比, 就可以得到样品聚合物溶液的聚合物质量浓度。

2.3 聚合物吸附量测定

分析凝胶体系的吸附滞留规律时考虑吸附量、吸附速率 2 个参数。图 1 为吸附量计算示意图, 可以看出, 整体吸附量是所有取样点吸附量的累计。

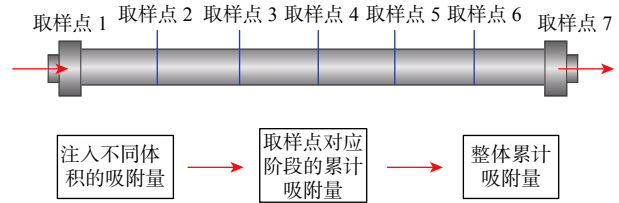


图 1 吸附量计算示意

Fig.1 Adsorption volume calculation

吸附量指单位质量的吸附剂所吸附的化学剂量。通过分光光度法测定聚合物的质量浓度, 聚合物在每个取样点石英砂上的吸附量可以表示为:

$$\delta = \frac{V(C_0 - C_e)}{G} \tag{2}$$

式中: δ 为样品吸附量, mg/g ; V 为聚合物溶液体积, L ; C_0 为聚合物溶液的初始质量浓度, mg/L ; C_e 为吸附平衡时的聚合物质量浓度(分光光度法测定), mg/L ; G 为岩石颗粒质量, g 。

对应的吸附速率按以下式计算:

$$\tau = \delta n = \frac{V(C_0 - C_e)}{G} n \tag{3}$$

式中: τ 为吸附速率, mg/s ; n 为单位时间吸附量, g/s 。

2.4 微观图像检测和黏度测定

使用环境扫描电镜检测驱替前后取样点石英砂的微观图像, 使用黏度计测量取样样品的黏度, 所使用样品的量均为 5 mL。

3 试验结果及问题分析

3.1 动态条件下调剖剂的吸附规律

图2所示为不同聚合物质量浓度和渗透率条件下取样点41.7 cm处聚合物累计吸附量随注入量的变化曲线。

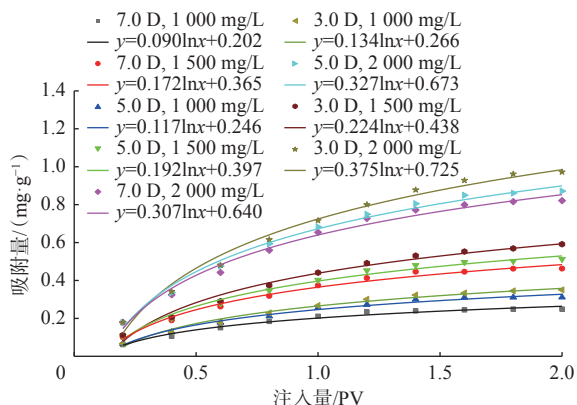


图2 不同聚合物质量浓度和渗透率条件下取样点41.7 cm处聚合物累计吸附量随注入量的变化曲线

Fig.2 Variation of cumulative adsorption volume of polymer at sampling point of 41.7 cm with injection volume under different polymer mass concentrations and permeability

对图2中的曲线进行拟合,发现其为近似对数的非线性曲线。注入调剖剂过程中,聚合物累计吸附量随注入量增加呈对数函数($y = a \ln x + b$)增加,并逐渐达到吸附平衡,凝胶体系中聚合物质量浓度比渗透率对吸附量的影响更大。在渗透率相同的情况下,聚合物的质量浓度越高,对应的吸附量相对较高;在聚合物质量浓度相同条件下,随着渗透率降低,储层岩石相对的比表面积也会有所增大,导致聚合物在岩石表面的吸附量也会大幅增加。

图3所示为不同聚合物质量浓度和渗透率条件下在取样点41.7 cm处聚合物吸附速率随注入量的变化曲线。

同样地,对图3中的曲线进行拟合,可以发现,聚合物动态吸附速率随注入量增加呈线性递减并逐渐趋于0($y = -ax + b$)。随着注入量增加,吸附速率逐渐降低;聚合物质量浓度比渗透率对吸附速率的影响更大。相同渗透率条件下,聚合物质量浓度越高吸附速率越大,吸附速率越小说明越接近吸附饱和;相同聚合物质量浓度条件下,随着渗透率降低,吸附速率增大,达到吸附饱和的时间增长。

为进一步分析相同渗透率条件下不同质量浓度

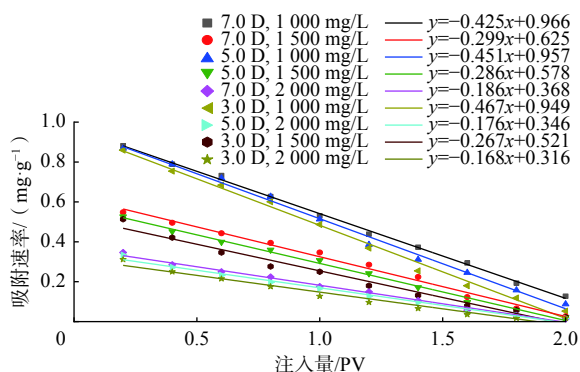


图3 不同条件下取样点41.7 cm处聚合物吸附速率随注入量的变化规律

Fig.3 Variation of polymer adsorption rate at sampling point of 41.7 cm with injection volume under different conditions

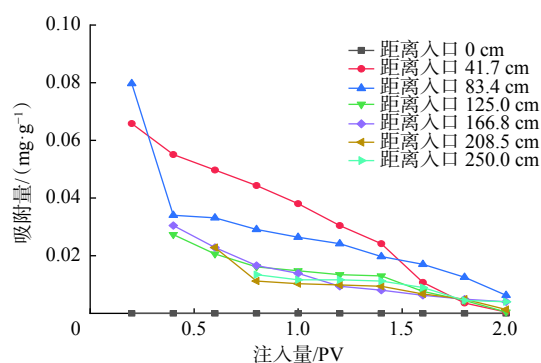
聚合物驱替液在填砂管运移过程中的吸附滞留规律,分别进行了不同质量浓度(1 000, 1 500和2 000 mg/L)聚合物驱替液在5.0 D填砂管中不同取样点处的阶段吸附量试验,结果如图4所示。

从图4可以看出,在相同渗透率条件下,不同质量浓度聚合物驱替液在填砂管中的阶段吸附量曲线变化趋势一致,聚合物在填砂管前端的吸附较快,达到吸附饱和的时间短,后端聚合物质量浓度上升缓慢,滞留起主要作用。聚合物质量浓度对吸附量的影响较大,但对吸附量变化幅度的影响较小。

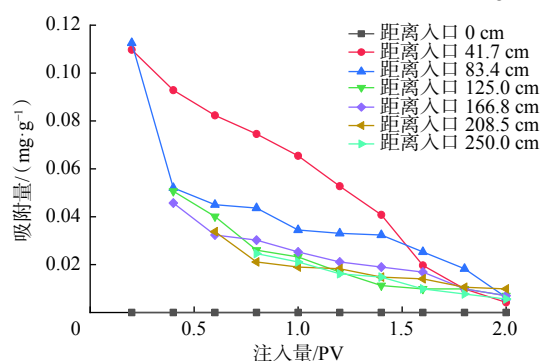
3.2 填砂管中调剖剂的微观形貌变化

调剖剂进入地层后,在地层中运移的同时也会吸附于地层岩石面上。针对调剖剂注入后发生的运移与吸附2种情况,分别对填砂管取样点取出的驱替液样品及对应部位的石英砂的微观形貌进行了研究。图5为渗透率5.0 D、聚合物质量浓度1 500 mg/L条件下注入2.0倍PV凝胶,填砂管内聚合物凝胶调剖剂各组分达到吸附饱和时各取样点凝胶体系的微观形貌。聚合物凝胶体系成胶前(图5(a)),聚合物形貌呈网状结构,支杆较细小,无空间结构;图5(b)为取样点125.0 cm处的凝胶形态,聚合物凝胶在剪切作用下有序排列;从图5(c)可以看到运移至岩心深部,凝胶体系网状结构被剪切作用破坏。

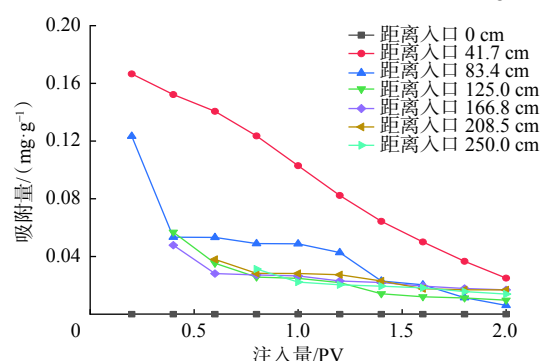
图6所示为渗透率5.0 D、聚合物质量浓度1 500 mg/L条件下注入2.0倍PV凝胶,填砂管内聚合物凝胶调剖剂各组分达到吸附饱和时,在取样点41.7 cm处所取驱替前后样品中凝胶体系的微观形貌变化。驱替前,填砂管内孔隙结构清晰可见,颗粒接触关系为点接触和点-线接触;驱替后,未成胶凝胶体系大量吸附在岩石颗粒表面,并以高分子聚



(a) 岩心渗透率 5.0 D, 聚合物质量浓度 1 000 mg/L



(b) 岩心渗透率 5.0 D, 聚合物质量浓度 1 500 mg/L



(c) 岩心渗透率 5.0 D, 聚合物质量浓度 2 000 mg/L

图 4 相同渗透率下不同聚合物质量浓度驱替液在填砂管运移过程中的吸附量曲线

Fig.4 Adsorption volume curve of displacing fluid with the same permeability and different polymer mass concentrations during migration in sand-filled pipe

合物“拉丝”形态滞留在喉道处,造成了多孔介质中调剂组分质量浓度降低,凝胶体系初始黏度 24.5 mPa·s,吸附后在出口端降至 2.8 mPa·s。

3.3 动态条件下凝胶剪切降黏变化规律

凝胶调剂注入地层后,一部分通过吸附于壁面而滞留在驱替通道,另一部分则在地层发生剪切,然后在驱替通道中运移,这 2 个过程均会导致调剂黏度下降。因此,研究调剂注入地层后黏度的变化,有助于更好地认识调剂在地层中的吸附滞留规律。

1) 注入 2.0 倍 PV 调剂时的情况。为充分消

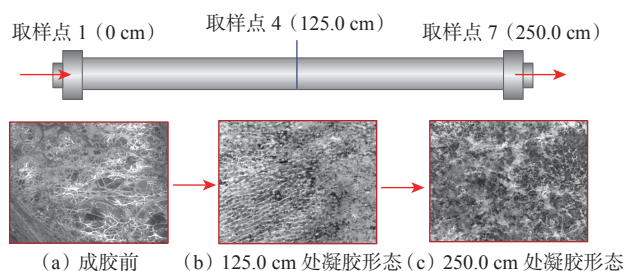


图 5 渗透率 5.0 D、聚合物质量浓度 1 500 mg/L 条件下注入 2.0 PV 凝胶时凝胶体系的微观形貌变化

Fig.5 Changes of micromorphology of 2.0 PV gel system observed at a permeability of 5.0 D and polymer mass concentration of 1 500 mg/L

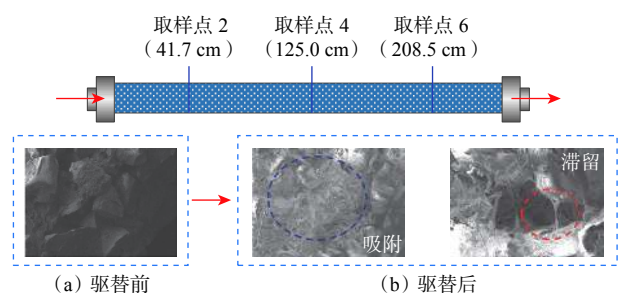


图 6 渗透率 5.0 D、聚合物质量浓度 1 500 mg/L 条件下注入 2.0 PV 凝胶时 41.7 cm 处取样驱替前后凝胶体系的微观形貌变化

Fig.6 Changes of micromorphology of 2.0 PV gel system at sampling point of 41.7 cm before and after flooding observed at a permeability of 5.0 D and polymer mass concentration of 1 500 mg/L

除吸附滞留和剪切距离对黏度损失的影响,选取 250 cm 长填砂管在入口端注入 2.0 倍 PV 调剂时的黏度作为未成胶调剂动态运移剪切后的黏度(此时填砂管吸附滞留基本饱和,流动距离对剪切降黏的影响基本趋于平稳),不同渗透率和聚合物质量浓度条件下不同位置处剪切降黏损失率曲线如图 7 所示。从图 7 可以看出:渗透率降低,剪切降黏损失率增大;聚合物质量浓度增大,剪切降黏损失率增大。

2) 注入 1.0 倍 PV 调剂时的情况。在 250 cm 长填砂管入口端注入 1.0 倍 PV 调剂时,将其黏度作为未成胶调剂动态运移综合考虑剪切和吸附后的黏度(此时,填砂管入口端调剂质量浓度为前缘质量浓度,流动距离对剪切降黏的影响基本趋于平稳)。图 8 所示为不同渗透率和聚合物质量浓度条件下注入 1.0 倍 PV 调剂时不同位置处的剪切降黏损失率曲线。

表 2 为不同渗透率和聚合物质量浓度条件下注入 1.0 倍孔隙体积调剂时的降黏损失率劈分结

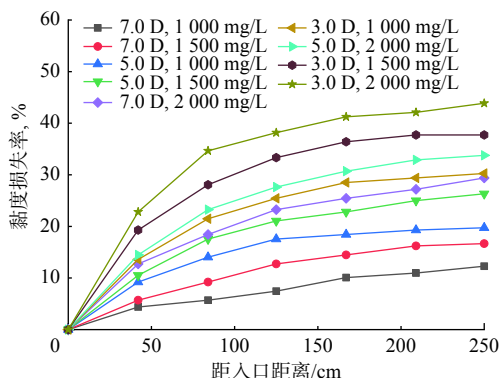


图 7 不同条件下注入 2.0 PV 调剖剂后填砂管不同位置处的黏度损失率
Fig.7 viscosity loss rate at different positions of the sand filling pipe after injecting 2.0 PV profile control agent under different conditions

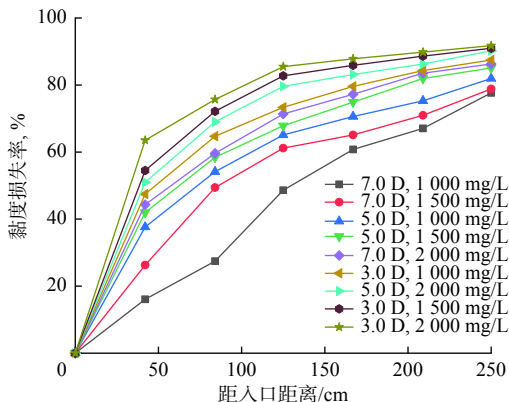


图 8 不同条件下注入 1.0 PV 调剖剂后填砂管不同位置的黏度损失率
Fig.8 viscosity loss rate at different positions of the sand filling pipe after injecting 1.0 PV profile control agent under different conditions

果。由表 2 可知, 渗透率较高时, 剪切黏度损失率在整个黏度降低中占比较小, 吸附是造成黏度下降的主要作用; 渗透率较低时, 剪切黏度损失率明显增大, 其在整个黏度降低中的占比也增大, 说明随着渗透率降低, 剪切作用对黏度的影响逐渐增大。

4 结 论

1) 调剖剂注入过程中, 聚合物累计吸附量随着注入量增大呈对数函数增加, 而动态吸附速率随着注入量增大呈线性递减并逐渐趋于 0, 滞留起主要作用。

2) 凝胶体系注入过程中, 地层中的吸附、滞留及剪切等作用同时发生, 共同造成了驱替液黏度的显著下降。

表 2 注入 1.0 PV 调剖剂后不同渗透率和聚合物质量浓度条件下的降黏损失率劈分结果

Table 2 Splitting results of viscosity loss rate under different permeability and polymer concentration conditions with profile control agents of 1.0 PV injected

渗透率/ D	聚合物浓度/ (mg·L ⁻¹)	损失率, %		
		黏度	剪切黏度	吸附滞留黏度
7.0	1 000	78.9	11.8	67.1
	1 500	80.1	17.2	62.9
	2 000	86.2	28.4	57.8
5.0	1 000	81.9	19.7	62.2
	1 500	85.3	27.2	58.1
	2 000	90.8	33.5	57.3
3.0	1 000	87.9	30.8	57.1
	1 500	91.2	37.8	53.5
	2 000	91.5	41.6	49.9

注: 黏度损失率为注入 1.0 倍 PV 流体后填砂管出口端流体黏度与注入流体黏度相比降低的比例; 剪切黏度损失率为注入 2.0 倍 PV 流体后填砂管出口端流体黏度与注入流体黏度相比降低的比例; 吸附滞留黏度损失率为黏度损失率减去剪切黏度损失率。

3) 驱替液黏度下降受剪切作用和吸附滞留作用共同影响。地层渗透率较高时, 吸附滞留起主要作用; 随着渗透率下降, 剪切作用的影响开始增大, 但吸附滞留依然起主要作用; 随着驱替液黏度升高, 在地层渗透率相同条件下, 剪切作用对黏度的影响逐渐增大。

4) 油田开发过程中, 油藏静态资料与生产动态资料相结合, 可以精准地量化优势渗流通道特征参数(层位、方向、渗透率、通道尺寸)、优化调剖堵水体系注入量及后续驱替过程中的具体工艺参数, 在确保精准调剖的同时提高调剖效率, 提高最终原油采收率。

参 考 文 献

References

- [1] 赵福麟. 采油用化学剂的研究进展 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2007, 31(1): 163-172.
ZHAO Fulin. Research advances of chemicals for oil production[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2007, 31(1): 163-172.
- [2] 卓龙成, 王波, 张金焕, 等. 苏北盆地 ZC 油田废弃钻井液再利用调剖工艺 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(4): 109-114.
ZHUO Longcheng, WANG Bo, ZHANG Jinhuan, et al. Profile control for wasted drilling fluid recycling in ZC Oilfield of the Subei

- Basin[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(4): 109–114.
- [3] 牟汉生, 陆文明, 曹长霄, 等. 深水浊积岩油藏提高采收率方法研究: 以安哥拉 X 油藏为例 [J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(2): 79–89.
- MOU Hansheng, LU Wenming, CAO Changxiao, et al. Study on enhanced oil recovery method in deep-water turbidite reservoirs: A case study of X reservoir in Angola[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(2): 79–89.
- [4] 梁丹, 吕鑫, 蒋珊珊, 等. 渤海油田分级组合深部调剖技术 [J]. *石油钻探技术*, 2015, 43(2): 104–109.
- LIANG Dan, LYU Xin, JIANG Shanshan, et al. The technology of classified combination of deep profile control in the Bohai Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(2): 104–109.
- [5] 李颖, 郝紫嫣. 树脂型深部调剖剂性能评价及其矿场应用效果 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2016, 35(2): 105–109.
- LI Ying, HAO Ziyang. Performance evaluation and application effects for the resin-type depth profile-controlling agent[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2016, 35(2): 105–109.
- [6] 王凤春. A 区块复合离子调剖剂调驱方案优化及其应用 [J]. *石油工业技术监督*, 2019, 35(7): 13–15.
- WANG Fengchun. Optimization of profile control and polymer flooding schemes with compound ion profile controlling agent in A Block and its application[J]. *Technology Supervision in Petroleum Industry*, 2019, 35(7): 13–15.
- [7] SHAO Minglu, GU Feng, FU Lipai, et al. Synthesis and in-situ aggregation plugging capacity of nanoparticles as potential deep profile control agents[J]. *ChemistrySelect*, 2022, 7(27): e202201486.
- [8] 陈渊, 孙玉青, 温栋良, 等. 聚合物纳米微球调驱性能室内评价及现场试验 [J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(4): 102–106.
- CHEN Yuan, SUN Yuqing, WEN Dongliang, et al. Evaluation and application on profile control of polymer nano-microspheres[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(4): 102–106.
- [9] 张弦, 王海波, 刘建英. 蒸汽驱稠油井防汽窜高温凝胶调堵体系试验研究 [J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(5): 82–87.
- ZHANG Xian, WANG Haibo, LIU Jianying. Experimental study of high-temperature resistant gel system for anti-steam channeling in steam flooding heavy oil well[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(5): 82–87.
- [10] 贾玉琴, 郑明科, 杨海恩, 等. 长庆油田低渗透油藏聚合物微球深部调驱工艺参数优化 [J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(1): 75–82.
- JIA Yuqin, ZHENG Mingke, YANG Haien, et al. Optimization of operational parameters for deep displacement involving polymer microspheres in low permeability reservoirs of the Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(1): 75–82.
- [11] 刘志良, 张琪, 张贵才, 等. 适用于海上油田的新型速溶调剖体系研究 [J]. *石油钻探技术*, 2009, 37(3): 99–102.
- LIU Zhiliang, ZHANG Qi, ZHANG Guicai, et al. A new type instant profile control system suitable for offshore oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2009, 37(3): 99–102.
- [12] 伍嘉, 蒲万芬, 董钟骏, 等. 新型微凝胶深部调驱体系研究进展 [J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(3): 107–111.
- WU Jia, PU Wanfen, DONG Zhongjun, et al. Advances of the new deep oil displacement and profile control agent micro-gel[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(3): 107–111.
- [13] ZHANG Dingjun, ZHAO Wenjin, WU Yanfei, et al. Preparation and properties of multilayer assembled polymer gel microsphere profile control agents[J]. *Polymer Engineering & Science*, 2019, 59(7): 1507–1516.
- [14] AMIR Z, SAID I M, JAN B M. In situ organically cross-linked polymer gel for high-temperature reservoir conformance control: A review[J]. *Polymers for Advanced Technologies*, 2019, 30(1): 13–39.
- [15] 魏云云, 罗莉涛, 刘先贵, 等. 聚合物凝胶调剖剂配方优选及性能评价 [J]. *科技导报*, 2017, 35(8): 88–93.
- WEI Yunyun, LUO Litao, LIU Xiangui, et al. Formulation optimization and performance evaluation of polymer gel profile control agent[J]. *Science & Technology Review*, 2017, 35(8): 88–93.
- [16] 孟祥海, 王楠, 吕鹏, 等. 酚醛凝胶调剖剂封堵及调剖效果研究 [J]. *油田化学*, 2021, 38(4): 642–646.
- MENG Xianghai, WANG Nan, LYU Peng, et al. Plugging and profile control effect of phenolic gel profile control agent[J]. *Oilfield Chemistry*, 2021, 38(4): 642–646.
- [17] 袁肖肖. 井间恶性窜流调剖剂渗流规律分析 [J]. *化学工程与装备*, 2021(9): 98–100.
- YUAN Xiaoxiao. Analysis of percolation law of malignant channeling profile control agent between wells[J]. *Chemical Engineering and Equipment*, 2021(9): 98–100.
- [18] 钱志鸿, 汤元春, 袁玉峰, 等. 聚合物凝胶溶液在岩心内动态运移及成胶形态的实验研究 [J]. *复杂油气藏*, 2020, 13(1): 75–79.
- QIAN Zhihong, TANG Yuanchun, YUAN Yufeng, et al. Visualization of gel migration and gel formation in core[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2020, 13(1): 75–79.
- [19] 张继芬, 赵群, 赵明国. 调剖剂在新木油田油层中的吸附规律 [J]. *大庆石油学院学报*, 2003, 27(3): 27–29.
- ZHANG Jifen, ZHAO Qun, ZHAO Mingguo. Investigations of the gelation adsorption rules of profile control agent in the formation of Xinmu Oil Field[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2003, 27(3): 27–29.
- [20] 刘向斌, 尚宏志. 凝胶调剖剂在地层深部动态成胶性能评价 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(1): 86–90.
- LIU Xiangbin, SHANG Hongzhi. Evaluation of the dynamic geling performance for the gel profile-control agent in the deep stratum[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(1): 86–90.
- [21] 陈奋. 萨北开发区西部断层区精细挖潜模式 [J]. *长江大学学报(自科版)*, 2016, 13(17): 39–43.
- CHEN Fen. Potential-tapping patterns in the west faulted zone of north Sa'ertu development area[J]. *Journal of Yangtze University(Natural Science Edition)*, 2016, 13(17): 39–43.
- [22] 孙学法, 卢祥国, 孙哲, 等. 弱碱三元复合体系传输运移和深部液流转向能力: 以大庆萨北油田储层为例 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(5): 105–110.
- SUN Xuefa, LU Xiangguo, SUN Zhe, et al. Research on transmission and migration capacity and deep fluid diversion ability of weak-base ternary compound system: Taking reservoirs in northern Saertu of Daqing Oilfield as an example[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(5): 105–110.