

文章编号:1000-4092(2022)01-100-08

聚合物驱注入工艺参数优化及驱油机理研究*

刘怡婷¹,张怀杰²,钟陵²,贾刚卫²,左入文³,韦克熠⁴

(1. 长江大学地球科学学院,湖北 武汉 430100;2. 中国石油长庆油田分公司第五采油厂,陕西 定边 718600;3. 中国石油青海油田科技信息处,甘肃 敦煌 736202;4. 中国石油青海油田采油二厂,青海 茫崖 816499)

摘要:为提高陆地B油田二类储层的聚合物驱效果,以目标储层特征和流体性质为研究对象,通过开展层内非均质岩心模型的室内驱替实验,优选适合目标储层的最佳注入参数及注入方式。研究结果表明:随着聚合物相对分子质量及溶液浓度的增加,聚合物分子聚集体尺寸增大,阻力系数和残余阻力系数增大,但由于受到岩心孔喉剪切作用的影响,残余阻力系数升幅逐渐变小。从驱油实验可以看出,聚合物注入黏度对开采效果影响依次为:梯度增黏>交替变黏>梯度降黏>单一高黏>单一低黏。其中梯度增黏、交替变黏与梯度降黏采收率增幅较大,增幅达到20%以上,梯度增黏提高采收率效果最优,采收率增幅为24.2%。聚合物注入速率对开采效果影响依次为:梯度增速>单一高速>变速交替>梯度降速>单一低速。其中梯度增速与交替变速采收率增幅较大,梯度增速采收率增幅为25.6%。在注入段塞尺寸一定条件下,不同组合注入方式下采收率增幅效果为:增速降黏>降速增黏,其中增速降黏组合方式采收率提高幅度为28.6%。由此可见,注入过程中同时改变注入速率和注入黏度的组合方式相比于单一改变注入速率或黏度的增油降水效果更好。

关键词:陆地B油田;二类油层;残余阻力系数;注入方式;提高采收率

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.018

中图分类号:TE357.46

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

聚合物驱油技术因其具有在岩心中可滞留特性,可有效改善油水流量比及储层非均质性,促进液流转向,扩大宏观波及体积^[1-4]。因此,聚合物驱油技术在陆上油田得到了广泛应用^[5-6]。陆地B油田储层属于背斜构造油气藏,油层埋藏深度为600~1200 m,油层物性较好,有效孔隙度为23%~31%,有效渗透率变化范围较大,原油具有黏度大、凝固点低、含蜡量高、含硫量低的特点^[7-9]。作为首批运用聚合物驱技术的油田之一,随着油田的不断

注水注聚开发,主力油层的开采潜力逐年下降,聚合物驱稳产增产任务艰巨^[10-11]。为保证油田产量,石油科技工作者将聚合物驱技术的研究与应用转向了地质条件相对较差的二类储层。但与主力油层相比,二类油层的渗透率较低,纵向及平面非均质性更严重,聚合物驱开发难度较大^[12-13]。对于常规主力油层的注入方式及参数已经不适用于二类油层,地层强非均质性导致了聚合物驱效果变差,低渗层动用程度较低等问题^[14-15],因此,对于二类油层聚合物驱的注入参数和注入方式还需进一步完善与细化。针对上述问题,国内学者开展了大量实

* 收稿日期:2021-02-23;修回日期:2021-03-30。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(项目编号2016ZX05007-002)。

作者简介:刘怡婷(1993—),女,长江大学矿产普查与勘探专业在读博士研究生(2019—),从事油气田开发及物理沉积模拟等方面研究,通讯地址:430100 湖北省武汉市蔡甸区长江大学武汉校区,E-mail:liuyit1993@163.com。

验研究。林立等^[16]针对目标区块二类油层注采关系的问题,通过明晰分单元驱替方式,对聚合物、水两驱注采关系的射孔原则进行优化与总结。邱长波等^[17]研究了两个注聚合物区块水驱井网调整后的开采特征,研究了影响油层动用程度的问题及其各种因素。张晓芹等^[18]通过实验发现,可以通过对二类油层进行缩小井距、细化层系以及优化注聚合物方案等技术措施来改善二类油层的聚合物驱条件,以提高二类油层聚合物驱开发效果。虽然国内关于二类油层聚合物驱技术已有部分相关报道,但关于二类油层聚合物驱合理注入方式和参数的研究相对较少。为解决目标油田二类油层聚合物驱效果较差的难题,本文针对二类储层的特点及目前聚合物驱开发现状,以陆地 B 油田储层和流体为研究对象,通过室内物理模拟岩心实验,开展不同注入参数及注入方式下驱油实验研究,探讨不同注入参数及注入方式对最终驱油效果的影响,优化筛选出最佳注入参数及方式,以期为后续矿场试验提供重要决策依据。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

聚合物 HPAM, 相对分子质量 2500×10^4 和 1200×10^4 , 固含量 90%, 水解度 30%, 大庆华龙祥化工有限公司; 实验用油为模拟油, 由目标油田脱气原油与煤油按一定比例混合而成, 黏度 $17.6 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ($45 \text{ }^\circ\text{C}$)。实验用水为目标油田模拟注入水, 矿化度 6778.2 mg/L , 主要离子质量浓度(单位 mg/L): K^+ Na^+ 2136.8、 Ca^{2+} 54.2、 Mg^{2+} 12.3、 Cl^- 1317.7、 SO_4^{2-} 16.2、 CO_3^{2-} 354.9、 HCO_3^- 2886.1。渗流特性实验所用岩心为人造胶结柱状岩心, 气测渗透率为 400×10^{-3} 、 $800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 尺寸为 $\phi 2.5 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$ 。驱油实验所用岩心为人造胶结两层非均质长岩心, 尺寸 $30 \times 4.5 \times 4.5 (\text{cm})$, 各小层厚度为 2.25 cm, 气测渗透率 $400 \times 10^{-3}/800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

DV- II 型布氏黏度仪, 布鲁克菲尔德公司; 驱替实验装置主要包括平流泵、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, 其余装置置于 $45 \text{ }^\circ\text{C}$ 恒温箱内。

1.2 实验方法

(1) 聚合物溶液配制

首先用模拟注入水配制浓度为 5000 mg/L 的聚

合物母液, 再用模拟注入水分别稀释至不同浓度的目的溶液。

(2) 渗流特性实验

将岩心抽真空、饱和地层水, 水测岩心渗透率, 在温度 $45 \text{ }^\circ\text{C}$ 下, 以 0.3 mL/min 的注入速率注入 5 PV 的聚合物溶液, 后续水驱直至压力稳定, 计算阻力系数及残余阻力系数。

(3) 驱油实验

将岩心抽真空、饱和地层水, 测孔隙体积, 饱和原油后在 $45 \text{ }^\circ\text{C}$ 下恒温老化 12 h, 以 0.3 mL/min 的注入速率注入模拟地层水, 水驱至含水率 95%, 记录出液量, 计算水驱采收率; 然后再按设定方案以一定的注入速率注入一定黏度的聚合物溶液, 后续水驱至含水率 95%, 记录出液量, 计算采收率。如无特殊说明, 实验注入速率为 0.3 mL/min , 数据记录时间间隔为 30 min。

2 结果与讨论

2.1 增黏性能

两种不同相对分子质量聚合物溶液黏度随浓度的变化见图 1。从图 1 可以看出, 随着聚合物浓度的升高, 溶液黏度呈指数型增长, 初期黏度增加较缓, 后期黏度升幅逐渐加快。在聚合物溶液浓度相同的条件下, 聚合物的相对分子质量越高, 溶液黏度越大, 且随着浓度的增大, 两种相对分子质量聚合物溶液的黏度相差越来越大, 表明聚合物相对分子质量越大, 溶液黏度对浓度的敏感性越强, 随着溶液浓度的升高, 分子线团间缠绕性更复杂, 分子内摩擦力加剧, 致使黏度升高更明显。

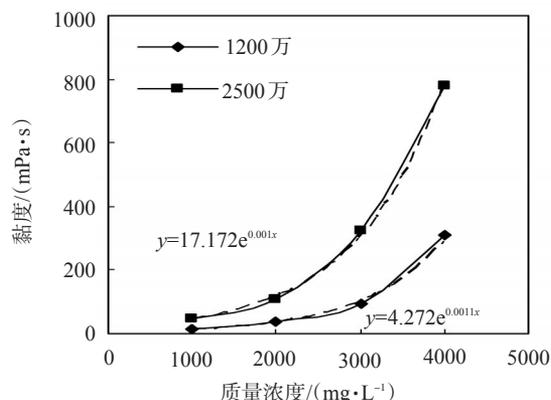


图 1 不同相对分子质量聚合物溶液黏度与浓度关系曲线

2.2 注入性能

聚合物溶液对不同渗透率岩心的阻力系数、残余阻力系数测试结果见表1。从表1可以看出,随着聚合物相对分子质量、溶液浓度的升高及岩心渗透率的降低,阻力系数和残余阻力系数逐渐增大,且阻力系数均高于残余阻力系数。分析认为,在岩心渗透率不变的条件下,随着聚合物相对分子质量及浓度的增大,聚合物分子聚集体尺寸增大,溶液中分子内摩擦力增大,致使溶液黏度升高,加剧聚合物在岩心中的滞留,减小岩心孔喉的过流断面,使附加渗流阻力升高,注入压力升幅更大,从而导致阻力系数升高。但由于聚合物是线性结构,抗剪切能力较弱,后续水驱阶段,聚合物会因注入水的冲刷受到岩心孔喉剪切作用,聚合物分子共价键断开,对黏度和流度的控制能力减弱,削弱了聚合物在岩心中的滞留能力,因滞留而产生的附加渗流阻力随之减小,注入压力降低,因此表现为残余阻力系数低于阻力系数。进一步分析发现,当聚合物相对分子质量为 2500×10^4 时,溶液浓度由2000 mg/L升高至3000 mg/L及4000 mg/L时,阻力系数急剧上

升,残余阻力系数虽有增幅但增幅较小,这表明聚合物相对分子质量及浓度较高时,因自身高黏特征,导致注入性较差,聚合物在岩心端面及近井地带堆积严重,造成注入压力快速升高,残余阻力系数迅速增大,但后续水驱过程中,较大的聚集体尺寸与岩心孔喉半径匹配性较差,受到岩心的剪切作用较强,导致分子聚集体被切割程度较高,在岩心中滞留及增加渗流阻力作用大大减弱,导致最终残余阻力系数升幅较小。

综合考虑聚合物溶液的注入性、滞留能力及经济成本,选用相对分子质量为 1200×10^4 、质量浓度分别为1000、2000和3000 mg/L的聚合物溶液进行后续实验研究。

2.3 注入黏度的影响

2.3.1 采收率

先将岩心水驱至含水率95%,再以0.3 mL/min的注入速率注入不同黏度聚合物溶液,后续水驱至含水率95%,在注入不同黏度聚合物溶液条件下增油降水效果见表2。其中,方案2-1(单一高黏):注入0.6 PV 高黏聚合物溶液;方案2-2(单一低黏):注入0.6 PV 低黏聚合物溶液;方案2-3(梯度增黏):注入0.2 PV 低黏+0.2 PV 中黏+0.2 PV 高黏聚合物溶液;方案2-4(梯度降黏):注入0.2 PV 高黏+0.2 PV 中黏+0.2 PV 低黏聚合物溶液;方案2-5(变黏交替):注入0.2 PV 低黏+0.2 PV 高黏+0.2 PV 中黏聚合物溶液。低、中、高黏聚合物溶液质量浓度分别为1000、2000、3000 mg/L,聚合物相对分子质量为1200万,对应黏度分别为12.6、35.4、94.5 mPa·s。

表1 聚合物溶液在不同渗透率岩心中的阻力系数和残余阻力系数

方案	聚合物相对分子质量/ 10^4	渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	聚合物质量浓度/ $(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	阻力系数	残余阻力系数
1-1	1200	400	1000	10.3	4.8
1-2			2000	25.4	9.6
1-3			3000	47.7	13.9
1-4			4000	78.9	20.5
1-5	2500	800	1000	5.2	2.4
1-6			2000	14.1	5.3
1-7			3000	30.2	9.8
1-8			4000	48.5	15.1
1-9	2500	800	1000	28.9	8.3
1-10			2000	57.4	14.5
1-11			3000	108.2	25.6
1-12			4000	185.6	37.9
1-13			1000	13.4	4.5
1-14			2000	35.7	9.4
1-15			3000	72.5	17.3
1-16			4000	131.5	25.8

表2 不同黏度聚合物溶液条件下增油降水效果

实验方案	含油饱和度/%	采收率/%		
		水驱	最终	增幅
2-1 (单一高黏)	67.00	43.3	61.0	17.7
2-2 (单一低黏)	67.12	42.8	56.2	13.4
2-3 (梯度增黏)	66.83	42.0	66.2	24.2
2-4 (梯度降黏)	67.20	42.5	63.3	20.8
2-5 (变黏交替)	68.00	42.6	64.6	22.0

从表2可以看出,以最终采收率为评价标准,开采效果最好的注入方式依次为:梯度增黏>交替变黏>梯度降黏>单一高黏>单一低黏。其中梯度增黏、交替变黏与梯度降黏注入方式的采收率增幅较大,达到20%以上,梯度增黏注入方式提高采收率效果最优,采收率增幅为24.2%。与之相比,单一高黏与单一低黏注入方式增油效果相对较弱,采收率增幅不足18%。分析认为,聚合物驱阶段采用单一高黏注入方式时,由于聚合物分子聚集尺寸较大,导致其与岩心孔喉半径匹配性较差,聚合物进入储层后受到地层的剪切作用较严重,聚合物分子链遭到破坏,改善流度比能力减弱,在一定程度上限制了提高采收率的开发效果;另一方面,高黏聚合物注入低渗层时,由于捕集滞留而导致的升压更敏感,致使聚合物溶液在注入压力升高后很快继续绕流回高渗层,低渗层的动用效果不理想,导致最终采收率较低。聚合物驱阶段采用单一低黏注入方式时,注入压力升幅较小,表明低黏聚合物在高渗层滞留效果较差,液流转向作用有限,低渗层动用程度较弱,无法较好实现扩大波及体积效果,采收率增幅较低。聚合物驱阶段采用梯度降黏注入方式时,聚合物驱初期注入的高黏聚合物会对低渗层造成一定伤害,使后续注入的中低黏聚合物从低渗层绕流至高渗层的剖面反转现象提前,造成对低渗层的驱替不充分,影响最终的开采效果。聚合物驱阶段采用变黏交替注入方式时,首先注入低黏聚合物对高渗层进行驱替,再注入高黏聚合物进一步对高渗层进行驱替,此时高黏聚合物进入低渗层对其会造成一定伤害,但与梯度降黏相比,由于注入高黏聚合物时机较晚,因此对后续聚合物注入及后

续水驱造成的影响较小,采收率增幅较为可观。由此可见,高黏聚合物的注入既有优势也有弊端:优势是可以较大幅度增加低渗层的吸液压差,为后续流体启动低渗层奠定基础,有利于扩大宏观波及体积及最终采收率;劣势是高黏聚合物进入低渗层后对低渗层的伤害问题,会导致后续流体剖面反转现象提早发生。但从实验结果可以发现,只要合理控制高黏聚合物的注入顺序及注入量,它的优势远远大于劣势。聚合物驱采用梯度增黏注入方式的开发效果很好印证了上述说法,首先注入低黏聚合物对高渗层进行有效驱替,其次注入中黏聚合物增大吸液压差,使低渗层得到一定动用,最后注入高黏聚合物,使注入压力进一步升高,低渗层得到进一步动用,后续水驱时低渗层动用程度较高,改善流度比效果较好,提高采收率效果最优。

2.3.2 动态特征

实验注入过程中注入压力、含水率和采收率与注入体积关系见图2。从图2可以看出,在水驱开发阶段,随着注入量的增加,原油采出程度提高,采收率增大,含水率不断升高。水驱初期,由于含油饱和度较高,采收率增幅较快,注入压力因油水两相流动短时间内稍有增加;之后随着含油饱和度逐渐下降采收率增幅减缓,油水两相流减弱,渗流阻力减小,注入压力开始降低。在聚合物驱阶段,随着聚合物驱的进行聚合物在岩心内不断滞留,附加渗流阻力增大,注入压力升高,低渗层吸液压差增大,低渗层逐渐被动用,聚合物液流转向进入低渗层,采收率增幅较快,含水率不断降低,其中梯度增黏措施含水率下降幅度最大,聚合物驱结束含水率为75.3%,含水降幅接近20%。后续水驱阶段,初期由

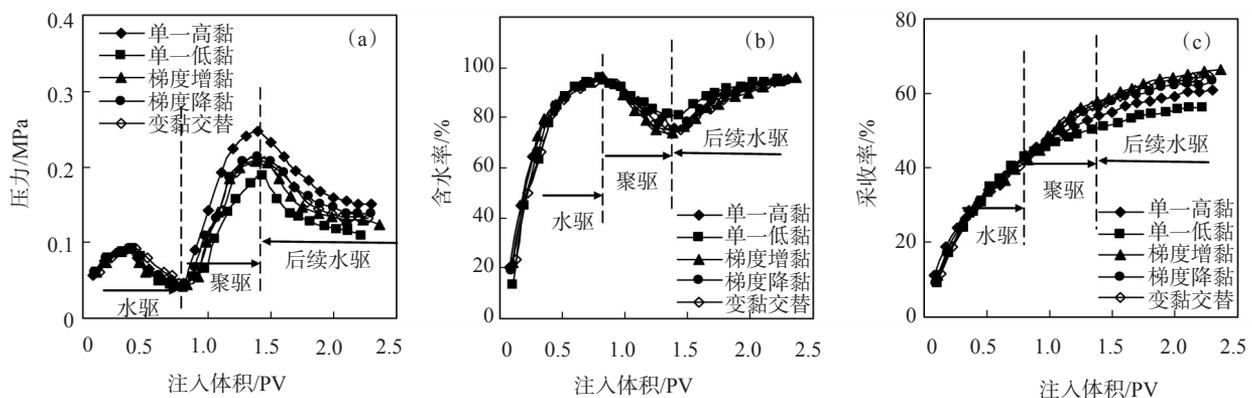


图2 不同黏度聚合物溶液驱注入压力、含水率、采收率与注入体积的关系

于注入压力较高,低渗层可以被动用,但随着注入水冲刷,聚合物滞留效果逐渐减弱,致使注入压力降低,低渗层吸液压差减小,低渗层波及程度逐渐减弱,含水率逐步上升,采收率增幅减缓。

2.4 注入速率的影响

2.4.1 采收率

先将岩心水驱至含水率95%,再以不同速率注入中黏度聚合物溶液(2000 mg/L),后续水驱至含水率95%,在注入速率不同条件下增油降水效果实验结果见表3。其中,方案2-6(单一高速):高速注入0.6 PV 中黏聚合物溶液;方案2-7(单一低速):低速注入0.6 PV 中黏聚合物溶液;方案2-8(梯度增速):低速注入0.2 PV +中速注入0.2 PV +高速注入0.2 PV 聚合物溶液;方案2-9(梯度降速):高速注入0.2 PV +中速注入0.2 PV +低速注入0.2 PV 聚合物溶液;方案2-10(变速交替):低速注入0.2 PV +高速注入0.2 PV +中速注入0.2 PV 聚合物溶液。低、中、高速注入速率为0.15、0.3、0.6 mL/min。

表3 注入速率不同条件下增油降水效果实验结果

实验方案	含油饱和度/%	采收率/%		
		水驱	最终	增幅
2-6 (单一高速)	67.00	43.1	57.1	24.0
2-7 (单一低速)	67.12	43.0	54.8	11.8
2-8 (梯度增速)	66.83	42.4	68.0	25.6
2-9 (梯度降速)	67.20	42.6	63.1	20.5
2-10 (变速交替)	67.05	42.8	65.5	22.7

从表3可以看出,以最终采收率为评价标准,开采效果最好的注入方式依次为:梯度增速>单一高速>变速交替>梯度降速>单一低速。除单一低速注入方式外,其余4种注入方式采收率增幅均可达到20%以上,其中梯度增速提高采收率效果最优,采收率增幅为25.6%。分析认为,单一低速注入方式由于注入速率较小,注入压力升幅有限,导致低渗层动用程度较弱,聚合物主要在高渗层内循环驱替,而高渗层在经过水驱开发后开采潜力较低,最终增油效果较弱。对于梯度降速注入方式,由于初始阶段高速注入,注入压力升幅较快,低渗层开始被逐渐动用,但当注入速率降低后,注入压力升幅减弱,

注入压力逐渐不能满足低渗层所需的吸液压差,低渗层动用程度开始逐渐减弱,表现为注入后期增油降水效果并不明显。对于单一高速注入方式,剩余油动用程度逐渐充分,聚合物水溶液通过多孔介质时容易发生机械降解,同时注入速率较快也不利于聚合物在岩石表面的吸附,但由于注入压力较高,注入阶段初期可以较好动用低渗层,但随着低渗层滞留聚合物的增多,吸液压差逐渐增大,聚合物溶液后期会逐渐剖面反转进入高渗层。对于梯度增速注入方式,首先对聚合物溶液进行小排量注入,注入压力升幅较小,此时主要驱替高渗层剩余油;然后进行中速驱替,随着注入压力的不断升高,低渗层开始被逐渐启动;最后进行高速注入,注入压力进一步提升,低渗层后续水阶段低渗层剖面反转现象延后,提高采收率幅度较显著。而对于变速交替注入方式,首先低速驱替之后立即转为高速驱替,注入压力迅速升高,低渗层吸液压差增大,聚合物大量进入低渗层,此阶段低渗层被动用程度较高;但最后转为中速注入时,由于低渗层此时已进入较多聚合物溶液,附加渗流阻力较大,导致中速注入时难以启动低渗层。因此,与梯度增速注入相比,变速交替注入提高采收率幅度相对较弱。对于梯度降速注入方式,由于初始注入速率较高,低渗层被聚合物污染较严重,导致后续降速后低渗层动用程度减弱,采收率增幅较差。综上所述,建议聚合物驱初期以驱替高渗层剩余油为主,尽量避免对低渗层造成伤害,后期再逐步动用低渗层,达到批次注入、分级启动的效果。

2.4.2 动态特征

实验注入过程中注入压力、含水率和采收率与注入体积关系见图3。从图3可以看出,在水驱开发阶段,随着注入量的增加,原油采出程度提高,采收率增加,含水率不断升高。在聚合物驱阶段,整体表现出注入速率越快,注入压力越高。在几种注入速率方式中,梯度增速注入方式的含水率降幅最大,聚合物驱结束含水率为72.0%,含水降幅为23.2%。聚合物驱阶段,随着聚合物在岩心中的吸附滞留,注入压力不断升高,含水率逐渐降低;后续水驱阶段,由于注入水对岩心中滞留聚合物的冲刷,聚合物被逐渐采出,注入压力逐渐降低,含水率

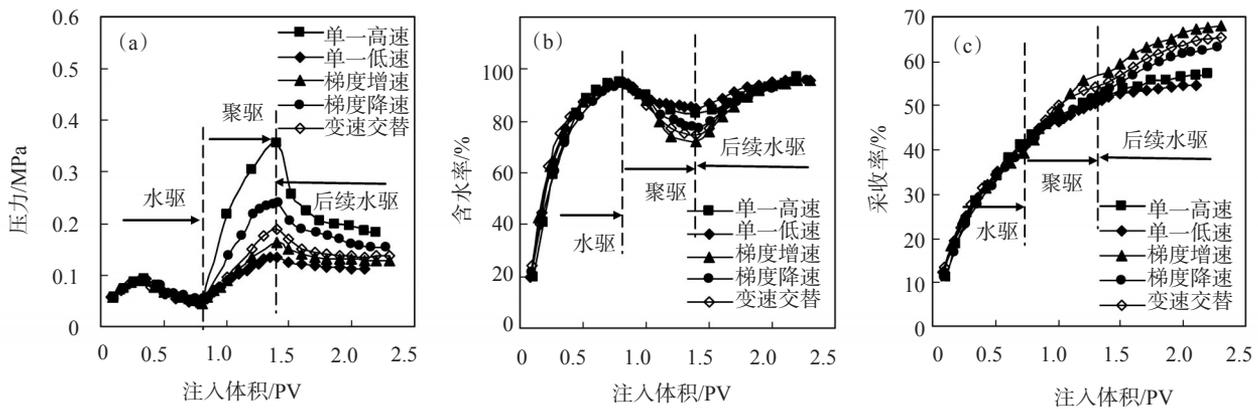


图3 注入速率不同条件下注入压力、含水率、采收率与注入体积的关系

逐步上升,采收率增幅减缓。进一步分析发现,最终注入压力依然高于前期水驱时注入压力,表明聚合物未被全部采出,最后仍有部分聚合物滞留在岩心中。

2.5 组合注入方式的影响

2.5.1 采收率

先将岩心水驱至含水率95%,再以不同组合方式注入聚合物溶液,后续水驱至含水率95%,在组合注入方式不同条件下增油降水效果实验结果见表4。其中,方案2-11(降速增黏):高速低黏注入0.2 PV+中速中黏注入0.2 PV+低速高黏注入0.2 PV聚合物溶液;方案2-12(增速降黏):低速高黏注入0.2 PV+中速中黏注入0.2 PV+高速低黏注入0.2 PV聚合物溶液。从表4可以看出,增速降黏注入方式相比降速增黏注入方式采收率增幅高出1.8%,整体采收率相差不大,但与单一注入方式相比,增油降水效果较明显。分析认为,聚合物驱最理想的状态是将高黏聚合物注入高渗层,中低黏聚合物液流向进入低渗层发挥驱替作用。低速高黏注入方式相比高速低黏注入方式,低速高黏注入方式虽然聚合物黏度较高,但由于注入速率较低,因此注入压力升幅较小,且低渗层对高黏聚合物更敏感,较难进入低渗层,因此,高黏聚合物主要进入高渗层,增加高渗层附加渗流阻力,使高渗层渗流阻力较大,后续高速低黏注入时,主要动用渗流阻力较小的低渗层,有效延缓了注入聚合物过程中以及后续水驱过程中的剖面反转现象,增油降水效果较好。对于降速增黏注入方式,首先高速低黏注入,注入压力较低而很难启动低渗层,聚合物溶液主要滞留

在高渗层,后续中速中黏及低速高黏注入时,逐渐启动低渗层,但由于中高黏聚合物溶液注入时进入了低渗层,导致其渗流阻力迅速增大,吸液压力差减小,加速了低渗层中聚合物溶液及后续水绕流至高渗层,剖面反转现象提前,但整体采收率与单一注入方式相比增幅仍较高。

表4 组合注入方式不同条件下的增油降水效果

实验方案	含油饱和度/%	采收率/%		
		水驱	最终	增幅
2-11 (降速增黏)	67.00	42.4	69.2	26.8
2-12 (增速降黏)	67.12	42.6	71.2	28.6

2.5.2 动态特征

实验注入过程中注入压力、含水率和采收率与注入体积的关系见图4。从图4可以看出,在水驱开发阶段,随着注入量的增加,原油采出程度提高,采收率增加,含水率不断升高。在聚合物驱阶段,注入压力增幅速度较快,含水率持续降低,聚合物驱结束时,增速降黏注入方式含水率为67.6%,含水率降幅27.3%,降速增黏注入方式含水率为70.1%,含水率降幅25.2%。分析认为,采取增速降黏的注入方式可以最大程度将高黏聚合物注入高渗层,致使后续中低黏聚合物溶液液流向进入低渗层,实现逐级启动、分级驱替的效果,对岩心剩余油波及程度较高。对于降速增黏注入方式,由于前期注入压力升幅较高,启动低渗层时机提前,低渗层吸液压力差增大,致使后续聚合物溶液主要在高渗层驱替,而高渗层的剩余油挖潜潜力低于低渗层。因此,表

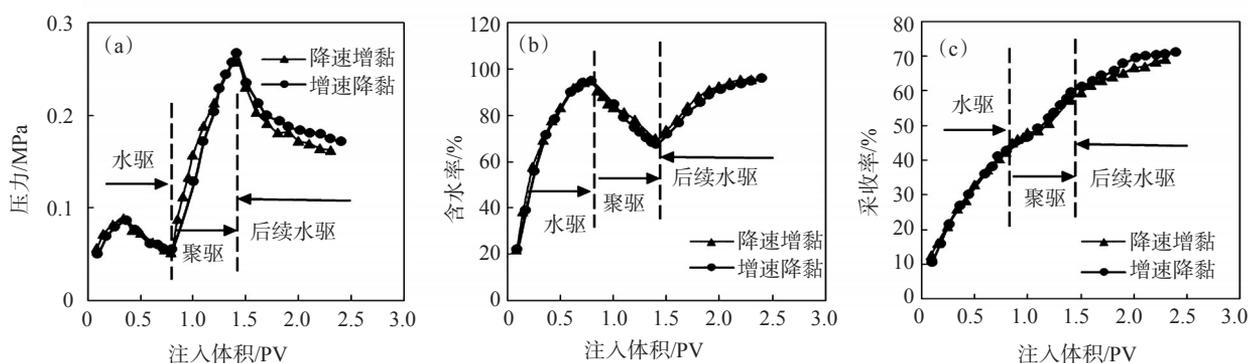


图4 组合注入方式不同条件下注入压力、含水率、采收率与注入体积的关系

现为最终采收率增幅较低。

综上所述,在二类油田聚合物驱过程中应合理控制注入压力,注入聚合物前期避免或减少对低渗透层的伤害,应采取逐级启动、分级动用的注入方式,为取得更好的增油降水效果,推荐矿场实际应用中采用增速降黏的组合注入方式。

3 结论

由于受到岩心孔喉剪切作用的影响,随着聚合物相对分子质量及溶液浓度的增加,阻力系数和残余阻力系数增大,但残余阻力系数升幅逐渐变小。

注入聚合物溶液的黏度对开采效果影响依次为:梯度增黏>交替变黏>梯度降黏>单一高黏>单一低黏。其中梯度增黏注入方式提高采收率效果最优。

聚合物溶液注入速率对开采效果影响依次为:梯度增速>单一高速>变速交替>梯度降速>单一低速。其中梯度增速与交替变速采收率增幅较大。

不同组合注入方式下采收率提高效果为:增速降黏>降速增黏,两种注入方式均比单一注入方式增油降水效果好,其中增速降黏组合方式提高采收率效果最好。

参考文献:

- [1] 陈文林. 大庆油田四次采油凝胶颗粒+聚合物驱技术研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(5): 106-112.
- [2] 李永太, 周越崎, 薛迪, 等. 泌123区块聚合物驱油技术研究与应[J]. 钻采工艺, 2016, 39(6): 103-105.
- [3] 王凤刚, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 高温油藏中梳形聚合物驱油技术可行性研究[J]. 油田化学, 2014, 31(4): 559-563.
- [4] 张官亮, 张祖波, 刘庆杰, 等. 利用CT扫描技术研究层内非均

质油层聚合物驱油效果[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 8-83.

- [5] 卫秀芬, 刘伟. 大庆油田机械分层注聚技术的研究及应用[J]. 特种油气藏, 2007(4): 3-16.
- [6] 王德民, 程杰成, 吴军政, 等. 聚合物驱油技术在大庆油田中的应用[J]. 石油学报, 2005(1): 4-78.
- [7] 刘刚, 侯吉瑞, 李秋言, 等. 二类油层中三元复合驱体系的损耗及有效作用距离[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(6): 71-177.
- [8] 周志军, 张国芳, 陈建康, 等. 喇嘛甸油田二类油层聚合物驱指标变化规律[J]. 断块油气田, 2015, 22(5): 14-618.
- [9] 郝宏达, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. ASP体系在大庆二类油层中的色谱分离现象及其对采收率的影响[J]. 油田化学, 2015, 32(1): 119-122.
- [10] 殷代印, 黄凯. 大庆油区葡萄花主力油层聚合物交替注入对驱油效果的影响[J]. 油田化学, 2016, 33(2): 276-280.
- [11] 冯程程. 二类油层聚合物驱开发动态特征[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(31): 7782-7784.
- [12] 张雪玲, 冯程程, 孙洪国. 大庆油田二类油层三次采油开发次序研究[J]. 特种油气藏, 2019, 26(5): 81-85.
- [13] 李霞, 张晓芹, 周浩, 等. 适应大庆油田三类油层的驱油体系筛选及评价[J]. 长江大学学报(自科版), 2015, 12(35): 59-63.
- [14] 苏鑫, 卢祥国, 熊春明, 等. 聚合物驱后注液方式和井网结构对微球调驱效果影响研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30(6): 67-71.
- [15] 卢祥国, 王树霞, 王荣健, 等. 深部液流转向剂与油藏适应性研究[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 576-582.
- [16] 邱长波. 二类油层注聚区水驱井网调整方法研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2010.
- [17] 林立. 优化二类油层聚合物驱注采关系的做法及认识[J]. 大庆石油地质与开发, 2006(S1): 77-78.
- [18] 张晓芹, 关恒. 改善二类油层聚合物驱开发效果的途径[J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(4): 81-83.

Injection Parameters Optimization and Displacement Mechanism of Polymer Flooding

LIU Yiting¹, ZHANG Huaijie², ZHONG Ling², JIA Gangwei², ZUO Ruwen³, WEI Keyi⁴

(1. School of Earth Sciences, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, P R of China 2. The fifth Oil Production Plant, Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Dingbian, Shaanxi 718600, P R of China 3. Science and Technology Information Office, Qinghai Oilfield Branch Company, PetroChina, Dunhuang, Gansu 736202, P R of China 4. No.2 oil production plant, Qinghai Oilfield Branch Company, PetroChina, Mangya, Qinghai 816499, P R of China)

Abstract: In order to improve the polymer flooding effect of class II reservoir in land B oilfield, taking the characteristics of target reservoir and fluid properties as the research object, the best injection parameters and injection methods suitable for the target reservoir were optimized by carrying out the indoor displacement experimental of heterogeneous core model in the layer. The experimental results showed that, with the increase of polymer molecular weight and solution concentration, the size of polymer molecular aggregates increased, the resistance coefficient and residual resistance coefficient increased, but due to the influence of core pore throat shear, the amplification of residual resistance coefficient gradually decreased. It could be seen from the oil displacement experiment that the influence of polymer injection viscosity on the production effect was as follows, gradient viscosity increasing > alternating viscosity changing > gradient viscosity decreasing > single high viscosity > single low viscosity. Among them, the oil recovery of gradient viscosity increasing, alternate viscosity changing and gradient viscosity reducing was enhanced by more than 20%, and the oil recovery of gradient viscosity increasing was the best, being of 24.2%. The influence of polymer injection rate on production effect was as follows, gradient speed increasing > single high speed > alternate speed changing > gradient speed decreasing > single low speed. Among them, the oil recovery of the gradient speed increasing and alternating speed changing was enhanced greatly, and oil recovery of the gradient speed increasing was 25.6%. Under the condition that the injection slug size was fixed, the increasing effect of oil recovery under different combination injection methods was as follows: speed increasing and viscosity reducing > speed decreasing and viscosity increasing, and the enhanced oil recovery under the combination of speed increasing and viscosity reducing was 28.6%. It could be seen that the combination of changing injection speed and viscosity at the same time in the process of injection was better than that of single changing speed or viscosity.

Keywords: onshore B oilfield; class II reservoir; residual resistance coefficient; injection mode; enhanced oil recovery