文章编号:1000-4092(2020)02-287-05

七东$_1$低渗砾岩油藏聚合物驱配方设计及应用*

关 丹,娄清香,任 豪,阙庭丽

(中国石油新疆油田分公司实验检测研究院,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:为提高砾岩油藏采收率,针对七东$_1$区砾岩低渗储层强非均质性、水驱采出程度低、剩余油饱和度较高等特点,在七东$_1$区实施聚合物驱。通过理论计算、聚合物注入性及流动性分析、天然岩心驱油实验,对聚合物相对分子质量和注入浓度进行了筛选,并在七东$_1$区进行了矿场应用。结果表明,七东$_1$区低渗砾岩储层可注入浓度不高于1000 mg/L、相对分子质量400×10^{4}以下的聚合物,采收率可提高4%~9%。针对低渗透油藏特点,形成了驱油体系与油藏流体等黏驱替流度控制技术。试验区于2016年1月全面注入相对分子质量为350×10^4、质量浓度为800 mg/L的聚合物溶液。截至2019年2月,聚合物驱阶段产油8.01×10^{4}t,阶段采出程度14.5%,降水增油效果明显。图6表6参14

关键词:砾岩油藏;低渗透油藏;聚合物驱;采收率

中图分类号:TE357.46 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.02.018

由于砾岩储层碎屑颗粒大小混杂沉积,储层孔隙结构十分复杂,储层非均质性极强,油田高效注水开发困难,与物性条件类似的砂岩油藏相比,含水上升快,水驱采收率低,如何提高砾岩油藏采收率是一个亟待解决的难题。七东$_1$区克下组属典型的山麓洪积相沉积,储层非均质性极强[1-5]。七东$_1$区低渗砾岩储层平均渗透率59.4×10^{-3} μm^2,有效渗透率17×10^{-3} μm^2。

克拉玛依油田曾尝试在低渗油藏开展聚合物小井组试验:1970~1973年选择三$_3$区3013井组75 m四点法进行低分子量(200万~500万)聚合物驱先导试验,井网面积1.25 km^2, 4注21采,共注入黏度4.3 mPa·s的聚合物0.15 PV,增产原油7.43×10^{4}t,聚合物驱较水驱提高采收率3.6%。大庆油田勘探开发研究院曹瑞波等[6]开展了低渗透油层聚合物驱渗透率界限及驱油效果实验,发现聚合物驱在水驱基础上提高采收率3.79%~6.82%。张冬玲等[7]开展了大庆中低渗油层聚合物驱可行性实验研究,发现聚合物驱较水驱提高采收率不超过8%。在低渗透油藏开展表面活性剂驱室内及现场试验的文献报道较多[8-11],但是聚合物驱在低渗透砾岩油藏中的矿场应用还未见报道。本文主要建立了聚合物体系与七东$_1$区低渗储层物性匹配关系,设计聚合物注入参数和配方方案,探索低渗砾岩油藏聚合物驱的技术可行性,解决低渗透储层中聚合物溶液注入性与流度控制能力之间的矛盾[12-13],在"注得进、采得出"的前提下,改善聚合物驱开发指标,为同类油藏化学驱提高采收率技术的研究及应用提供借鉴。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

抗盐型部分水解聚丙烯酰胺(KYPAM),固含量89.4%,相对分子质量342×10^4,水解度27.5%,工业品,北京恒聚化工集团有限责任公司;克拉玛依油田A井区注入水和地层水,水质指标见表1;A井区原油,黏度6.5 mPa·s(34℃);人造非均质砾岩岩

* 收稿日期:2019-05-27;修回日期:2019-06-14。

作者简介:关丹(1986-)女,工程师,中国石油大学(北京)应用化学专业硕士(2011),从事提高采收率方面的工作,通讯地址:834000 新疆克拉玛依市克拉玛依区准噶尔路29号1#实验楼,电话:0990-6880118,E-mail:wxh5129@126.com。

心，尺寸 ϕ3.8 cm×30 cm；天然砾岩岩心，尺寸 ϕ2.5 cm×7.7 cm。

Mars Ⅱ流变仪，德国哈克公司；BB90E 吴茵搅拌器，北京瑞亿斯科技有限公司；岩心驱油装置，江苏海安石油科技有限公司。

表 1 克拉玛依油田 A 井区水质分析结果

离子组成	质量浓度/(mg·L^{-1})		离子组成	质量浓度/(mg·L^{-1})	
	注入水	地层水		注入水	地层水
Na^++K^+	49.9	4525.0	SO_4^{2-}	108.5	143.0
Mg^{2+}	8.4	17.0	HCO_3^-	146.7	3407.0
Ca^{2+}	57.6	94.0	矿化度	335.0	13290.0
Cl^-	37.2	5168.0			

1.2 实验方法

(1)阻力系数和残余阻力系数的测定。参照石油天然气行业标准 SY/T 6576—2016《用于提高石油采收率的聚合物评价方法》测定聚合物阻力系数和残余阻力系数。

(2)流动性评价。① 测定岩心的气测渗透率；② 将柱状岩心放在岩心夹持器中抽空 6 h 后，饱和地层水，测量岩心孔隙度；③将岩心置于 34℃恒温箱内 12 h 以上；④将聚合物溶液置于恒温箱内 2 h；⑤在地层压力梯度条件下，将不同的聚合物体系恒压注入不同渗透率的岩心中。由于聚合物在流经岩心时都有一定程度的滞留和吸附，聚合物浓度不可避免会下降，进而影响到聚合物溶液的黏度。但是在进行模拟注入时都是在速度稳定(0.2 mL/min)后等待 30 min，令滞留和吸附达到平衡，在流出的聚合物溶液几乎没有浓度损失的情况下确定注入速度(0.15 mL/min)。

(3)驱油实验。①用产出水饱和岩心，水测渗透率；②用原油驱水至不出水；③用产出水驱至含水 98%，计算采收率；④注入 0.7 PV 聚合物溶液，然后再用产出水水驱至含水 98%，计算化学驱采收率。其中，聚合物溶液在驱替前用吴茵搅拌器(7200 s^{-1}下剪切 10 s)进行机械剪切，黏度保留率为 50%～60%。实验温度 34℃，驱替速度为 0.15 mL/min。

2 结果与讨论

2.1 低渗砾岩油藏聚合物驱可行性

鉴于七东$_1$砾岩低渗储层特征，进行了低分子量、低浓度聚合物注入可行性研究。根据科泽尼-卡门公式[14]，$R=[K(1-\varphi)^2/(C\varphi)]^{1/2}$，可以计算出平均喉道半径。其中，$R$—平均吼道半径，μm；$\varphi$—孔隙度，%；$K$—平均渗透率，$10^{-3}$ μm^2；C—常数。Ⅲ区平均渗透率 59.4×10^{-3} μm^2，有效渗透率 17×10^{-3} μm^2，孔隙度 16.6%，平均吼道半径 R=0.597。对于低分子量聚合物，聚合物水动力学尺寸(R_s)≈聚合物回旋半径(R_h)，按照 R=6.5R_s，与其匹配的 R_h=0.092 μm，因此可以注入相对分子质量低于 400 万的聚合物(R_h=0.094 μm)。由表 2 中Ⅲ区不同渗透率级别孔隙体积所占目的层比例统计结果可见，该区域注入 400 万分子量聚合物可进入的孔隙体积为目的层总孔隙体积的 55.8%。从控制程度角度分析，该区聚合物驱控制程度达不到聚合物注入要求。

表 2 Ⅲ区不同渗透率级别孔隙体积所占目的层比例统计结果

渗透率级别/(10^{-3} μm^2)	不同渗透率级别孔隙体积/(10^4 m^3)							比例/%
	S_7^{2-1}	S_7^{2-2}	S_7^{2-3}	S_7^{3-1}	S_7^{3-2}	S_7^{3-3}	S_7^{4-1}	
K≥300	1.0	2.8	5.9	3.3	4.8	1.8	2.4	16.9
300>K≥250	0.2	1.0	2.1	1.1	0.9	1.1	0.5	5.3
250>K≥200	0.6	1.5	3.1	2.0	1.5	1.6	0.5	8.2
200>K≥150	0.4	0.9	1.6	1.4	1.1	0.9	0.4	5.2
150>K≥110	0.6	1.3	1.7	1.4	1.4	1.1	0.4	6.0
110>K≥50	1.1	2.6	4.4	3.3	3.2	2.4	1.2	14.1
50>K≥30	2.3	5.1	5.4	5.5	6.1	4.7	2.0	23.9
30>K≥10	1.9	3.4	5.5	3.8	6.6	3.6	1.8	20.4
合计	8.1	18.6	29.7	21.8	25.6	17.2	9.2	100.0

注：所得比例为每一横行之和除以所有孔隙体积加和。

结合上述计算结果，开展了低分子量、低浓度聚合物在天然岩心中的注入性实验以及流动性实验。由图 1 可知，随着注入聚合物浓度的增加，注入压力增高，在注入压力趋于平稳后，后续水驱过程中注入压力逐渐下降。1500 mg/L 聚合物溶液的注入压力明显高于 1000 mg/L 和 500 mg/L 的值。由表 3 可知，阻力系数和残余阻力系数随着浓度的增加而逐渐增大。在渗透率为 53.57×10^{-3} μm^{2}的条件下，注入聚合物质量浓度为 1500 mg/L 时，阻力系数高达 120，残余阻力系数达到 26，说明该浓度在低渗透岩心中的注入性较差。

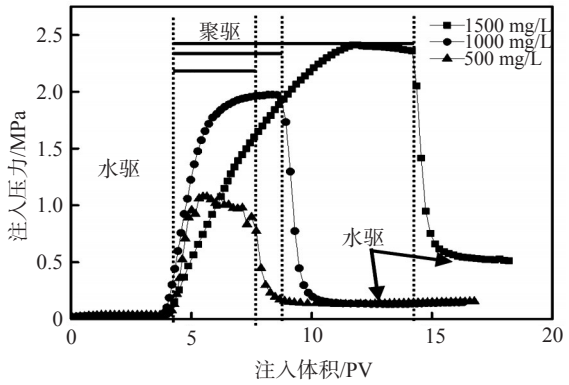


图1　注入压力随低分子量聚合物注入量的变化

表3　低分子量聚合物（350万）在天然岩心中的注入性

渗透率/（10^{-3} μm^2）	质量浓度/（mg·L^{-1}）	阻力系数	残余阻力系数
48.20	500	27.7	4.7
40.85	1000	78.4	5.4
53.57	1500	120.0	26.0

低分子量（350万）、低浓度聚合物在低渗透天然岩心中的流动性见表4。以0.2 m/d的流动速度作为判断标准，在水测渗透率（K_w）为2.3×10^{-3} μm^{2}和17.8×10^{-3} μm^{2}的岩心中，注入分子量为350万的聚合物。不同浓度的聚合物溶液在渗透率为2.3×10^{-3} μm^{2}的岩心中无法流动，而在渗透率为17.8×10^{-3} μm^{2}的岩心中仅1500 mg/L的聚合物溶液无法流动。结合表2可知，注入的聚合物相对分子质量为350万，并且质量浓度不高于1000 mg/L时，聚合物驱控制程度可大于90%，满足聚合物注入要求。

表4　低分子量聚合物在天然岩心中的流动速度（压力梯度0.13 MPa/m）

聚合物溶液质量浓度/（mg·L^{-1}）	聚合物在不同渗透率岩心中的流速/（m·d^{-1}）	
	K_w=2.3×10^{-3} μm^2	K_w=17.8×10^{-3} μm^2
500	0.017	0.382
1000	0.01	0.255
1500	0	0.053

另外，聚合物注入前七东$_1$砾岩低渗储层注入压力8.4 MPa，预计前缘水驱注入压力上限9.0 MPa，该区平均井口注入压力上限13.6 MPa，聚合物注入压力上升空间＜4.6 MPa，根据数模预测（CMG数值模拟软件，加拿大计算机模拟软件集团（Computer Modelling Group Ltd.）开发）结果（见表5），相对分子质量为350万的聚合物（注入量0.7 PV）允许注入浓度低于1000 mg/L。若根据井口破裂压力15.1 MPa、压力上升空间＜6.1 MPa，则浓度上限为1400 mg/L。但考虑到七东$_1$砾岩低渗储层与中高渗储层交汇边界局部物性相对较好，部分井可能需要注入更高浓度的聚合物，聚合物浓度上限设计为1200 mg/L。

表5　注入350万聚合物数模预测结果

注入质量浓度/（mg·L^{-1}）	提高采收率/%	累计增油/（10^4 t）	吨聚增油/t	压力上升值/MPa
800	4.53	2.85	44.53	3.80
1000	5.29	3.32	41.50	4.50
1200	5.96	3.75	39.10	5.40
1500	6.76	4.25	37.93	6.50
1800	6.96	4.38	34.21	
2000	7.03	4.42	30.69	

注：吨聚增油即每吨聚合物的增油量，后同。

低分子量（350万）聚合物对低渗透天然岩心原油的驱替情况见表6。随着注入聚合物浓度的增加，采收率增幅逐渐增大，即注入与岩心渗透率相匹配的驱油体系，可进一步提高采收率。

表6　低分子量聚合物对低渗透天然岩心的驱油结果

聚合物溶液质量浓度/（mg·L^{-1}）	岩心参数				采收率/%		
	K_g/（10^{-3} μm^2）	K_w/（10^{-3} μm^2）	孔隙度/%	含油饱和度/%	水驱	增幅	总计
300	7.8	2.6	16.7	57.4	43.08	4.46	47.54
500	12.7	5.3	16.4	54.7	42.50	3.98	46.48
800	53.2	21.5	16.5	54.0	43.02	7.91	50.93
1000	62.4	30.1	16.2	55.8	42.31	9.58	51.89

注：聚合物溶液注入体积为0.7 PV；K_g—气测渗透率。

由数值模拟结果（图2）可见，吨聚增油量随聚合物浓度的增大而下降，即聚合物浓度过高，经济

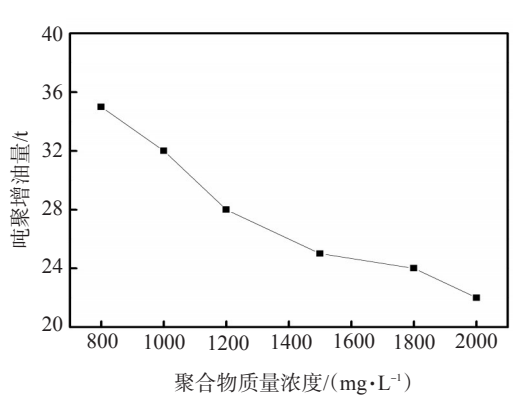


图2　聚合物浓度对吨聚增油量的影响

效益差。综合考虑技术和经济效益要求(吨聚增油大于30 t),针对该区低渗透油藏特点,选择注入低浓度(1000 mg/L以下)的聚合物。

2.2 注入参数设计

根据流度控制理论公式(式1),原油地层黏度为6.5 mPa·s,针对Ⅲ区注聚合物需求创新性地实施驱油体系与地层流体等黏驱替,地下原油黏度6.0 mPa·s,设计加量800～1200 mg/L,地面黏度为10～15 mPa·s,地层工作黏度6～9 mPa·s(按照炮眼、井筒剪切40%计算)。根据相对分子质量为350万的聚合物在注入水中的黏浓曲线(图3),300～1000 mg/L聚合物的黏度为7.5～11.8 mPa·s(估算工作黏度4.5～7.1 mPa·s)。综合以上结果,确定Ⅲ区注入350万相对分子质量的聚合物质量浓度为800 mg/L、黏度为10 mPa·s。

$$M=\frac{\frac{K_w}{\mu_w}}{\frac{K_o}{\mu_o}}\leqslant 1 \qquad (1)$$

式中:K_w—水相渗透率,μm²;μ_w—水相黏度,mPa·s;K_o—油相渗透率,μm²;μ_o—油相黏度,mPa·s。

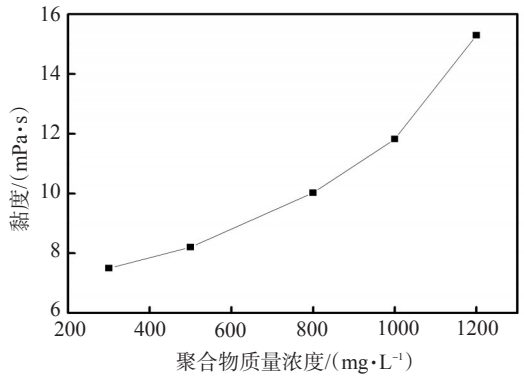


图3 相对分子质量为350万的聚合物在注入水中的黏浓曲线

2.3 现场应用

七东$_1$低渗砾岩油藏自2016年全面注聚合物至今,聚合物驱开发特征表现明显:油量明显上升,日产油最高122 t,含水大幅下降,最大降幅30%,配注完成率100%,注入压力稳步提升,压力升幅1.3 MPa,开发指标大幅优于预测指标(图4)。截至2019年2月,聚合物驱累计注入化学剂0.29 PV,油井见效率95.2%,阶段采出程度14.5%,累计增油8.01×10⁴ t。

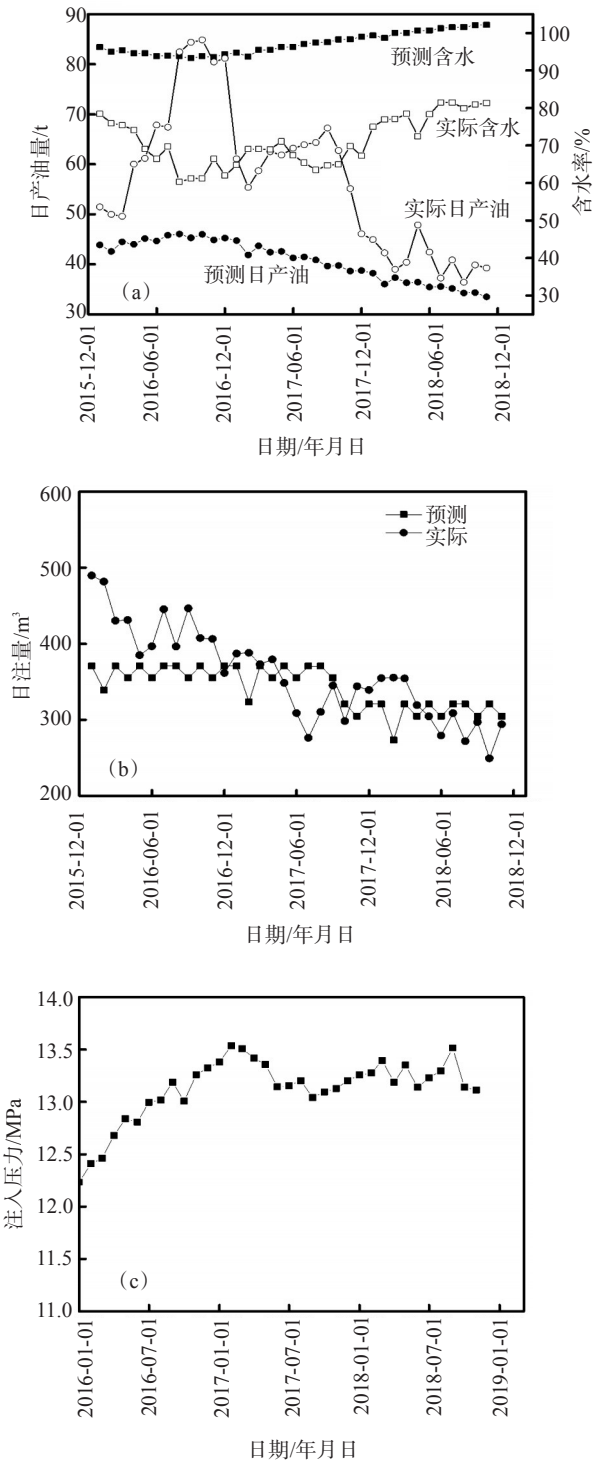


图4 七东$_1$区Ⅲ区聚合物驱开发曲线

3 结论

通过理论计算和聚合物注入性及流动性、天然岩心驱油实验,明确七东$_1$区Ⅲ区低渗透油藏可注入浓度不高于1000 mg/L、相对分子质量400万以下的聚合物。

针对Ⅲ区聚合物注入需求实施驱油体系与地层流体等黏驱替，根据流度控制理论确定Ⅲ区注入相对分子质量342万的聚合物质量浓度为800 mg/L、黏度10 mPa·s。七东$_1$低渗砾岩油藏试验区于2016年1月全面注入聚合物，截至2019年2月，聚合物驱阶段产油8.01×10^4 t，阶段采出程度14.5%，降水增油效果明显。

参考文献：

[1] 高明，王强，顾鸿君，等. 新建砾岩油藏七东$_1$区聚合物驱研究[J]. 科学技术与工程，2012，22(12)：5597–5601.

[2] 郭巧珍，朱桂芳，程宏杰，等. 砾岩油藏聚驱后剩余油潜力评价[J]. 精细石油化工进展，2017，18(1)：6–9.

[3] 余昭艳. 砾岩油藏聚合物驱可行性研究[D]. 北京：中国石油大学，2016：2–13.

[4] 吕建荣，陈丽华，霍进，等. 砾岩油藏二元复合驱油体系各组分吸附规律[J]. 油田化学，2018，35(3)：492–497.

[5] 杨丽，韩甲胜，高蓓，等. 准噶尔盆地低渗砾岩油藏难采储量动用研究与应用[J]. 新疆石油天然气，2014，10(4)：42–45.

[6] 曹瑞波，丁红，刘海龙，等. 低渗透油层聚合物驱渗透率界限及驱油效果实验研究[J]. 大庆石油地质与开发，2005，24(5)：71–73.

[7] 张冬玲，李宜强，鲍志东. 大庆中低渗油藏聚合物驱可行性室内实验研究[J]. 油田化学，2005，22(1)：78–80.

[8] 吴志伟. 表面活性剂的乳化性能和界面活性对低渗透油藏采收率的影响[J]. 油田化学，2017，34(1)：119–124.

[9] 袁国伟，范伟，徐飞艳，等. 长庆特低裂缝发育油藏三维模型驱油实验研究[J]. 油田化学，2017，34(3)：508–511.

[10] 殷代印，高楠. 低渗岩心实验参数在微乳液驱数值模拟中的应用[J]. 油田化学，2018，35(1)：114–118.

[11] 董杰，岳湘安，孔彬，等. 表面活性剂乳化能力差异对低渗油藏提高采收率的影响[J]. 石油与天然气化工，2018，47(2)：80–84.

[12] 张云宝，刘义刚，孟祥海，等. 扩大波及体积与流度控制组合技术研究与应用[J]. 当代化工，2019，48(3)：567–571.

[13] 罗健辉，王平美，彭宝亮，等. 低渗透油藏扩大波及体积技术探讨[J]. 油田化学，2017，34(4)：756–760.

[14] 刘敏，孙刚，刘红颖. 超高分子聚合物过滤因子测试方法的改进研究[J]. 大庆石油地质与开发，2006，25(4)：98–99.

Formula Design and Application of Polymer Flooding in Qidong-1 Conglomerate Reservoir with Low Permeability

GUAN Dan, LOU Qingxiang, REN Hao, QUE Tingli

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

Abstract: In order to improve the recovery factor of conglomerate reservoir, polymer flooding was carried out in Qidong-1 area in view of the strong heterogeneity of low permeability reservoir, low recovery degree of water driving and high residual oil saturation. Through theoretical calculation, polymer injectivity and fluidity analysis, and oil displacement experiment in natural core, the relative molecular weight and injection concentration of polymer were screened. Finally, the polymer flooding was applied in Qidong-1 area. The results showed that the recovery factor of Qidong-1 conglomerate reservoir with low permeability increased by 4%—9% when the polymer concentration was less than 1000 mg/L and the relative molecular weight was less than 400×10^4. According to the characteristics of low permeability reservoir, the fluidity control technology of equal viscosity displacement such as oil displacement system and reservoir fluid was formed. In the test area, polymer injection was carried out in January 2016, with a relative molecular weight of 350×10^4 and polymer injection concentration of 800 mg/L. Up to February 2019, the oil production in polymer flooding stage was 8.01×10^4 t, and the recovery factor was 14.5%. The effect of increasing oil production and decreasing water cut was obvious.

Keywords: *conglomerate reservoir*; *low permeability reservoir*; *polymer flooding*; *recovery factor*