文章编号：1000-4092（2020）01-121-07

下二门油田聚合物驱后多段塞组合驱技术*

李 岩[1,2]，郭 艳[1,2]，王 熙[1,2]，张 卓[1,2]，张连峰[1,2]，任霄宇[1,2]，林 硕[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）

摘要：下二门H2Ⅳ层系经过0.5 PV聚合物驱，剩余油分布更加零散，为了优选成本低且能大幅度提高原油采收率的化学驱方式，通过对区块剩余油赋存形态和原油组分分析，依据不同化学驱方式对不同形态剩余油的动用效果，确定该区块的多段塞组合的驱替方式。研究结果表明：配方为1500 mg/L聚合物+2000 mg/L表面活性剂二元复合驱体系具有较好的长期热稳定性，老化360 d后界面张力仍能保持10^{-2} mN/m数量级，黏度保留率85%以上。聚合物浓度和渗透率相同时，二元体系注入压力低于聚合物的。聚合物浓度为1500 mg/L时，表面活性剂浓度为500～5000 mg/L时，二元复合体系中表面活性剂吸附量低于单一表面活性剂的吸附量。表面活性剂浓度大于1000 mg/L时，二元体系的洗油效率高于40%。双层非均质岩心驱油实验表明，在聚合物驱后实行多段塞组合驱可提高采收率21.51%，比单一聚合物驱和二元复合驱分别提高12.69个百分点和5.33个百分点。最终确定该区块剩余油的动用方式为以聚合物驱为主、复合驱为辅的低成本的多段塞组合“0.05 PV调剖+0.35 PV聚合物驱+0.15 PV二元复合驱+0.05 PV调剖”。图6表12参14

关键词：剩余油赋存形态；二元复合驱；长期热稳定性；超低界面张力；洗油效率；多段塞组合驱

中图分类号：TE357.46 **文献标识码**：A **DOI**：10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.021

0 前言

表面活性剂/聚合物（SP）二元复合驱通过在水中加入聚合物增加驱替液的黏度和黏弹性，以提高波及效率；同时依靠表面活性剂的作用降低油水界面张力、改变岩心润湿性、乳化原油来提高驱油效率，可避免三元复合驱中的碱引起的结垢、乳化严重、腐蚀等负面作用，降低投资和操作成本，是具有应用前景的化学驱提高石油采收率技术[1-3]。河南油田化学驱开发成本较高，为了降低开发成本，采取多段塞组合驱替的方式。下二门油田核二段Ⅳ油组属候庄近源三角洲沉积，砂体平面几何形态为扇状，河口坝、水下分流河道微相为主要油气储集单元；储层岩性复杂，以含砾细砂岩为主，非均质较严重，主要矿物成分为石英、长石、岩屑，胶结物以泥质为主，胶结类型以孔隙型为主，颗粒以次圆为主。该层系原始地层压力为11.3 MPa，油层中部温度为58℃。自1978年投入开发，先后经历了早期注水阶段、细分层系调整阶段、井网加密阶段、聚合物驱（0.5 PV）、后续水驱阶段，目前综合含水96.33%，采出程度41.87%。如何有效动用聚合物驱后的剩余油和采取低成本的化学驱段塞组合方式是我们研究的方向。前期研究优选了适合该区块的超高分聚合物CJ-1，该聚合物具有良好的黏弹性能、驱油性能、抗剪切和拉伸性能[4]，浓度为1500 mg/L；优选了性能优良的阴-阳离子表面活性剂B-2，质量分数为0.02%～0.3%时，油水界面张力可达到10^{-3} mN/m数量级，优选了调剖体系的配方为1500 mg/L聚合物+1500 mg/LPPG（预交联凝胶颗粒）。本文首先分析区块剩余油形态和原油组分，在此基础上，

* 收稿日期：2019-08-02；修回日期：2019-11-12。
基金项目：中国石油化工股份有限公司科技开发项目“化学驱段塞设计优化及分质分压注入技术研究”（项目编号P17056-3）。
作者简介：李岩（1973-），男，高级工程师，东北石油大学石油地质专业毕业硕士（2006），长期从事油气田开发工作，通讯地址：473132 河南省南阳市河南油田勘探开发研究院，E-mail：tigerhnytlhy@126.com。

研究不同化学驱替技术对不同形态剩余油的动用效果,以确定适合该区块聚合物驱后的驱替技术[5-6]。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

超高分聚合物CJ-1,固含量89.20%,相对分子质量3260万,水解度30.2%,河南正佳公司;现场一次聚合物驱用聚合物TP-1,固含量89.1%,相对分子量2400万,水解度25.4%,河南正佳公司;阴-阳离子表面活性剂B-2,上海化工研究院。实验用水为下二门油田注入污水,经0.45 μm微孔滤膜过滤,矿化度2282 mg/L,主要离子质量浓度(单位mg/L):$Na^{+}+K^{+}$ 654,Ca^{2+} 20.4,Mg^{2+} 6.08,Cl^{-} 141.8,SO_4^{2-} 240.15,HCO_3^{-} 1159.38,水型为碳酸氢钠型;实验原油为该区块多口井原油等比例混合原油,黏度24.8 mPa·s(油藏温度58℃),密度0.896 g/cm³,含胶质、沥青质21.0%,含蜡22.4%,含硫0.13%,凝固点34℃。注入性实验用人造均质长岩心,尺寸2.5 cm×2.5 cm×30 cm(6块),渗透率约为1.2 μm²;驱油实验用双层人造均质长岩心,2.5 cm×2.5 cm×30 cm(8块),渗透率分别约为1.8和0.6 μm²,渗透率级差为3。

DV-III黏度计,美国Brookfield公司;TX-500C型旋转滴界面张力仪,美国TEMCO公司;安捷伦气相色谱仪,美国安捷伦公司;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)黏度测试

采用DV-III黏度计(0号转子),在温度58℃、转速6 r/min下测定聚合物溶液的黏度。

(2)界面张力测定

采用TX-500C型界面张力仪,在温度58℃、转速4500 r/min下,测定溶液与原油间的界面张力,取稳定值。

(3)剩余油形态分析

依据中国石油天然气行业标准SY/T 5614—2011《岩石荧光薄片鉴定》,取芯井T5-2410井和T5-2420井的油层岩心(未经洗油)制成岩石薄片,在荧光显微镜下借助四川大学的《荧光图像分析》软件进行可视化定量分析,得到储集层中剩余油的形态和组成。

(4)原油组分分析和饱和烃色谱分析

依据中国天然气石油行业标准SY/T 5119—2016《岩石中可溶有机物及原油族组分分析》对原油进行组分分析;依据中国天然气石油行业标准SY/T 5779—2008《石油和沉积有机质烃类气相色谱分析方法》对原油进行饱和烃色谱分析。

(5)二元体系的长期热稳定性

将合物溶液和二元体系在58℃条件下老化,在一定时间取样测试体系的黏度及其与原油间的界面张力,以表征体系的长期热稳定性[7]。

(6)二元体系的静态吸附性量

取目标区块的天然散砂(洗油后),控制砂液比为1∶10,将聚合物浓度为1500 mg/L、表面活性剂质量浓度分别为500、1000、1500、2000、3000、4000、5000 mg/L的二元复合体系与砂混合,在密封的恒温水浴中振荡24 h,考察表面活性剂在天然岩心中的吸附量[8],同时进行单一表面活性剂溶液中表面活性剂在天然岩心中的吸附量测试的空白实验。

(7)二元体系的洗油能力

将油砂饱和油后,在58℃烘箱老化15 d后测含油量(初始含油量为10.18%),按砂液比1∶10向聚合物浓度为1500 mg/L、表面活性剂浓度分别为500、1000、2000、3000、4000、10000、20000 mg/L的二元复合体系中加入m_1 g的油砂,在58℃恒温烘箱中放置48 h,过滤,烘干,称重油砂的质量(m_2),由$X=(m_1-m_2)/10.18m_1\times100\%$计算二元体系对油砂的洗油效率$X$。

(8)注入性实验[11-12]

首先气测渗透率,饱和水,测定岩心孔隙度,测水相渗透率;分别注入二元复合体系或聚合物溶液,注入速率为38 mL/h,开始在3～5 min内记录一次压力和液量,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。压力稳定后根据情况适当延长记录时间间隔。

(9)驱油实验

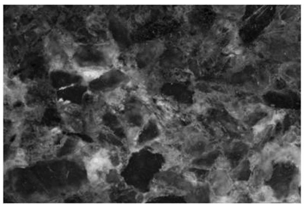
①将胶结柱状岩心经空气渗透率测定、饱和实验用水、测量孔隙度后,在58℃恒温箱内恒温12 h以上;②岩心饱和油约70%;③以50 mL/h的驱替速率水驱至模型出口含水98%,计算水驱采收率;④注入0.5 PV聚合物(一次聚合物驱替聚合物TP-1)溶液,待聚合物段塞全部注完后转后续水驱至含水

98%，计算一次聚合物驱采收率；⑤继续注入化学驱段塞，待化学驱段塞全部注完后转后续水驱至含水98%，计算化学驱段塞采收率，结束实验。实验过程中记录压力及液量。

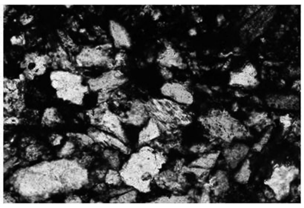
2 结果与讨论

2.1 聚合物驱后剩余油形态分析

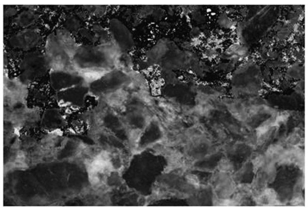
将芯井T5-2410井和T5-2420井的岩心制得的58块荧光薄片样品置于显微镜下观察并分析剩余油形态和具体成分，结果见图1和表1。聚合物驱后剩余油分布的模式是非均质的，形态多样，主要以簇状、斑块状、薄膜状、角隅状、零星吸附状、狭缝状六种形态存在。以H2Ⅳ21-2编号为11-13/27的样品为例，剩余油含量为34.96%，其中簇状占61.19%，斑块状占27.77%，薄膜状占4.67%，角隅状占1.90%，零星吸附状占3.00%，狭缝状占1.47%。由表1可以看出，所有形态的剩余油的油质和沥青质含量都较高，需要通过扩大波及体积、采用高黏弹性的聚合物、改变岩心润湿性和提高洗油效率来提高剩余油的动用程度。



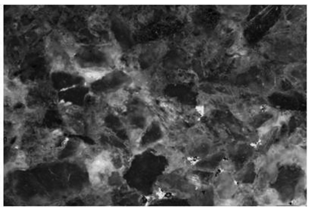
(a)11-13/27岩心同一视域荧光



(b)11-13/27岩心同一视域荧光单偏光10X



(c)11-13/27岩心簇状剩余油组分分布



(d)11-13/27岩心角隅状剩余油组分分布

图1　11-13/27岩心剩余油形态分析结果

表1　11-13/27各种形态剩余油组分含量

剩余油形态	油质/%	胶质/%	沥青质/%
簇状	15.5	5.4	79.1
斑块状	51.9	4.0	44.4
薄膜状	37.8	4.4	58.1
角隅状	66.7	3.8	29.5
零星吸附状	47.3	4.2	48.5

2.2 区块原油分析

对下二门H2IV油组新5-92井和T5-247井原油进行族组分和饱和烃色谱分析，结果如表2所示。新5-92井、T5-247井原油的饱和烃色谱分析如表3所示。两口油井的沥青质、饱和烃含量差异较大。T5-247井原油的饱和烃集中在C16～C33之间，而新5-92井原油的饱和烃集中在C23～C34之间。从表2和表3可以看出，两口井的沥青质和饱和烃含量较高，对孔隙颗粒吸附强，常规水驱和聚合物驱难以动用，需要加入表面活性物质以改善岩石润湿性能提高动用程度。

表2　下二门H2IV原油族组分分析

井号	沥青质质量分数/%	饱和烃质量分数/%	芳香烃质量分数/%	非烃质量分数/%	总收率/%
新5-92	72.69	11.24	6.02	8.23	98.19
T5-247	12.18	49.74	13.38	12.35	87.65

表3　两口油井的饱和烃色谱分析

组分	质量/%		组分	质量/%		组分	质量/%	
	新T5-92	T5-247		新T5-92	T5-247		新T5-92	T5-247
nC_8	—	—	Ph	3.37	5.40	nC_{30}	5.25	3.68
nC_9	—	—	nC_{19}	1.83	5.75	nC_{31}	4.57	2.61
nC_{10}	—	—	nC_{20}	1.85	6.73	nC_{32}	5.03	1.99
nC_{11}	—	—	nC_{21}	2.45	6.85	nC_{33}	5.00	1.46
nC_{12}	—	—	nC_{22}	2.93	7.05	nC_{34}	4.42	0.95
nC_{13}	—	—	nC_{23}	5.09	6.94	nC_{35}	3.17	0.88
nC_{14}	—	0.06	nC_{24}	5.38	6.32	nC_{36}	3.11	0.50
nC_{15}	0.28	0.71	nC_{25}	7.47	5.84	nC_{37}	1.92	0.29
nC_{16}	1.04	2.68	nC_{26}	6.36	5.04	nC_{38}	1.44	0.39
nC_{17}	2.68	5.04	nC_{27}	7.49	5.04	nC_{39}	—	—
Pr	1.47	2.94	nC_{28}	7.33	4.48	nC_{40}	—	—
nC_{18}	1.83	5.45	nC_{29}	7.11	4.78			

2.3 不同化学驱油体系微观驱替后微观剩余油含量和驱油效率

在大量微观驱油实验的基础上，统计出不同化学驱油体系对不同赋存形态剩余油的微观驱油效率，如表4所示。化学驱后含油量都比水驱后少，且形态也随时在发生变化，水驱后以簇状、斑状剩余油为主；聚合物驱（1500 mg/L P）后剩余油仍以簇状为主，主流道上斑状剩余油被携带，膜状剩余油相

对含量增加明显；二元复合驱(2000 mg/L S+1500 mg/L P)中的聚合物/表面活性剂充分发挥协同驱油效应，大幅提高波及面积和驱油效率[9-10]。复合驱后模型簇状、斑状、膜状、柱状等各类剩余油都大幅减少，微观剩余油含量不足10%，以远离驱替主流道模型边沿低渗层较细孔喉处的斑状、簇状剩余油为主，柱状、膜状和盲状剩余油均有少量分布。

表4　不同驱替方式下各类微观剩余油含量

驱替体系	剩余油含量/%	不同形态剩余油绝对含量/%				
		簇状	斑状	膜状	柱状	盲状
水驱	48.21	24.84	18.66	2.97	1.38	0.35
聚合物驱	42.78	18.28	16.95	5.64	1.39	0.52
二元复合驱	9.21	2.32	4.57	0.66	1.06	0.60

通过剩余油赋存形态分析，根据不同化学驱方式动用剩余油形态研究结果，根据河南油田化学驱经验，结合下二门的开发概况(聚合物驱替后油藏，非均质性严重)，确定下二门H2IV的技术思路为“调剖+聚合物驱+复合驱”的多段塞组合的方式在扩大波及体积的基础上提高洗油效率[11-12]。二元复合驱只是驱替方式，不能起到调整剖面的作用，化学驱过程必须配套调剖措施。

2.4　二元复合驱体系的性能

2.4.1　表面活剂与聚合物的配伍性

(1)聚合物浓度对二元体系性能的影响

表面活性剂B-2质量浓度为2000 mg/L时，聚合物(超高分聚合物CJ-1)浓度对二元体系性能的影响见表5。由表5可以看出，随着聚合物浓度增加，二元体系的黏度明显增大，二元体系与原油间的界面张力明显增大，聚合物质量浓度从1000 mg/L增至1500 mg/L时，体系的黏度从24.5 mPa·s增至84.3 mPa·s，继续增大聚合物浓度时黏度变化不大[13-14]。聚合物质量浓度由1000 mg/L增至1200 mg/L时，体系与原油间的界面张力从1.17×10^{-4} mN/m上升至1.33×10^{-3} mN/m，继续增大聚合物加量至1800 mg/L时，界面张力变化较小。

(2)表面活性剂浓度对二元体系性能的影响

聚合物质量浓度为1500 mg/L时，表面活性剂浓度对二元体系性能的影响见表6。由表6可以看出，随着表面活性剂浓度的增加，二元体系的黏度基本保持不变，而体系与原油间的界面张力逐渐降低。表面活性剂质量浓度为500 mg/L时，体系与原油间的界面张力可达到10^{-3} mN/m数量级。表面活性剂质量浓度为1000～2000 mg/L时，二元体系与原油间的界面张力稳定在10^{-3} mN/m数量级。

表5　聚合物浓度对二元体系性能的影响

聚合物浓度/(mg·L^{-1})	界面张力/(mN·m^{-1})	黏度/(mPa·s)
0	8×10^{-5}	4.30
500	1.16×10^{-4}	9.60
1000	1.17×10^{-4}	24.5
1200	1.33×10^{-3}	43.7
1500	2.66×10^{-3}	84.3
1800	4.47×10^{-3}	88.5

表6　表面活性剂浓度对二元体系性能的影响

表面活性剂/(mg·L^{-1})	界面张力/(mN·m^{-1})	黏度/(mPa·s)
0	12.3	84.3
200	1.25	84.3
300	3.41×10^{-1}	84.3
500	5.27×10^{-3}	83.2
1000	3.78×10^{-3}	84.3
1500	2.97×10^{-3}	82.1
2000	2.66×10^{-3}	84.3

2.4.2　二元体系的长期热稳定性

将配方为2000 mg/L S+1500 mg/L P和2000 mg/L S+2000 mg/L P二元体系在58℃条件下老化一定时间后，体系的黏度及其与原油间的界面张力结果见表7和表8。由表7可以看出，二元体系的黏度随老化时间的延长呈上升后缓慢下降趋势，老化360 d后，二元体系的黏度保留率在85%以上。由表8可以看出，与原油间的界面张力维持在10^{-2} mN/m数量级。这说明二元体系具有较好的长期热稳定性能。

表7　二元体系的黏度长期热稳定性

二元体系/(mg·L^{-1})	放置不同时间(d)后的黏度/(mPa·s)						
	0	7	30	60	90	120	360
2000 S+1500 P	85.6	84.6	79.4	83.7	88.4	85.6	79.7
2000 S+2000 P	162.1	148.3	140.7	146.1	150.3	153.6	140.9

表8　二元体系的界面张力长期热稳定性

二元体系/(mg·L⁻¹)	放置不同时间(d)后的二元体系与原油间的界面张力/(mN·m⁻¹)						
	0	7	30	60	90	120	360
2000 S+1500 P	6.18×10^{-3}	5.57×10^{-3}	9.02×10^{-3}	1.78×10^{-2}	1.02×10^{-2}	6.18×10^{-3}	9.12×10^{-3}
2000 S+2000 P	5.62×10^{-3}	5.11×10^{-2}	9.36×10^{-3}	5.46×10^{-2}	4.26×10^{-2}	4.26×10^{-2}	5.78×10^{-2}

2.4.3　二元体系的静态吸附性量

聚合物质量浓度为1500 mg/L、表面活性剂质量浓度分别为500、1000、1500、2000、3000、4000、5000 mg/L的二元复合体系中表面活性剂在天然岩心中的吸附量如表9所示,单一表面活性剂溶液中表面活性剂在天然岩心中的吸附量也见表9。由表9可以看出,二元复合体系中表面活性剂的吸附量要小于单一表面活性剂溶液中表面活性剂的吸附量,表面活性剂质量浓度为500～2000 mg/L时,二元复合体系中表面活性剂的吸附量低于2 mg/g,聚合物可以起到一定的牺牲剂的作用。

表9　表面活性剂在天然岩心中的静态吸附量

表面活性剂/(mg·L⁻¹)	表面活性剂吸附量/(mg·g砂⁻¹)	
	SP二元体系	表面活性剂溶液
500	0.82	0.97
1000	1.26	1.74
2000	1.68	1.89
3000	1.89	2.02
4000	2.29	2.49
10000	2.37	2.50
20000	2.43	2.51

2.4.4　二元体系的洗油能力

聚合物质量浓度为1500 mg/L、表面活性剂质量浓度分别为500、1000、2000、3000、4000、10000、20000 mg/L的二元复合体系对初始含油量为10.18%的油砂的洗油效率如表10所示。由表10可以看出,表面活性剂质量浓度在1000 mg/L以上时,二元体系对油砂的洗油效率高于40%,二元体系具有较好的洗油效率。

表10　不同表面活性剂浓度的二元体系的洗油效率

表面活性剂/(mg·L⁻¹)	500	1000	2000	3000	5000	10000	20000
洗油效率/%	20.1	41.2	44.3	48.9	52.7	63.2	76.6

2.4.5　二元体系的注入性

分别考察了配方为1500 mg/L P +2000 mg/L S的二元体系和质量浓度1500 mg/L的聚合物溶液在高渗、中渗和低渗岩心中的注入性能,注入速率为0.5 mL/min,注入参数如表11所示,注入性结果如图2所示。由图2可以看出,随着岩心渗透率的增加,聚合物和二元体系的注入压力降低;相同渗透率下,二元体系的注入压力小于单一聚合物溶液的。

表11　二元体系注入性岩心参数

岩心号	岩心长度/cm	渗透率/μm²	孔隙体积/cm³	体系质量浓度/(mg·L⁻¹)
1	9.45	0.738	12.41	1500 P+2000 S
2	10.09	1.083	14.44	1500 P+2000 S
3	10.00	2.292	13.13	1500 P+2000 S
4	9.52	0.705	12.43	1500 P
5	10.17	1.114	13.46	1500 P
6	9.94	2.018	14.17	1500 P

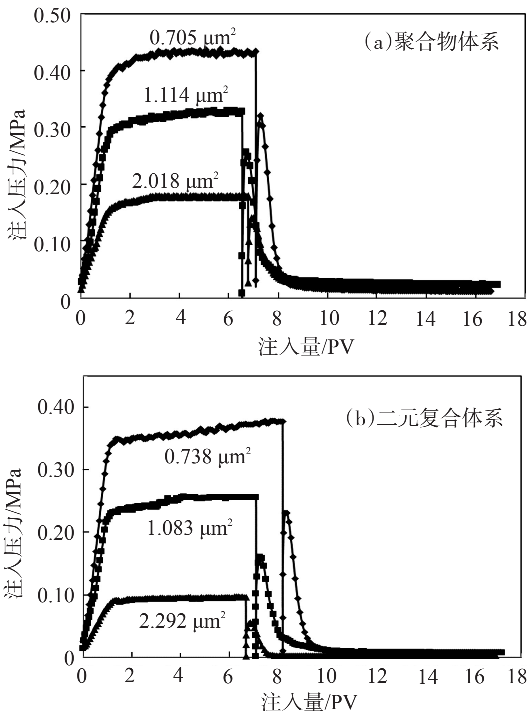


图2　聚合物体系和二元复合体系在不同渗透率岩心中的注入性能

2.5 岩心驱油效果

根据河南油田化学驱三十多年的开发经验,在化学驱的全过程实施调剖技术,可有效防止驱油剂窜流,最大限度发挥驱油剂的作用。对聚合物驱后油藏采取调剖措施,可以封堵聚合物驱形成的优势窜流通道,减少驱油剂的损失。该区块采用调剖+高黏弹性聚合物+二元复合驱技术思路,同时考虑到成本,选择增黏性强的聚合物驱替为主,复合驱为辅,非均相体系(聚合物+PPG)作为调剖段塞,形成"调"+"驱"+"洗油"的低成本提高采收率的技术。实验对比了0.6 PV 1500 mg/L聚合物、0.6 PV(1500 mg/L聚合物+2000 mg/L表面活性剂)、0.05 PV(调剖体系)+0.35 PV 1500 mg/L聚合物+0.15 PV(1500 mg/L聚合物+2000 mg/L表面活性剂)+0.05 PV(调剖体系)、0.05 PV(调剖体系)+0.3 PV 1500 mg/L聚合物+0.2PV(1500 mg/L聚合物+2000 mg/L表面活性剂)+0.05 PV(调剖体系)等4个方案驱替效果,结果如表12所示。由表12可以看出,聚合物驱后进行单一聚合物驱提高采收率幅度仅为8.82%,聚合物驱后进行二元复合驱可以提高采收率12.11%,方案3(21.51%)和方案4(21.9%)提高采收率的幅度相当,但方案3的成本低于方案4的,因此选择方案3为最终方案。聚合物驱后通过"调剖+聚合物驱+二元复合驱+调剖"的方式可提高采收率21.51%,比单一聚合物驱和二元复合驱分别提高12.69%和5.33%,聚合物驱替后油藏采用化学驱和调剖相结合的方式在降低化学驱成本的基础上可以大幅度提高采收率。

表12 4种驱替方案的驱替实验结果

方案	岩心渗透率/μm^2		水驱采收率/%	一次聚合物驱采收率/%	二次化学驱采收率/%	一次聚合物驱替提高采收率/%	二次化学驱提高采收率/%
	高渗	低渗					
方案1	1.744	0.551	42.28	54.72	63.54	13.44	8.82
方案2	1.750	0.572	42.50	54.61	70.79	12.11	16.18
方案3	1.665	0.525	41.27	53.29	74.80	12.02	21.51
方案4	1.959	0.616	41.21	53.95	75.85	12.74	21.90

3 结论

下二门H2IV油组聚合物驱后的剩余油以沥青质和饱和烃含量较高,可以通过加入表面活性剂改变岩石的润湿性,提高剩余油的采收率。综合区块的开发状况和不同化学驱对不同形态剩余油的驱替结果,确定动用方式为"调剖+聚合物驱+复合驱"相组合的驱替方式。

配方为2000 mg/L B-2+1500 mg/L CJ-1的二元复合体系的长期热稳定性好,老化360 d后黏度保留率大于85%,与原油间的界面张力仍能保持10^{-2} mN/m数量级。二元体系的注入压力低于单一聚合物,具有良好的注入性,表面活性剂质量浓度高于1000 mg/L以上时,二元体系的洗油效率大于40%。

聚合物驱后通过加入调剖段塞的方式可以改善剖面的非均质性。在0.5 PV聚合物驱后进行0.05 PV(调剖体系)+0.35 PV 1500 mg/L聚合物+0.15 PV(1500 mg/L聚合物+2000 mg/L表面活性剂)+0.05 PV(调剖体系)段塞组合驱,室内可提高采收率21.51%,比单一聚合物驱和二元复合驱分别提高12.69%和5.33%。

参考文献:

[1] 朱友益,张翼,牛佳玲,等.无碱表面活性剂-聚合物复合驱技术研究进展[J].石油勘探与开发,2012,3(39):346-350

[2] 郭艳,李树斌,韩志红,等. 80℃高温油藏聚合物驱后复合驱油体系性能评价[J]. 油田化学,2013,30(1):74-75.

[3] 吕鑫,张键,姜伟. 聚合物/表面活性剂二元复合驱研究进展[J]. 西南石油大学学报,2008,30(3):127-130.

[4] 郭艳,束华东,刘峥君,等. 古城油田超高分子量聚合物驱分析与应用[J].油田化学,2019, 36(2):325-330.

[5] 闫文华,付强,杨兆明. 等. 不同尺寸段塞组合等流度SP二元复合驱驱油效果评价[J]. 石油化工高等学校学报,2014,27(5):80-84.

[6] 孟祥海,杨二龙,韩玉贵,等. 海上油田二元复合驱末期段塞优化提效室内物理模拟实验[J].油田化学,2019,36(2):337-342.

[7] 束华东,陈惠卿,肖磊,等.河南双河油田90℃以上高温油藏二元复合驱实验研究[J].油田化学,2017,34(1):149-154.

[8] 栾和鑫,艾婷,陈权升,等.利用石英晶体微天平技术定量表征表面活性剂/聚合物二元体系吸附行为[J]. 油田化学,2019,36(2):331-336.

[9] 刘艳华,孔柏岭,吕帅,等.稠油油藏聚合物驱后二元复合驱提高采收率研究[J]. 油田化学,2011,28(3):288-291.

[10] 牛续海,赵凤兰,侯吉瑞. 不同非均质条件下的复合驱油体系优选[J]. 油田化学,2010,27(4):407-410.

[11] 吴文祥,张玉丰,胡锦强,等. 聚合物及表面活性剂二元复合体系驱油物理模拟实验[J]. 大庆石油学院学报,2005,29(6):98-100.

[12] 李孟涛,刘先贵. 无碱二元复合体系驱油试验研究[J]. 石油钻采工艺,2004,26(5):73-76.

[13] 张新民，郭拥军，冯茹森，等. 适合渤海绥中361油田二元复合驱体系性能研究[J].油田化学，2012，29(3)：322-325.

[14] 王蓉健，薛宝庆，卢祥国，等.聚/表二元复合体系配方优化及其驱油效果评价[J]. 油田化学，2015，32(1)：108-113.

Research on Multi-slug Combination Flooding Technology after Polymer Flooding in Xiaermen Oilfield

LI Yan[1,2], GUO Yan[1,2], WANG Xi[1,2], ZHANG Zhuo[1,2], ZHANG Lianfeng[1,2], REN Xiaoyu[1,2], LIN Shuo[1,2]

(*1. Petroleum Exploration and Development Research Institute, Henan Oilfield Branch Company, Sinopec, Nanyang, Henan 473132, P R of China; 2. Henan EOR Key Laboratory, Nanyang, Henan 473132, P R of China*)

Abstract: After 0.5 PV polymer flooding of Xiaermen H2IV block formation, the distribution of the remaining oil is more scattered. In order to optimize a chemical flooding method with low cost and great enhancement of oil recovery, based on the analysis of the occurrence form and crude oil composition of the remaining oil in the block, according to the effects of different chemical flooding methods on the residual oil of different forms, the multi-slug combination flooding was determined for this block. The experimental results showed that, the optimized binary composite flooding system, composed of 2000 mg/L surfactant B-2 and 1500 mg/L polymer CJ-1, had good long-term thermal stability. After aging for 360 d, the interfacial tension could still maintain the order of 10^{-2} mN/m, and the viscosity retention rate was above 85%. At the same polymer concentration and permeability, the injection pressure of the binary system was lower than that of the polymer. When the polymer concentration was 1500 mg/L and the surfactant concentration was 500—5000 mg/L, the adsorption capacity of surfactant in the binary composite system was lower than that of a single surfactant system. When the concentration of surfactant was higher than 1000 mg/L, the oil washing efficiency of the binary system was higher than 40%. The results of the two-layer heterogeneous core flooding experiment showed that multi-slug flooding after polymer flooding could enhance the oil recovery by 21.9%, higher than that of single polymer flooding and binary composite flooding by12.69% and 5.33%, respectively. Finally, the utilization mode of remaining oil in this block was determined as a 0.05 PV profile control—0.35 PV polymer flooding—0.15 PV binary composite flooding—0.05 PV profile control multi-slug combined displacement at low cost with polymer flooding as the main and binary compound driving and profile control as the auxiliary.

Keywords: *residual oil occurrence form; binary compound driving; long-term thermal stability; ultra-low interfacial tension; oil washing efficiency; multiple slug combination flooding*