文章编号:1000-4092(2019)02-325-06

古城油田超高分子量聚合物驱分析与应用*

郭 艳[1,2],束华东[1,2],刘峥君[1,2],李 岩[1,2],姜建伟[1,2],李佩雲[3],杨永利[1,2]

(1. 中国石油化工股份有限公司河南油田分公司勘探开发研究院,河南 南阳 473132;2.河南省提高石油采收率重点实验室,河南 南阳 473132;3. 华中科技大学材料科学与工程学院,湖北 武汉 430074)

摘要:为提高古城泌125区块驱油效率,针对该区块油藏条件(油层温度40.9℃、地下平均原油黏度652.7 mPa·s)进行了剩余油潜力分析,提出超高分聚合物+井网调整的技术路线。研究结果表明,该区平面上45.6%和54.4%剩余储量分别分布在含水大于90%和含水小于90%的区域,纵向上井间及井网控制差区域剩余油饱和度达60%甚至更高,是下步聚合物驱的挖潜对象。井网调整后液流方向改变率36.8%,预测超高分子量聚合物驱比水驱可提高采收率5.9%,最终增产原油9.16×10^{4}t。超高分子量聚合物CGF-1具有较好的黏弹性、长期热稳定性、抗剪切性和注入性。当聚合物质量浓度为2500 mg/L、注入量为0.6 PV时,均质岩心水驱后采收率增幅可达21.1%。在泌125区现场22口注入井进行先导试验,取得了良好的增油降水效果。图5表4参17

关键词:稠油;剩余油分布;超高分子量聚合物驱;井网调整;古城油田

中图分类号:TE357.46 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.02.026

国内外研究结果表明,聚合物驱适应的地层原油黏度一般小于200 mPa·s[1-4]。河南油田从“九五”开始在双河油田、下二门油田、古城油田的16个区块开展了化学驱工业化应用。其中,下二门油田H2Ⅱ油组(地层原油黏度72.6 mPa·s)、古城油田B123区块(地层原油黏度59～138 mPa·s)、古城油田泌124断块(地层原油黏度88～130 mPa·s)普通稠油聚合物驱已取得显著效益,为聚合物驱在普通稠油油藏的应用奠定了矿场试验基础。古城油田位于泌阳凹陷西北斜坡带,泌125区位于古城油田中部,为东西相交的两条反掉弧形正断层形成的地垒式断鼻油气藏。Ⅴ2-5层系叠合含油面积1.12 km^2,地质储量223×10^{4}t,单层渗透率为0.69～2.77 μm^2,平均1.6 μm^2。原始油层中部温度为40.9℃,原油密度为0.943 g/cm^3。泌125区块Ⅴ2-5层系地层原油黏度400～1800 mPa·s,平均黏度652.7 mPa·s,区块目前的采出程度为17.6%。借鉴下二门油田H2Ⅱ油组、古城油田泌124断块普通稠油聚合物驱经验,首次在原油黏度超过600 mPa·s的普通稠油油藏实施聚合物驱。针对泌125区块油藏条件进行了剩余油潜力分析,提出超高分聚合物+井网调整的技术路线,对提高较高黏度普通稠油油藏采收率具有重要的意义。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

部分水解聚丙烯酰胺CGF-1,固含量89.03%,相对分子质量3370万,水解度29.5%,法国爱森公司;部分水解聚丙烯酰胺PTP-1,相对分子质量小于2800万,固含量89.24%,水解度26.2%,河南正佳公司;普通部分水解聚丙烯酰胺PTP-2,固含量89.23%,水解度28.2%,法国爱森公司;古城油田注入污水,矿化度3457 mg/L,离子组成(单位mg/L)为:Na^++K^+ 1244.40、Ca^{2+} 0.63、Mg^{2+} 17.71、Cl^- 1311.39、SO_4^{2-} 59.68、HCO_3^- 595.75、CO_3^{2-} 227.85,经双层滤纸过滤,注入性及驱油实验用时经0.45 μm微孔滤膜过

* **收稿日期:**2018-09-04;**修回日期:**2018-11-28。

作者简介:郭艳(1972–),女,高级工程师,长江大学油田化学专业硕士(2005),研究方向为三次采油提高采收率,通讯地址:473132 河南省南阳市宛城区官庄镇河南油田研究院采收率室,电话:0377–63837877,E-mail:guotianshu163@163.com。

滤；实验用原油为泌125区块多口油井原油等比例混合原油，油藏温度下黏度为650 mPa·s；人造均质短岩心，ϕ2.5 cm×8 cm，渗透率约为1.6 μm²。

DV-III 黏度计，美国 Brookfield 公司；Haake MARS III 流变仪、Caber 1 拉伸流变仪，德国 Haake 公司；OW-Ⅲ型全自动岩心驱替装置，海安县石油科技仪器有限公司。

1.2 实验方法

（1）聚合物溶液黏度的测定。在41℃、0号转子、6 r/min 的条件下，用 DV-III 黏度计测定聚合物溶液的黏度。

（2）聚合物溶液的稳定性。用注入水配制不同浓度的聚合物溶液，抽真空除氧后密闭封装，控制聚合物溶液中的氧含量为1mg/L，置于41℃烘箱中老化，隔一定时间测试样品黏度，考察 CGF-1 聚合物的长期热稳定性。

（3）第一法向应力差和储能模量的测定。用注入水配制2000 mg/L 聚合物溶液，用 MARS III 流变仪，在41℃、频率1～1000 s^{-1}的条件下，在1°锥板测试模具间加入1 mL 待测聚合物溶液，通过 CS（定应力测试）频率扫描测定聚合物溶液的第一法向应力差；在41℃、震荡频率为0.01～10 Hz 的条件下，用 MARS III 流变仪测定聚合物溶液的储能模量。

（4）聚合物抗剪切性能。①用注入水配制4500 mg/L 的聚合物母液，再用注入水稀释至所需浓度，测定溶液的黏度；将岩心（ϕ2.5 cm×8 cm）切成长度为2 cm 的岩心片；采用全自动岩心驱替装置，在41℃、不同注入速度下注入聚合物溶液，测定流出岩心的样品黏度；测试过程中观察压力变化，压力接近仪器控制压力时停止实验。②拉伸直径的测定。在41℃下在拉伸流变仪测量板中间加入聚合物溶液，记录拉伸直径和黏度随拉伸时间的变化，重复测试三次，取平均值。

（5）聚合物的注入性。①采用人造均质短岩心（ϕ2.5 cm×8 cm），注入速度为30 mL/h。②气测渗透率，饱和水，测定岩心孔隙度，测水相渗透率，分别注入2000、2500 mg/L 的聚合物溶液，待注入压力平稳后，转水驱至压力平稳，结束实验。如果压力不稳，注入10 PV 聚合物溶液后直接转水驱至压力平稳，结束实验。③每转注驱替液开始（3～5）min 记录压力和液量；压力稳定后根据情况适当延长记录时间间隔。计算阻力系数和残余阻力系数。

（6）聚合物的驱油性能。①将岩心经空气渗透率测定、饱和实验用水、测量孔隙度后，在41℃恒温箱内恒温12 h以上；②岩心饱和油约70%；③以30 mL/h 的驱替速度水驱至模型出口含水98%，计算水驱采收率；④注入聚合物溶液，待聚合物段塞全部注完后，转后续水驱至含水98%，计算聚合物驱采收率，结束实验。实验过程中记录压力及液量。

（7）聚合物驱流度比的确定。①将岩心经空气渗透率测定、饱和实验用水、测量孔隙度后，在41℃恒温箱内恒温12 h以上；②用煤油调节原油黏度为3～1000 mPa·s，岩心分别饱和不同黏度的油约70%；③以30 mL/h 的驱替速度水驱至模型出口含水98%，计算水驱采收率；④注入0.5 PV 不同浓度的聚合物溶液，待聚合物段塞全部注完后，转后续水驱至含水98%，计算聚合物驱采收率，结束实验。实验过程中记录压力及液量。⑤按式（1）计算流度比，作流度比—采收率增幅曲线，分别找出对应原油黏度下采收率增幅为8%的流度比值。

$$M=\lambda_w/\lambda_o=(K_w/\mu_w)/(K_o/\mu_o)=(\mu_o/\mu_w)\times(K_w/K_o)$$

假设$K_w\approx K_o$，则$M=\mu_o/\mu_w$ （1）

式中，M—流度比，无量纲；λ_w—驱替项的流度（指聚合物体系黏度）；λ_o—被驱替项的流度（指油相黏度）；K_w—水相渗透率；K_o—油相渗透率；μ_o—油相黏度；μ_w—水相黏度。

2 结果与讨论

2.1 剩余油潜力分析及井网调整

2.1.1 剩余油分布特征

应用 Petrel 建模软件（斯伦贝谢科技服务（北京）有限公司）建立B125断块Ⅴ2-5层系地质模型的三维角点网格系统，并直接输出数值模拟软件可接受的地质模型和属性模型数据体。为定量化三维地质模型，利用曾经注采本层系和钻遇本层系的75口井的小层数据和测井结果，由软件自动插值生成数值模拟所需的网格参数场。依据区块的实际情况，确定建模范围。该范围西部以断层为界，断层附近模型平面网格采用5 m×5 m，主体区域采用10 m×10 m，边部区域采用20 m×20 m。纵向上每个层划分10个网格，建模范围Ⅴ2至Ⅴ5层的七个单层。三维网格是以地层构造格架模型为基础生成

的，精细模型总网格数为130.6×10⁴个[5-6]。

（1）油藏整体水淹状况分析

该区平面54.4%剩余储量分布在含水小于90%的区域。目前单元综合含水91.9%，局部区域高达95%以上。不同含水级别剩余储量统计结果为：45.6%剩余储量分布在含水大于90%的区域，54.4%剩余储量分布在含水小于90%的区域。

（2）平面剩余油分布特征

平均剩余油饱和度56.1%，井间及井网控制差区域含油饱和度相对较高。从平面上看，剩余储量主要分布在油水井间注水波及不到的区域，特别部分注采井网相对不完善的区域，剩余油饱和度相对较高。从单层剩余油饱和度分布图上看，剩余油主要存在井间平衡区域，成连片状分布。对不同剩余油饱和度区间剩余储量统计结果显示，井间及井网控制差区域剩余油饱和度达60%甚至更高，是下步聚合物驱的挖潜对象。

（3）层间剩余油分布特征

纵向上各单层采出程度差异小，剩余储量丰富。从各单层剩余油分布状况及剩余储量结果可看出泌125区Ⅴ2-5层系各单层纵向上采出程度相差不大，只有渗透率相对较高的Ⅴ2^{2}、Ⅴ3^{2}层采出程度达到24.57%和21.30%，其他各单层采出程度均低于20%。由于小层Ⅴ3^{2-3}、Ⅴ4^{2}、Ⅴ5^{1}层原始地质储量大，剩余储量仍较多，占单元总剩余储量的75.1%。剖面上剩余油储量丰度叠合最好区域分别位于井间压力平衡区和井网未控制到的区域：如G4606、G4305井区，其次是G4206井区、G4604井区和B125-3井区。

综上，古城油田泌125区块Ⅴ2-5层系剩余油资源丰富，潜力较大，在该区块实施聚合物驱来提高采收率具有较丰厚的物质基础。

2.1.2　井网调整

（1）井网部署原则

①以现有水驱井网为基础，充分利用老井，对水驱井网进行调整，使井网向规则五点法靠拢，缩小井距至141 m以下，原油黏度高的区域井距约120 m[7]。②以储层砂体展布、含油面积叠合情况、储层物性、剩余油分布特征为依据，通过油井转注、打更新井、新钻采油井，力争最大限度地改变液流方向、增加多向受效井数和扩大聚合物驱井网储量控制程度，完善注采井网。③充分利用老井，减少钻井成本，实现效益最大化。注入井以原注水井为主，同时转注部分采油井，适当部署新井。油井转注要选择对注采系统完善起重要作用的井，同时井况良好方宜转注。水驱转注聚合物驱后，压力上升幅度较大，因此对转注的油水井需充分考虑其注入性和可调配的压力空间。

（2）井网部署

根据井网部署原则，确定了两个聚合物驱井网方案。方案一和方案二的平均注采井距分别为136 m和128 m；井网控制程度方面，方案一为71.9%，比方案二的70.1%略高；液流方向转变率方面，两个方案两向以上受效率相同，三向以上受效率方案一（46.2%）与方案二（48.7%）基本相平；总井数上方案二比方案一多3口，新钻井数方案二比方案一多5口，油转注井数方案二比方案一多3口，方案二实施成本高。

利用数值模拟对两套方案聚驱效果进行预测，设定基础方案注入聚合物浓度2 g/L，注采比1.05，注入速度0.12 PV/年，注入段塞尺寸0.5 PV，数值模拟预测在相同注入参数条件下，方案一聚合物驱累积增油7.9×10⁴ t，提高采收率5.1百分点；方案二聚合物驱累积增油8.5×10⁴ t，提高采收率5.5百分点。方案一的投资回收期、财务内部收益率和财务净现值分别为2.3年、26.0%和1374万元，好于方案二的3.1年、18.0%和538.9万元。通过上述各项指标对比综合分析认为方案一优于方案二，因此推荐方案一（采油井38口、注入井22口、油井新钻4口、注入井新钻2口）为Ⅴ2-5层系聚合物驱井网调整方案。

2.1.3　聚合物驱效果预测

泌125区块Ⅴ2-5层系注聚合物井组控制储量为155.2×10⁴ t。按水驱、聚合物驱综合含水到98.0%时，预测单元井网调整后聚合物驱比原井网水驱增产原油9.16×10⁴ t，按聚合物驱井网实际控制储量计算，聚合物驱比水驱提高采收率5.9百分点。单元增加可采储量9.16×10⁴ t，每吨聚合物增油28.2 t，增油高峰期含水降低6.4百分点。

2.2　超高分子量聚合物性能评价

2.2.1　增黏性

用注入水配制4500 mg/L聚合物母液，再用注入水稀释至需要浓度。由聚合物溶液黏度与浓度

的关系(图1)可见,超高分CGF-1聚合物溶液黏度随浓度的增加而增加,当质量浓度高于1500 mg/L后,黏度增幅变大。由于超高分聚合物分子量较大,溶液黏度较高,同等浓度下溶液黏度比常规聚合物PTP-1的大。同时浓度越高,CGF-1聚合物溶液黏度优势越明显。

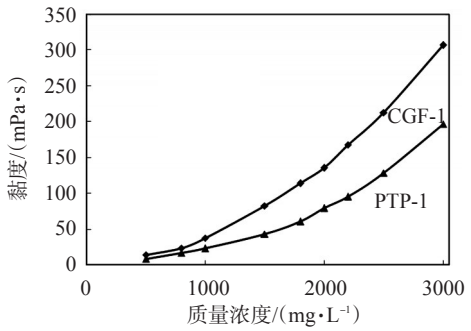


图1 聚合物溶液溶液黏度与浓度的关系

2.2.2 长期热稳定性

聚合物热稳定性是评价聚合物油藏适应性的重要指标,是聚合产品能否在地下运移过程中长期发挥驱油作用的保证[8-9]。不同浓度聚合物溶液的黏度随老化时间的变化见表1。随着老化时间的延长,CGF-1聚合物溶液黏度先增加后降低[10]。随聚合物溶液浓度的增加,老化180 d后的黏度均有所降低,但黏度保留率均大于90%,说明聚合物长期热稳定性较好[11-12]。

2.2.3 黏弹性

当聚合物分子链在流经孔隙喉道处时,受到剧烈拉伸而表现出明显的弹性。这种特性使进入盲端孔隙的聚合物溶液具有与流动方向垂直,指向连通孔道的法向力。聚合物溶液能进入盲端孔隙驱动原油,可以显著提高驱替相的驱油效率[13]。不同类型聚合物(2000 mg/L)的第一法向应力差对比结果如图2所示。高黏弹性可显著提高聚合物的驱油效率,有利于聚合物驱原油采收率的大幅度提高。储能模量是聚合物溶液弹性性能的表征数据,不同类型聚合物(2000 mg/L)的储能模量(G')对比结果如图3所示。由图2、图3可见,与普通聚合物相比,超高分聚合物CGF-1第一法相应力差高、储能模量大,说明CGF-1比常规聚合物具有更为显著的弹性性能,有利于聚合物发挥弹性驱油特性。

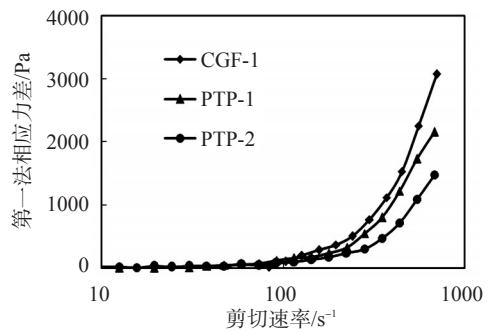


图2 不同类型聚合物的第一法向应力差随剪切速率的变化

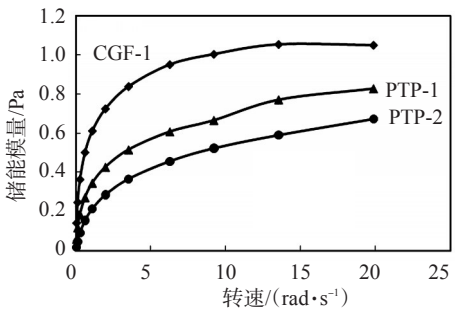


图3 不同类型聚合物的储能模量随转速的变化

2.2.4 抗剪切性

为了更为系统地描述聚合物的抗剪切性能,使实验更加接近现场实施情况,利用岩心驱替实验考察了聚合物抗岩心剪切性能[14]。不同浓度CGF-1溶液经不同泵速岩心剪切后的黏度变化见表2。随着注入速度的增加,聚合物黏度降低。对比不同浓度下的黏度损失率,2500 mg/L的聚合物溶液在700 mL/h注入速度下的黏度损失率为15.2%,较2000 mg/L时的17.0%略低。不同浓度CGF-1溶液的拉伸流变性如图4所示。聚合物浓度越高,分子间的缠绕越充分,分子间的作用力也就越强,聚合物溶液拉伸强度更大。因此,随着聚合物溶液浓度的增加,拉伸强度增大。聚合物质量浓度为2500 mg/L

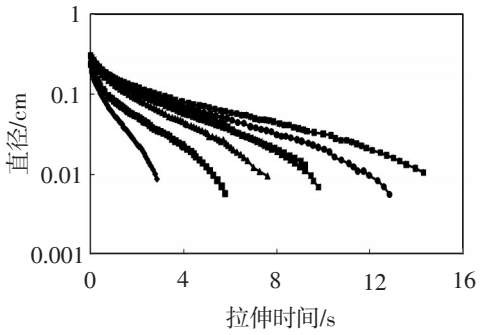
表1 不同浓度聚合物溶液的黏度随老化时间的变化

质量浓度/(mg·L⁻¹)	不同老化时间(d)下的黏度值/(mPa·s)										老化180 d的黏度保留率/%
	0	1	5	15	30	60	90	120	150	180	
1500	82.3	83.4	85.7	87.4	87.5	88.1	86.3	85.4	80.7	78.4	95.3
2000	135.5	134.4	139.7	142.9	140.8	141.1	136.1	134.7	132.6	128.6	94.9
2500	213.0	214.0	215.6	216.3	218.2	216.6	215.1	209.8	207.4	200.5	94.1

时，CGF-1 的拉伸直径高于普通聚合物 PTP-1，其他浓度下的结果类似。

表 2　不同样品岩心剪切实验黏度变化

质量浓度/(mg·L⁻¹)	不同注入速度(mL/h)下的黏度值/(mPa·s)					
	0	100	300	500	600	700
2500	217.6	204.8	198.0	197.3	194.1	184.5
2000	135.0	124.8	116.3	114.1	113.1	112.0



各曲线聚合物质量浓度(单位 mg/L)从左到右分别为：500 CGF-1、1000 CGF-1、1500 CGF-1、2500 PTP-1、2000 CGF-1、2500 CGF-1、3000 CGF-1

图 4　超高分聚合物 CGF-1 拉伸直径随作用时间的变化

2.2.5　注入性能

在人造岩心中注入 2000、2500 mg/L 的 CGF-1 聚合物溶液，注入压力随注入量的变化见图 5，阻力系数和残余阻力系数见表 3。CGF-1 聚合物溶液注入性良好，注聚合物阶段压力迅速上升而后平稳，转后续水驱后注入压力快速下降。随注入聚合物浓度的增加，注入压力增大。CGF-1 聚合物溶液注入过程中的阻力系数约为 430，有利于聚合物体系扩大波及体积，同时后续水驱阶段残余阻力系数较低，高浓度聚合物调整剖面能力较弱。

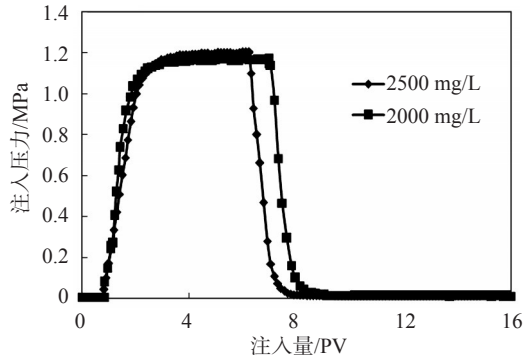


图 5　CGF-1 聚合物溶液注入压力随注入量的变化

2.2.6　驱油性能

流度比(M)的大小直接影响着注入驱剂的波及系数，进而影响原油的采收率。当 M=1 时，说明油水的流动能力相同，油水前缘推进均匀，波及面积大；当 M<1 时，说明驱动液(驱剂)的流度小于被驱动液(油)的流度，波及系数大，故把 M<1 时的流度比称为有利流度比；M>1 时通常油的黏度大于水的黏度，会影响波及效率和采收率。原油黏度为 3、10、50、100、300、600、1000 mPa·s 时，对应采收率增幅为 8%的流度比分别为 0.2、0.5、1.0、3.5、6.0、8.0。原油黏度为 600～1000 mPa·s 时，流度比 M 为 6～8，驱替项黏度应控制在 100～130 mPa·s，提高采收率 8%以上。因此依据黏浓关系曲线(图 1)，选择 2000～2500 mg/L 聚合物溶液开展物理模拟实验。

表 3　不同注入体系的阻力系数及残余阻力系数

岩心编号	注入质量浓度/(mg·L⁻¹)	渗透率/(10^{-3} μm²)	孔隙体积/cm³	阻力系数	残余阻力系数
B125-13-08	2000	1615.76	10.68	432.2	3.0
B125-13-15	2500	1611.39	12.96	430.0	3.1

在考察超高分聚合物在不同注入浓度和注入体积下的驱油效率时[15-16]，CGF-1 聚合物的质量浓度为 2000、2200、2500 mg/L，注入量分别为 0.5 PV 和 0.6 PV 原油(黏度 650 mPa·s)。CGF-1 聚合物溶液的驱油效率如表 4 所示。当注入量为 0.6 PV 时，2000、2200、2500 mg/L CGF-1 聚合物驱再后续水驱的采收率增幅分别为 17.7%、20.60%和 21.11%，实现了原油采收率较大幅度的提高。当注入量为 0.5 PV 时，2000、2200、2500 mg/L CGF-1 聚合物驱再后续水驱的采收率增幅为 11.14%、15.44%和 16.67%。在相同的注入浓度条件下，注入量为 0.5 PV 时的采收率增幅较注入量为 0.6 PV 时的低约 5 百分点。综合考虑成本和驱油效率，CGF-1 聚合物驱适宜的注入量为 0.6 PV，聚合物适宜的质量浓度为 2200 mg/L。

表 4　CGF-1 聚合物溶液的驱油性能

质量浓度/(mg·L⁻¹)	注入量/PV	渗透率/(10^{-3} μm²)	孔隙体积/cm³	采收率/%		
				水驱	聚合物驱	增幅
2000	0.6	1626	13.44	41.59	59.29	17.70
2200	0.6	1754	12.68	41.52	62.12	20.60
2500	0.6	1631	10.89	37.78	58.89	21.11
2000	0.5	1725	11.76	41.66	52.80	11.14
2200	0.5	1664	10.95	41.39	56.83	15.44
2500	0.5	1552	10.15	40.00	56.67	16.67

2.3 现场应用效果

2015年8月在泌125区4口注入井进行试注，试注期间CGF-1聚合物溶液（现场根据各井的情况注入2000～2500 mg/L）注入性良好，聚合物驱后含水下降10%，日产油增加13.4 t，增油降水效果良好[17]。2017年4月开展了22口注入井、38口采油井（井网调整结果）超高分子量聚合物驱，CGF-1聚合物注入平稳，注入压力缓慢上升，注入参数符合设计要求。截至2019年4月共注入CGF-1聚合物0.25 PV，油井见效率65.9%，阶段累计增油2.11×10^4 t，阶段提高采收率1.42%。

3 结论

通过剩余油分析和室内实验研究，提出超高分聚合物CGF-1+井网调整的技术路线。

运用数模技术优化了井网并进行了效果预测，完成了先导实验方案优化设计。井网优化调整后采用不规则五点法井网，平均注采井距136 m，聚合物驱井网控制储量155.2×10^4 t，控制程度达到71.9%。预测最终增产原油9.16×10^4 t，超高分子量聚合物驱比水驱可提高采收率5.9%。

CGF-1聚合物分子量大，聚合物增黏性、黏弹性、耐温性较好，在油藏条件下具有较好的长期热稳定性，注入性良好。在2500 mg/L的加量下室内驱油可实现水驱后提高采收率20%。现场应用取得较好的增油降水效果。

参考文献：

[1] 裴海华，张贵才，葛际江，等. 化学驱提高普通稠油采收率的研究进展[J]. 油田化学，2010，27(3)：350–356.

[2] 丁保东，张贵才，葛际江，等. 普通稠油化学驱的研究进展[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2011，26(3)：52–58.

[3] 裴海华，张贵才，葛际江，等.化学驱提高普通稠油采收率的研究进展[J]. 油田化学，2010，27(3)：350–356.

[4] 曹绪龙，李振泉，宫厚健，等. 加拿大稠油聚合物驱研究进展及应用[J]. 油田化学，2015，32(3)：461–467.

[5] 涂兴万，陈林媛，莫文丽，等. 高含水期复杂断块油藏剩余油分布及挖潜[J]. 西南石油学院学报，2004，26(1)：39–42.

[6] 王平，姜瑞忠，王公昌，等. 高含水期水驱状况影响因素数值模拟研究[J]. 天然气与石油，2012，30(4)：36–38.

[7] 高双华，张连锋，崔灿，等. 普通稠油油藏聚合物驱合理井距研究[J]. 石油地质与工程，2015，29(4)：87–89

[8] 许家峰，程林送，李春涛，等. 普通稠油超高分子量聚合物驱适应性评价[J]. 石油钻采工艺，2007，29(3)：63–66.

[9] 王刚，孙刚，刘洪兵. 超高分子量聚合物性能评价方法研究[J]. 大庆石油地质与开发，2001，20(2)：101–103.

[10] 韩杰，孔柏岭，吕小华. 不同油藏条件下HPAM水解度与黏度变化规律[J]. 油田化学，2006，23(3)：235–238.

[11] 黎锡瑜. 双河油田提高聚合物驱高温稳定性的方法研究[J]. 油田化学，2017，34(4)：663–667.

[12] 付美龙，周克厚，赵林. 聚合物驱溶液中溶解氧对聚合物稳定性的影响[J]. 西南石油学院学报，1999，21(1)：71–73.

[13] 王德民，程杰成，杨清彦. 粘弹性聚合物溶液能够提高岩心的微观驱油效率[J]. 石油学报，2000，21(5)：45–51.

[14] 徐辉，孙秀芝，韩玉贵，等. 超高分子量聚合物性能评价及微观结构研究[J]. 石油钻探技术，2013，41(3)：114–118.

[15] 刘洪兵，周正祥，廖广志. 超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.

[16] 宋考平，杨二龙，王锦梅，等. 聚合物驱提高驱油效率机理及驱油效果分析[J]. 石油学报，2004，25(3)：71–74.

[17] 周远彬，卢建平，李勇强，等. 胜佗油田普通稠油油藏聚合物驱试验效果评价[J]. 河南石油，2004，18(2)：29–31.

Analysis and Application on Ultrahigh Molecular Weight Polymer Flooding in Gucheng Oilfield

GUO Yan[1,2], SHU Huadong[1,2], LIU Zhengjun[1,2], LI Yan[1,2], JIANG Jianwei[1,2], LI Peiyun[3], YANG Yongli[1,2]

(*1. Exploration and Development Research Institute, Henan Oilfield Branch Company, Sinopec, Nanyang, Henan 473132, P R of China; 2. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Henan Province, Nanyang, Henan 473132, P R of China; 3. College of Materials Science and Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan, Hubei 430074, P R of China*)

Abstract: In order to improve the oil displacement efficiency of B125 block of Gucheng oilfield, the residual oil potential analysis was carried out according to the reservoir conditions such as 40.9℃ reservoir temperature and 652.7 mPa·s average viscosity of underground crude oil, and the technical route of ultra-high molecular weight polymer and well pattern adjustment was proposed. The results showed that the remaining reserves of 45.6% and 54.4% distributed in the areas with water content greater than 90% and water content less than 90%, respectively. The remaining oil saturation was 60% even higher in the zone with poor vertical spacing and pattern control, which was the potential target for the next step of polymer flooding. The change rate of fluid flow direction was 36.8% after well pattern adjustment. It was predicted that the ultrahigh molecular weight polymer flooding could improve the oil recovery by 5.9% compared with water flooding, and eventually increase the production of crude oil by 9.16×10^4 t. The ultrahigh molecular weight polymer CGF-1 had good viscoelasticity, long-term thermal stability, shear resistance and injectivity. When the mass concentration of polymer was 2500 mg/L and the injection volume was 0.6 PV, the recovery rate of homogeneous core increased by 21.1% after water flooding. Pilot tests were carried out on 22 injection wells in B125 area, and good effects were obtained in increasing oil and precipitation.

Keywords: *heavy oil*; *remaining oil distribution*; *ultrahigh molecular weight polymer flooding*; *pattern adjustment*; *Gucheng oilfield*