

文章编号:1000-4092(2019)04-677-05

聚合物溶液在高盐中低渗透油藏中的适应性 ——以吐哈雁木西油田为例*

陈超¹,张立东¹,尹玉川¹,王崇先¹,卢祥国²,吕金龙²,王威²,闫阳³

(1. 中国石油吐哈油田分公司采油工程院,新疆鄯善 838200;2. 提高油气采收率教育部重点实验室(东北石油大学),黑龙江大庆 163318;3. 大港油田石油工程研究院,天津 300450)

摘要:吐哈雁木西油田为高盐中低渗透油藏,目前已经进入特高含水率开发阶段。为提高该油田的采收率,以油田储层地质特征和流体性质为模拟对象,开展了聚合物溶液油藏适应性研究。结果表明,聚合物相对分子质量和浓度对聚合物溶液与岩心的配伍性均有影响。当聚合物质量浓度为300~900 mg/L、相对分子质量为 $800 \times 10^4 \sim 2000 \times 10^4$ 时,聚合物溶液对应的渗透率极限范围为 $20 \times 10^{-3} \sim 70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。在聚合物相对分子质量一定时,随聚合物浓度增加,渗透率极限增加,聚合物分子线团尺寸 D_h 呈指数型增加;在聚合物浓度一定时,随聚合物相对分子质量增加,渗透率极限和 D_h 增大。由渗透率极限岩心孔隙半径中值与 D_h 间的关系可以得到对应的配伍区和堵塞区。对于雁630区块,油层累积厚度比达到60%时对应的储层渗透率为 $60.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,采用相对分子质量 1700×10^4 和900 mg/L聚合物溶液可以满足进入规定储层厚度的要求。若采用相对分子质量较低的聚合物,则聚合物浓度需相应提高。图9表2参22

关键词:高盐;中低渗透油藏;聚合物;渗透率极限;物理模拟;雁木西油田

中图分类号:TE357.46 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.04.021

吐哈雁木西油田为高盐中低渗透油藏,注入水矿化度高达 15.0×10^4 mg/L, Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 质量浓度超过7000 mg/L。目前,雁木西油田开发已经进入特高含水开发阶段,“稳油控水”形势十分严峻。近年来,随着国内油田开发采出程度和含水率不断升高,聚合物驱油技术已经成为高含水油田提高采收率的重要措施之一^[1-5]。聚合物驱油技术原理是通过向非均质油藏中注入聚合物溶液,利用聚合物在高渗透层中滞留来增加渗流阻力,进而达到提高注入压力以及增加中低渗透层吸液差和吸液量的目的。目前,驱油用聚合物主要是部分水解聚丙烯酰胺(水溶性高分子材料)。高分子材料在水溶液中会形成聚合物线团,其尺寸大小与溶剂水矿化

度、聚合物相对分子质量和聚合物浓度等参数有关。为使聚合物驱油技术达到预期增油降水效果,必须确保聚合物溶液与储层间具有良好的适应性^[6-7],即聚合物溶液中聚合物分子线团尺寸与岩石孔隙尺寸间保持良好匹配关系。否则,聚合物溶液通过岩心时就会受到孔喉结构的剪切作用,致使聚合物分子链发生断裂即聚合物分子线团尺寸减小,聚合物原有滞留功能遭到削弱甚至完全丧失^[8-12]。近年来,聚合物溶液油藏适应性研究受到石油科技工作者的高度重视^[13-14],但研究工作主要集中在低矿化度溶剂水油田,特高矿化度溶剂水条件下聚合物溶液油藏适应性研究还未见文献报道。本文以雁木西油田储层地质特征和流体性质为模拟对象,

* 收稿日期:2019-03-15;修回日期:2019-04-22。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“新疆油田和吐哈油田勘探开发关键技术研究与应用”(项目编号2017E-0407)。

作者简介:陈超(1980-),男,高级工程师,长江大学油气田开发专业工程硕士(2003),从事提高采收率技术方面的研究工作,电话:0459-6503406, E-mail:18345969640@163.com。吕金龙(1992-),男,本文通讯联系人,东北石油大学油气田开发工程专业硕士(2017-),通讯地址:163318 黑龙江省大庆市开发区东北石油大学石油工程学院, E-mail:1461284070@qq.com。

开展了聚合物溶液油藏适应性研究,为后续提高采收率技术决策提供参考。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

部分水解聚丙烯酰胺(HPAM),相对分子质量分别为 800×10^4 、 1400×10^4 、 1700×10^4 和 2000×10^4 ,固含量为88%,大庆炼化公司;雁木西油田模拟注入水,矿化度151453 mg/L,离子组成(单位mg/L)为: $K^+ + Na^+$ 51433、 Ca^{2+} 6915、 Mg^{2+} 393、 HCO_3^- 59、 Cl^- 92524、 SO_4^{2-} 129,向注入水中添加氢氧化钠-碳酸钠消除水中钙镁离子即得到软化水,用软化水配制聚合物溶液;石英砂环氧树脂胶结人造柱状岩心^[15-16],直径2.5 cm、长10 cm。

DV-II型布氏黏度仪,布鲁克菲尔德公司;NanoZS90激光粒度仪,英国马尔文仪器有限公司;阻力系数和残余阻力系数测试仪器设备主要包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手摇泵和中间容器等,除平流泵和手摇泵外,其他部分置于55℃恒温箱内,实验设备流程见图1。

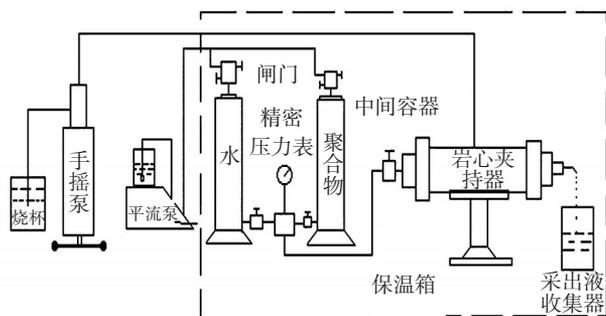


图1 实验设备及流程示意图

1.2 实验方法

(1) 黏度与分子线团尺寸的测定

在6 r/min转速下,用布氏黏度仪测定驱油剂黏度。用激光粒度仪测定聚合物分子线团尺寸 D_h 。

(2) 渗流特性评价

通常用阻力系数和残余阻力系数评价聚合物溶液的渗流特性。它们是描述聚合物在多孔介质内滞留量大小的技术指标,通常用符号 F_r 和 F_{rr} 来表示,其定义为:

$$F_r = \frac{\delta p_2}{\delta p_1}, F_{rr} = \frac{\delta p_3}{\delta p_1} \quad (1)$$

其中, δp_1 —岩心水驱压差, δp_2 —聚合物驱压差, δp_3 —

后续水驱压差。上述注入过程必须保持注液速度相同,且液体注入量应当达到4~5 PV。当聚合物溶液通过岩心孔隙时,注入压力与注入体积关系、阻力系数和残余阻力系数反映了它们在多孔介质内滞留量水平,代表了聚合物溶液与岩石孔隙间的配伍性或适应性。从注入压力升高趋势来看,可以分为两类。一类是随聚合物溶液注入体积增加,注入压力升幅逐渐减小并趋于稳定,表明聚合物与岩心间配伍性较好。通常把聚合物溶液通过岩心不发生堵塞的最低渗透率称为该聚合物溶液的渗透率极限。另一类是随聚合物溶液注入体积增加,注入压力持续升高,表明聚合物在岩心孔隙内发生了堵塞,聚合物与岩心间配伍性较差^[17]。

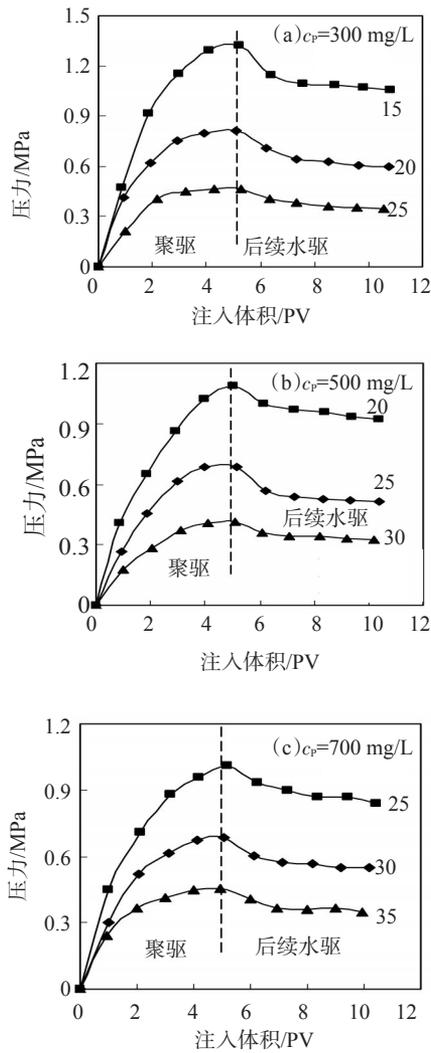
实验步骤如下:岩心抽真空饱和注入水,注注入水,记录压力;聚合物溶液驱4~5 PV,记录压力;后续水(软化水)驱4~5 PV,记录压力。注入速度为0.3 mL/min,压力记录间隔为30 min。

2 结果与讨论

2.1 聚合物溶液与岩心配伍性

在聚合物溶液注入岩心的过程中,随注入体积增加,若注入压力升幅逐渐减小并趋于稳定,表明聚合物分子线团与岩心孔隙间具有良好的匹配性。聚合物溶液的渗透率极限(聚合物溶液通过岩心不发生堵塞的最低渗透率)见图2(聚合物相对分子质量 800×10^4)中菱形曲线对应的渗透率值。否则,聚合物分子线团与岩心孔隙配伍性较差,即聚合物溶液在岩心内发生了堵塞。

依据上述配伍性原则,通过岩心驱替实验确定了聚合物溶液(聚合物相对分子质量 \bar{M} 和聚合物浓度)的渗透率极限,结果见表1。表中的“能够”对应图2每幅图中的中间曲线,注聚合物后期压力较低且升幅趋于稳定,此时代表的即渗透率极限;“顺利”对应最下面的曲线,后期压力低且升幅稳定;“堵塞”对应最上面的曲线,后期压力较高且升幅仍较大。当聚合物质量浓度为300、500、700和900 mg/L时, $\bar{M}=800 \times 10^4$ 聚合物溶液对应的渗透率极限分别为 20×10^{-3} 、 25×10^{-3} 、 30×10^{-3} 和 $35 \times 10^{-3} \mu m^2$, $\bar{M}=1400 \times 10^4$ 分别为 25×10^{-3} 、 30×10^{-3} 、 35×10^{-3} 和 $45 \times 10^{-3} \mu m^2$, $\bar{M}=1700 \times 10^4$ 分别为 30×10^{-3} 、 40×10^{-3} 、 45×10^{-3} 和



图内数值为岩心渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$
图 2 注入压力与注入量的关系

$55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $\bar{M}=2000 \times 10^4$ 分别为 40×10^{-3} 、 50×10^{-3} 、 60×10^{-3} 和 $70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。聚合物相对分子质量和浓度对渗透率极限均有影响。在聚合物相对分子质量一定的条件下,随聚合物浓度增加,渗透率极限增加。在聚合物浓度一定的条件下,随聚合物相对分子质量增加,渗透率极限增大^[18-19]。

2.2 聚合物溶液渗流特性

在聚合物相对分子质量和浓度不同的条件下,聚合物溶液阻力系数(F_r)和残余阻力系数(F_r)测定结果见表 2。在聚合物相对分子质量和浓度不变的情况下,随岩心渗透率降低,阻力系数和残余阻力系数增加。岩心渗透率一定时,随聚合物相对分子质量和浓度增加,阻力系数和残余阻力系数增加。

表 1 渗透率极限与聚合物相对分子质量和浓度的关系

质量浓度/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	渗透率 K_p / ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	不同相对分子质量($/10^4$)的聚合物溶液驱替岩心情况			
		800	1400	1700	2000
300	15	堵塞	堵塞	堵塞	堵塞
	20	能够	堵塞	堵塞	堵塞
	25	顺利	能够	堵塞	堵塞
	30	顺利	顺利	能够	堵塞
	35	顺利	顺利	顺利	堵塞
	40	顺利	顺利	顺利	能够
	45	顺利	顺利	顺利	顺利
500	50	顺利	顺利	顺利	顺利
	20	堵塞	堵塞	堵塞	堵塞
	25	能够	堵塞	堵塞	堵塞
	30	顺利	能够	堵塞	堵塞
	35	顺利	顺利	堵塞	堵塞
	40	顺利	顺利	能够	堵塞
	45	顺利	顺利	顺利	堵塞
700	50	顺利	顺利	顺利	能够
	60	顺利	顺利	顺利	顺利
	25	堵塞	堵塞	堵塞	堵塞
	30	能够	堵塞	堵塞	堵塞
	35	顺利	能够	堵塞	堵塞
	40	顺利	顺利	堵塞	堵塞
	45	顺利	顺利	能够	堵塞
900	50	顺利	顺利	堵塞	堵塞
	55	顺利	顺利	能够	堵塞
	60	顺利	顺利	顺利	堵塞
	70	顺利	顺利	顺利	能够
	80	顺利	顺利	顺利	顺利

2.3 聚合物分子线团尺寸与孔隙孔喉半径中值匹配关系

2.3.1 聚合物分子线团尺寸

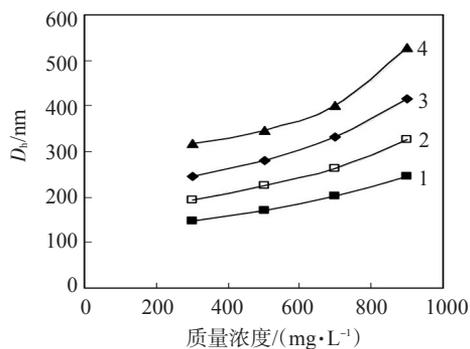
聚合物溶液中聚合物分子线团尺寸(D_h)与聚合物浓度的关系曲线见图 3。在聚合物相对分子质量一定的条件下,随聚合物浓度增大, D_h 呈指数型增加。在聚合物浓度一定的条件下, D_h 随聚合物相对分子质量的增加而增大, D_h 变化范围为 148~528 nm。

2.3.2 渗透率极限与聚合物相对分子质量和浓度的关系

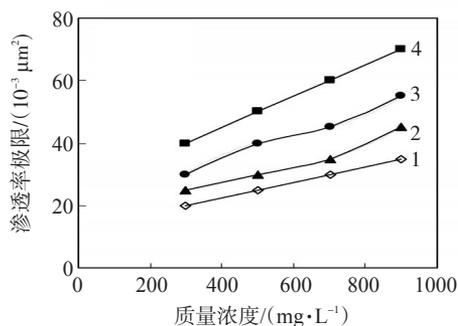
依据表 1 和图 2 确定渗透率极限与聚合物相对

表2 聚合物相对分子质量和浓度对阻力系数和残余阻力系数的影响

相对分子质量/ 10^4	质量浓度/ $(\text{mg}\cdot\text{L}^{-1})$	工作黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	岩心渗透率 $K_d/$ $(10^{-3}\mu\text{m}^2)$	F_r	F_{rr}
800	300	2.5	20	7.94	5.88
			25	5.63	4.20
	500	3.1	25	8.33	6.27
			30	6.10	4.76
	700	3.8	30	10.10	8.04
			35	7.86	6.03
	900	4.6	35	12.41	9.74
			40	10.12	8.08
1400	300	3.5	25	9.62	7.72
			30	7.94	6.28
	500	4.1	30	10.41	8.22
			35	8.17	6.34
	700	5.0	35	12.14	10.09
			40	10.08	8.00
	900	6.2	45	14.18	11.22
			50	12.15	9.59
1700	300	3.9	30	10.09	8.22
			35	8.05	6.47
	500	5.3	40	12.16	10.22
			45	10.02	7.82
	700	6.9	45	14.18	12.16
			50	11.98	9.41
	900	9.0	55	16.41	12.97
			60	13.53	10.47
2000	300	4.6	40	13.88	11.76
			50	11.39	9.49
	500	6.3	50	16.49	12.88
			60	12.65	9.94
	700	8.5	60	16.50	12.79
			70	13.55	10.86
	900	11.5	70	18.03	13.72
			80	14.51	10.94



1— 800×10^4 , 趋势线方程 $y=6 \times 10^{-8}x^3+9 \times 10^{-6}x^2+0.0739x+123.46$;
 2— 1400×10^4 , 趋势线方程 $y=4 \times 10^{-7}x^3-0.0006x^2+0.4291x+106.29$;
 3— 1700×10^4 , 趋势线方程 $y=6 \times 10^{-7}x^3-0.0007x^2+0.3971x+193.21$;
 4— 2000×10^4 , 趋势线方程 $y=8 \times 10^{-7}x^3-0.0008x^2+0.4214x+244.93$

图3 D_h 与聚合物相对分子质量和浓度的关系

1— 800×10^4 , 趋势线方程 $y=2 \times 10^{-8}x^3-5 \times 10^{-5}x^2+0.063x-5.679$;
 2— 1400×10^4 , 趋势线方程 $y=1 \times 10^{-7}x^3-0.0002x^2+0.099x+6.5625$;
 3— 1700×10^4 , 趋势线方程 $y=2 \times 10^{-7}x^3-0.0004x^2+0.2479x-16.25$;
 4— 2000×10^4 , 趋势线方程 $y=3 \times 10^{-20}x^3-5 \times 10^{-17}x^2+0.05x+25$

图4 渗透率极限与聚合物相对分子质量和浓度的关系

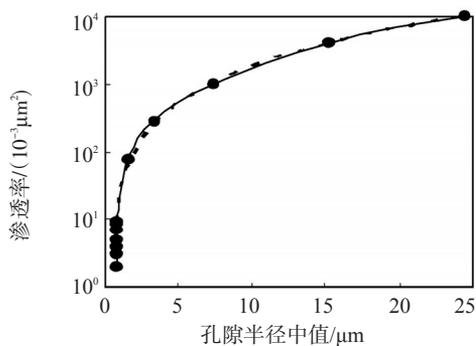
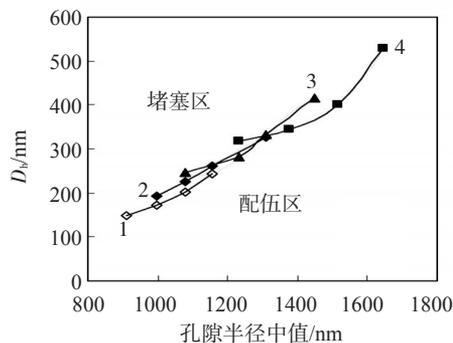
趋势线方程 $y=15.532x^2+28.296x-18.58$

图5 岩心渗透率与孔隙半径中值的关系



1— 800×10^4 , 趋势线方程 $y=1 \times 10^{-6}x^3-0.0032x^2+2.7893x-735.58$;
 2— 1400×10^4 , 趋势线方程 $y=-2 \times 10^{-6}x^3+0.0077x^2-8.3301x+3081.2$;
 3— 1700×10^4 , 趋势线方程 $y=-7 \times 10^{-6}x^3+0.0256x^2-32.827x+14025$;
 4— 2000×10^4 , 趋势线方程 $y=3 \times 10^{-6}x^3-0.012x^2+15.605x-6529.3$

图6 渗透率极限岩心孔喉半径中值与 D_h 的关系

分子质量和浓度的关系,结果见图4。在聚合物相对分子质量一定的条件下,渗透率极限与聚合物浓度几乎呈线性关系。

2.3.3 岩心孔喉尺寸与聚合物分子线团尺寸的关系

利用岩心压汞实验^[20]数据建立目标油藏储层岩石渗透率与孔隙半径中值的统计关系,结果见图

5. 随岩石渗透率增加,孔隙半径中值呈对数型增长。将图3~图5整理得到渗透率极限岩心孔隙半径中值与 D_h 间的关系曲线,结果见图6。曲线将坐标区域划分为配伍区和堵塞区上下两部分。

2.4 聚合物溶液油藏适应性

雁木西油田储层非均质性严重,聚合物溶液不必进入全部储层。事实上,聚合物进入低渗透层会大幅提高其吸液启动压力,不利于后续驱油剂进一步扩大波及体积。参照大庆油田规定聚合物溶液进入70%储层厚度的做法^[21-22],确定聚合物溶液进入雁630区块60%储层厚度。雁630区块储层累积厚度比与渗透率统计关系见图7。储层累积厚度比达到60%时对应的储层渗透率为 $60.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由表1、表2可知,兼顾注入性(F_i)和滞留特性(F_r),选择相对分子质量 1700×10^4 和质量浓度900 mg/L的聚合物溶液进入渗透率大于 $60.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层。若采用相对分子质量较低的聚合物,则聚合物浓度可以相应提高。

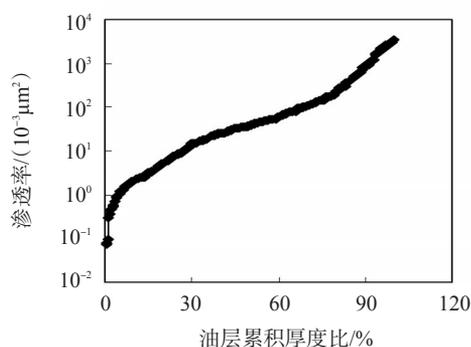


图7 油层累积厚度比与渗透率统计关系

3 结论

聚合物相对分子质量和浓度对渗透率极限均有影响。在聚合物相对分子质量一定的条件下,随聚合物浓度增加,渗透率极限增加,聚合物分子线团尺寸 D_h 呈指数型增加;在聚合物浓度一定的条件下,随聚合物相对分子质量增加,渗透率极限和 D_h 增大。由渗透率极限岩心孔隙半径中值与 D_h 间的关系可以得到对应的配伍区和堵塞区。对于雁木西油田,油层累积厚度比达到60%时对应储层渗透率为 $60.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。当采用相对分子质量 1700×10^4 和质量浓度900 mg/L的聚合物溶液时,可以满足进入规定储层厚度的要求。若采用相对分子质量较低的聚合物,则聚合物浓度需相应提高。

参考文献:

- [1] 王德民,程杰成,吴军政,等. 聚合物驱油技术在大庆油田的应用[J]. 石油学报,2005,26(1): 74-78.
- [2] 张宏方,王德民,王立军. 聚合物溶液在多孔介质中的渗流规律及其提高驱油效率的机理[J]. 大庆石油地质与开发,2002,21(4): 57-60.
- [3] 李丹. 高低质量浓度段塞组合聚合物驱提高采收率实验[J]. 大庆石油地质与开发,2018,37(6): 121-124.
- [4] 兰玉波,杨清彦,李斌会. 聚合物驱油效率和波及系数的研究与认识[J]. 石油学报,2006,27(1): 64-68.
- [5] 陈福明,李颖,牛金刚. 大庆油田聚合物驱深度调剖技术综述[J]. 大庆石油地质与开发,2001,23(5): 97-99.
- [6] 谢坤. 疏水缔合聚合物渤海油藏适应性实验研究[D]. 大庆: 东北石油大学,2016: 1-7.
- [7] 谢坤,卢祥国,姜维东,等. 抗盐聚合物储层适应性及其作用机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(3): 144-153.
- [8] 程杰成,王德民,吴军政,等. 驱油用聚合物的分子量优选[J]. 石油学报,2000,21(1): 102-106.
- [9] 姜维东,张健,唐晓东. 渤海油田驱油用聚合物线团尺寸与岩石孔喉配伍性研究[J]. 油田化学,2012,29(4): 446-451.
- [10] 祝仰文. 聚合物MO-4000与油藏渗透率的配伍性研究[J]. 油田化学,2008,25(1): 38-41.
- [11] 王渝明,康红庆,杨香艳,等. 聚合物驱注入参数与储层物性的多因素匹配关系[J]. 大庆石油地质与开发,2018,37(5): 105-108.
- [12] 张冬玲,李宜强,鲍志东. 大庆中低渗透层聚合物驱可行性室内实验研究[J]. 油田化学,2005,22(1): 78-80.
- [13] 刘洪兵,廖广志,周正祥. 高相对分子质量聚合物驱油效果影响因素分析[J]. 大庆石油地质与开发,2002,21(6): 48-50.
- [14] 韩成林,侯吉瑞,饶永久,等. 聚合物的相对分子质量分布对驱油效率的影响[J]. 大庆石油学院学报,2000,24(4): 18-21.
- [15] 卢祥国,高振环,闫文华. 人造岩心渗透率影响因素试验研究[J]. 大庆石油地质与开发,1994,13(4): 53-55.
- [16] 卢祥国,宋合龙,王景盛,等. 石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法: CN ZL200510063665.8[P]. 2005-09-07.
- [17] 张脊,宋欢,卢祥国,等. 大庆头台低渗透油藏液流转向剂筛选及其增油效果评价[J]. 大庆石油地质与开发,2017,36(3): 93-99.
- [18] 李子甲,闫长辉,陈青,等. 大庆油田北一二排西部二类油层注入聚合物相对分子质量的确定[J]. 大庆石油地质与开发,2006,25(6): 91-92.
- [19] 卢祥国,高振环. 聚合物分子量与岩心渗透率配伍性——孔隙喉道半径与聚合物分子线团回旋半径比[J]. 油田化学,1996,13(1): 72-75.
- [20] 肖娜,李实,林梅钦. CO₂-水-岩石相互作用对岩石孔渗参数及孔隙结构的影响——以延长油田35-3井储层为例[J]. 油田化学,2018,35(1): 85-90.
- [21] 高庆冕,殷庆国,卢祥国. 多元驱油剂中聚合物分子聚集体与储层适应性[J]. 大庆石油地质与开发,2018,37(4): 104-108.
- [22] 姜晓磊,王荣健,卢祥国,等. 聚合物相对分子质量与油藏储层适应性研究[J]. 油田化学,2014,31(2):269-273.

- [7] 吕建荣, 谭锋奇, 许长福, 等. 克拉玛依砾岩油藏储层分类特征及水驱油规律[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(4): 21-30.
- [8] 顾鸿君, 钱根葆, 刘顺生, 等. 新疆砾岩油藏聚合物驱研究与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2016: 1-36.
- [9] 罗明高, 张庭辉. 克拉玛依砾岩油藏微观孔隙结构及分类[J]. 石油与天然气地质, 1992, 13(2): 201-210.
- [10] SHI Guangren, ZHU Yixiang, MI Shiyun, et al. A big data mining in petroleum exploration and development [J]. Adv Petrol Explor Dev, 2014, 7(2): 1-8.
- [11] 谭锋奇, 许长福, 王晓光, 等. 砾岩油藏水驱与聚合物驱微观渗流机理差异[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1414-1427.
- [12] DRLOFSKY L J, DIMTRAKOPOULOS R. Smart oil fields and mining complexes [J]. Math Geosci, 2017, 49(3): 275-276.
- [13] 朱焱, 高文彬, 李瑞升, 等. 变流度聚合物驱提高采收率作用规律及应用效果[J]. 石油学报, 2018, 39(2): 189-200.

Optimization on Injection Mode of Polymer Flooding in Conglomerate Reservoir

GUAN Dan, LUAN Huoxing, QUE Tingli, ZHANG Guoshan

(Research Institute of Exploration and Detection, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China)

Abstract: Conglomerate reservoir has typical complex mode pore structure, strong heterogeneity and is easy to form dominant channels of different grades; hence, it is difficult to achieve the effect of expanding sweep volume by single slug and general injection method. Three-pipe parallel core displacement experiments with different injection modes, including single constant viscosity, step-by-step viscosity reduction and step-by-step viscosity increase, was carried out and the enhanced oil recovery (EOR) were investigated under the same polymer dosage. In the best injection mode, three-pipe parallel core displacement experiments were carried out at different injection cycles and injection rates. The experimental results showed that, the EOR could be increased by 13.61% by using step-by-step viscosity reduction injection mode, which was 2.31% higher than that by single constant viscosity injection mode. Under the same conditions, the EOR was not related to the number of injection cycles. At the reasonable injection rate of 1.5 mL/min, the EOR could be further increased. When EOR was similar, the polymer dosage by step-by-step viscosity reduction mode was 50% lower than that by single constant viscosity injection mode. The results of the step-by-step viscosity reduction in the filed indicated the oil production was increased and the water cut was decreased obviously.

Keywords: conglomerate reservoir; polymer flooding; EOR; injection mode; field application

(上接第 681 页。continued from p.681)

Reservoir Adaptability of Polymer Solution in High Salinity and Mid-low Permeability Reservoirs

—Taking Yanmuxi Oilfield of Tuha as an Example

CHEN Chao¹, ZHANG Lidong¹, YIN Yuchuan¹, WANG Chongxian¹, LU Xiangguo², LYU Jinlong², WANG Wei², YAN Yang³

(1. Oil Production Engineering Institute, Tuha Oilfield Branch, PetroChina, Shanshan, Xinjiang 838200, P R of China; 2. Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery, Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, P R of China; 3. Petroleum Engineering Research Institute, Dagang Oilfield, Tianjin 300450, P R of China)

Abstract: Yanmuxi oilfield of Tuha is a high salinity and mid-low permeability reservoir, which has entered the stage of ultra-high water cut development. In order to improve the oil recovery of the oilfield, the adaptability of polymer solution and reservoir was studied by taking the geological characteristics and fluid properties of the reservoir as the simulation object. The results showed that the relative molecular weight and concentration of polymer affected the compatibility of polymer solution and core. When the mass concentration of polymer was 300—900 mg/L and the relative molecular weight was 800×10^4 — 2000×10^4 , the permeability limit of polymer solution was 20×10^{-3} — $70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. When the relative molecular weight of polymer was fixed, the permeability limit increased with the increase of polymer concentration, and the molecular thread size (D_h) increased exponentially. When the polymer concentration was constant, the permeability limit and D_h increased with the increase of polymer molecular weight. According to the relationship between the mid value of core pore radius and D_h , the corresponding compatibility area and plugging area could be obtained. For Yan630 block, the reservoir permeability was $60.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ when the percentage of cumulative reservoir thickness reached 60%. The requirement of entering the prescribed reservoir thickness could be met by using polymer solution with relative molecular weight of 1700×10^4 and concentration of 900 mg/L. If the polymer with lower molecular weight was used, the polymer concentration should be increased accordingly.

Keywords: high salt; mid-low permeability reservoir; polymer; permeability limit; physical simulation; Yanmuxi oilfield