

文章编号:1000-4092(2019)02-337-06

海上油田二元复合驱末期段塞优化提效室内物理实验*

孟祥海¹, 杨二龙², 韩玉贵¹, 赵鹏¹, 张晓冉¹, 冉令博², 李月²

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300459; 2. 东北石油大学石油工程学院, 黑龙江 大庆 163318)

摘要:渤海某表面活性剂/聚合物(SP)二元复合驱油田目前已进入SP二元复合驱开发末期, 存在吸水差、聚合物突进等问题, 为指导目标油田SP二元末期开发方案调整、提升化学驱开发效果, 设计三管并联人造岩心驱替实验, 模拟油田实际开发历程, 研究了同等经济条件下不同浓度的聚合物保护段塞以及“高浓度聚合物-SP二元复合体系”交替注入的驱油效果。研究表明: 保护段塞注入压力随着聚合物浓度增加而增大, 且与交替周期无关; 交替注入中聚合物浓度为2500 mg/L的驱油效果略好于2000 mg/L, 两个周期驱油效果较一个周期好; 对于目标油田, 末期合理的开发方案为在目前注完0.2 PV SP二元复合体系后, 注入聚合物浓度2500 mg/L、段塞尺寸0.08 PV的高浓度聚合物段塞与SP二元复合体系交替两个周期, 对于指导海上油田SP二元复合驱末期开发方案调整有重要的意义。图4表8参13

关键词:海上油田; 段塞优化; 物理实验; 表面活性剂; 聚合物二元复合体系; 交替注入

中图分类号:TE357.46 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.02.028

渤海某二元复合驱油田按照计划在2018年6月注完0.37 PV的表面活性剂/聚合物(SP)二元复合体系后, 继续注入0.105 PV的聚合物保护段塞至2019年12月。目前目标油田已经进入SP二元复合驱的开发末期, 开发矛盾逐渐凸显, SP二元复合驱的开发效果逐年变差, 产液量大幅下降的井有11口, 下降幅度达50%。注SP二元复合体系后视吸水指数平均下降幅度为7%, 部分油井的聚合物产出浓度大于400 mg/L, 存在聚合物窜流现象, 因而急需开展技术攻关, 提升化学驱开发效果。目前陆上油田关于SP二元段塞的相关研究, 主要是针对水驱后进行的SP二元段塞优化^[1-6], 或者在聚合物驱、后续水驱后再优化的SP二元段塞^[7-10], 而海上油田针对SP二元段塞的研究多为聚合物驱结束后SP二元

复合驱全过程的优化设计^[11-13], 还没有结合海上油田实际情况针对SP二元驱末期的相关研究。因此, 本文应用室内物理实验模拟方法对海上油田SP二元复合驱末期段塞进行优化设计, 研究了同等经济条件下不同浓度的聚合物保护段塞以及“高浓度聚合物-SP二元复合体系”交替注入的驱油效果。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

聚合物3640, 丙烯酰胺、丙烯酸共聚物, 相对分子质量2000万, 水解度20%, 法国SNF公司; 复合型表面活性剂HDS, 由 α -烯基磺酸盐与APG等表面活性剂按一定比例复配而成, 有效物含量30%, 华鼎鸿基公司; 实验用岩心, 渗透率分别为 500×10^{-3} 、

* 收稿日期:2018-08-13; 修回日期:2019-01-15。

基金项目:“十三五”国家重大专项“渤海油田高效采油工程及配套技术示范”(项目编号2016ZX 05058003)。

作者简介:孟祥海(1976-), 男, 高级工程师, 东北石油大学石油工程专业学士(1999), 主要从事化学驱提高采收率技术研究与管理工
作, 通讯地址:天津市滨海新区海川路2121号渤海石油研究院, E-mail: mengxh2@cnooc.com.cn。杨二龙(1976-), 男, 教授,
东北石油大学油气田开发工程专业博士(2008), 本文通讯联系人, 研究方向为油气田开发工程, 通讯地址:163318黑龙江
省大庆市高新技术产业开发区学府街99号东北石油大学, E-mail: yel13796988396@126.com。

1000×10^{-3} 和 $3000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的三管并联人造岩心。实验用油,由原油和柴油按体积比 77.3:22.7 配制的模拟油,黏度(57°C) $17.2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。实验用水为模拟地层水,矿化度 2845 mg/L ,主要离子浓度(单位 mg/L): $\text{K}^+ + \text{Na}^+$ 949.5、 Ca^{2+} 71、 Mg^{2+} 19、 Fe^{2+} 0.11、 Fe^{3+} 0.22、 Cl^- 786、 CO_3^{2-} 20、 HCO_3^- 928、 SO_4^{2-} 16、 I^- 0.51、 B^- 58.2。

DV-III 型恒温水浴布氏数显黏度计,美国 Brookfield 公司;驱油装置包括压力传感器、岩心夹持器、压力表、平流泵、手摇泵等,珂地石油仪器制造厂。

1.2 实验方法

1.2.1 驱油体系配制

用模拟地层水配制不同浓度的聚合物 3640 溶液。

先用模拟地层水配制质量浓度为 1200 mg/L 的聚合物 3640 溶液,然后向聚合物溶液中加入质量分数 0.2% 的表面活性剂 HDS,混合均匀,得到表面活性剂/聚合物二元复合驱体系。

1.2.2 黏度测定

参照 Q/HS 2032—2012《海上油田驱油用丙烯酸酰胺类聚合物的性能指标和评价方法》、SY/T 5862—2008《驱油用聚合物技术要求》,在温度 57°C 、剪切速率 7.34 s^{-1} 下,采用 Brookfield DV-III 黏度计测定驱油体系的黏度。

1.2.3 驱油实验

物理模拟驱油实验具体步骤如下:①将人造岩心连接到抽空系统进行抽空、饱和水,测定孔隙体积;②将岩心在 57°C 下老化 12 h,饱和油,计算岩心的含油饱和度;③在 57°C 下第一次水驱至含水 75%;④在 57°C 下进行第一次化学驱,注入质量浓度为 1200 mg/L 的聚合物溶液 0.3 PV;⑤在 57°C 下按实验方案进行第二次化学驱;⑥在 57°C 下第二次水驱至模型出口含水 98% 以上结束;⑦计算各阶段采收率及总采收率。

针对该油田 SP 二元复合驱结束后保护段塞的优化设计,设计了方案 1~4 共 4 组不同聚合物保护段塞优化方案,为该油田实施 SP 二元复合驱方案后的保护段塞优化提供指导;由于目前该油田已注入了 0.2 PV 左右的 SP 二元复合体系,仍有 0.1 PV 尚未注入,因此设计方案 5~8,在等经济条件下,在注入

0.2 PV 的 SP 二元复合体系后进行“高浓度聚合物-SP 二元复合体系”注入方式优化设计,为油田目前注入方式调整提供指导。

(1) 聚合物保护段塞优化

驱替过程为:水驱至含水 75%—0.3 PV 聚合物驱(1200 mg/L)—0.3 PV SP 二元复合驱($1200 \text{ mg/L P} + 0.2\% \text{ S}$) + $120 \text{ mg/L} \cdot \text{PV}$ 聚合物保护段塞+后续水驱至含水 98%。在保护段塞总用量 $120 \text{ mg/L} \cdot \text{PV}$ 情况下,实验注入速度按照现场方案注入速度折算后为 0.75 mL/min ,保护段塞方案如表 1 所示。

表 1 聚合物保护段塞优化实验方案

实验方案	保护段塞浓度/ ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	段塞尺寸/ PV
1	1000	0.12
2	1200	0.10
3	1500	0.08
4	1750	0.07

(2) SP 二元复合驱末期注入方式优化

驱替过程为:水驱至含水 75%—0.3 PV 聚合物驱(1200 mg/L)—0.2 PV SP 二元复合驱($1200 \text{ mg/L P} + 0.2\% \text{ S}$)—高浓度聚合物段塞与 SP 二元复合驱段塞交替注入(保持与聚合物保护段塞优化方案同等经济投入条件)—后续水驱至含水 98%。注完 0.2 PV 二元体系后的段塞注入方案如表 2 所示。

表 2 二元末期注入方式优化实验方案

实验方案	注入方式	周期
5	聚合物浓度 2000 mg/L (0.06 PV)、二元体系 $1200 \text{ mg/L P} + 0.2\% \text{ S}$ (0.1 PV)	1
6	聚合物浓度 2500 mg/L (0.048 PV)、二元体系 $1200 \text{ mg/L P} + 0.2\% \text{ S}$ (0.1 PV)	1
7	聚合物浓度 2000 mg/L (0.03 PV)、二元体系 $1200 \text{ mg/L P} + 0.2\% \text{ S}$ (0.05 PV)	2
8	聚合物浓度 2500 mg/L (0.024 PV)、二元体系 $1200 \text{ mg/L P} + 0.2\% \text{ S}$ (0.05 PV)	2

2 结果与讨论

2.1 聚合物保护段塞优化

3 支气测渗透率分别为 500×10^{-3} 、 1000×10^{-3} 和 $3000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的并联岩心 SP 二元复合驱后保护段塞优化实验的采收率和注入压力如表 3、表 4 所示。由表 3 可知,三支并联岩心水驱采收率为 26.3%~

表 3 保护段塞优化实验的采收率情况

编号	水驱采收率/%	聚合物驱采收率/%	SP 二元复合驱采收率/%	保护段塞采收率/%	后续水驱采收率/%	保护段塞+后续水驱采收率/%	保护段塞 HPAM 浓度/(mg·L ⁻¹)
1	26.7	8.9	11.1	1.4	0.8	2.2	1000
2	26.3	8.0	11.1	3.8	1.9	5.7	1200
3	26.6	9.0	11.0	2.8	2.4	5.2	1500
4	27.0	9.4	11.3	0.7	3.3	4.0	1750

27.0%,水驱后“聚合物驱+SP 二元复合驱”提高采出率在 19.1%以上。在保护段塞总用量 120 mg/L·PV 情况下,保护段塞聚合物浓度为 1200 mg/L 时,保护段塞提高采收率最大,为 3.8%;保护段塞聚合物浓度为 1750 mg/L 时,采收率最低,为 0.7%。这是因为随着保护段塞聚合物浓度的增加,聚合物能够形成更大的波及体积,封堵优势通道,达到更好的驱油效果,但是当聚合物浓度超过一定范围后,聚合物溶液推进缓慢,而且段塞尺寸越来越小,造成保护段塞采出程度越来越小。由表 3 可看出,1200 mg/L 为该聚合物浓度临界值,当聚合物浓度大于 1200 mg/L 时,保护段塞采收率逐渐降低。在保护段塞总用量 120 mg/L·PV 不变的情况下,当保护段塞聚合物浓度为 1750 mg/L 时,段塞尺寸仅为 0.069 PV,因此,保护段塞采收率最小,仅为 0.7%。

随着聚合物浓度的增加,聚合物对优势通道的封堵效果越来越好,在后续水驱阶段,聚合物保护段塞将优势通道封堵同时扩大了波及体积,可使后续水进入中低渗油层开采剩余油,因此,随着聚合物浓度的增大,后续水驱阶段采出程度越来越高。当保护段塞聚合物浓度为 1200 mg/L 时,“保护段塞+后续水驱”阶段采收率最大,为 5.7%;而保护段塞聚合物浓度为 1000 mg/L 时,“保护段塞+后续水”阶段采收率最低,仅为 2.2%。

由表 4 可知,3 支并联岩心水驱时的注入压力较低,仅为 0.02 MPa 左右,聚合物前置段塞和 SP 二元复合体系段塞的注入压力在 0.027~0.031 MPa。后置聚合物保护段塞注入压力随着聚合物浓度增加而增大,当保护段塞聚合物浓度大于 1500 mg/L 时,注入压力增加趋于平缓。

3 支并联岩心气测渗透率分别为 500×10^{-3} 、 1000×10^{-3} 和 $3000\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,渗透率变异系数为 0.74,高渗透率岩心分流率为 74%,低渗透率岩心分流率仅为 6%,导致 3 支并联岩心水驱注入压力较低,其

中浓度 1200 mg/L 时的动态指标变化见图 1。在 57℃ 下聚合物前置段塞和二元段塞体系的黏度均在 10 mPa·s 左右,聚合物前置段塞和二元段塞的注入压力均较低,因此,聚合物驱和 SP 二元复合驱阶段采收率较低,最大仅为 20.7%。

表 4 保护段塞各阶段末期的注入压力

编号	水驱压力/MPa	聚合物驱压力/MPa	SP 二元复合驱压力/MPa	保护段塞压力/MPa	保护段塞 HPAM 浓度/(mg·L ⁻¹)
1	0.019	0.030	0.027	0.023	1000
2	0.020	0.031	0.027	0.027	1200
3	0.020	0.028	0.029	0.034	1500
4	0.020	0.028	0.031	0.036	1750

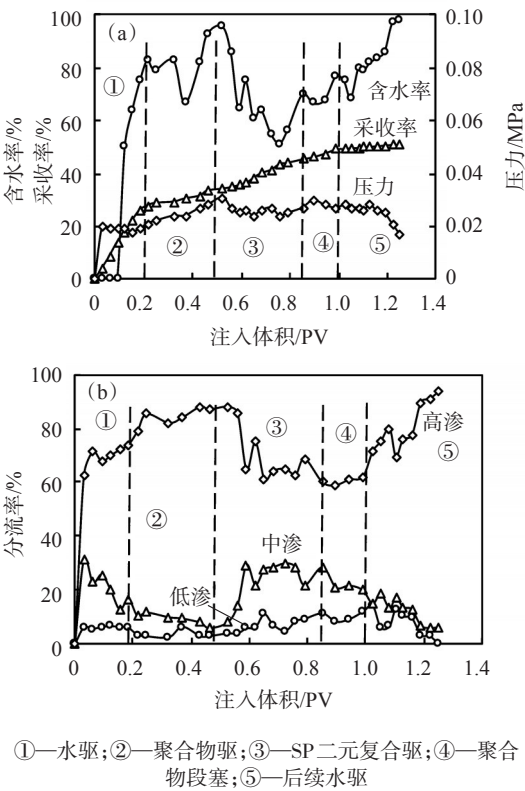


图 1 保护段塞浓度 1200 mg/L 条件下注入压力、含水率、及低中高渗层分流率随注入体积变化

不同浓度下高、中、低渗岩心的保护段塞和后续水驱阶段低、中、高渗岩心采收率见表5。保护段塞聚合物浓度为1200 mg/L时,中、低渗岩心“保护段塞+后续水驱”采收率均最高,分别为8.80%和3.63%。由于地下聚合物主要作用为封堵高渗透层,提高中低渗透层采收率,结合“保护段塞和后续水驱”阶段采收率及注入压力实验结果,可得出SP二元复合驱最优保护段塞为聚合物浓度1200 mg/L、段塞尺寸0.10 PV。

表5 保护段塞和后续水驱采收率

聚合物质量浓度/ (mg·L ⁻¹)	驱替阶段	低渗岩心 采收率/%	中渗岩心 采收率/%	高渗岩心 采收率/%
1000	保护段塞	1.65	0.37	2.23
	后续水驱	0.11	0.37	2.07
	总计	1.76	0.74	4.30
1200	保护段塞	2.27	5.60	3.45
	后续水驱	1.36	3.20	0.86
	总计	3.63	8.80	4.31
1500	保护段塞	2.99	2.92	2.54
	后续水驱	3.42	1.46	2.54
	总计	6.41	4.38	5.08
1750	保护段塞	0.00	1.47	1.63
	后续水驱	2.61	1.47	3.41
	总计	2.61	2.94	5.04

2.2 SP二元复合驱末期注入方式优化

3支气测渗透率分别为 500×10^{-3} 、 1000×10^{-3} 和 $3000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的并联岩心在SP二元复合驱末期采用高浓度聚合物溶液与SP二元复合体系交替注入方式进行优化实验,采收率和注入压力结果如表6、表7所示。由表6可知,3支并联岩心水驱采收率为

26.8%~27.8%,水驱后聚合物驱+SP二元复合驱可提高采收率22.5%以上。在后续段塞总用量120 mg/L·PV情况下,高浓度聚合物段塞与二元体系交替一个周期,交替段塞采收率为3.2%~3.5%，“交替段塞+后续水驱”采收率为5.2~5.6%,聚合物浓度为2500 mg/L的驱油效果略好于聚合物浓度为2000 mg/L的。这是因为聚合物浓度越高,高浓度聚合物段塞对高渗透层的封堵效果越好,高浓度聚合物段塞后的SP二元复合驱可以更好地驱替中低渗透层的剩余油,进而提高采收率。

高浓度聚合物段塞与SP二元复合体系交替两个周期时,“交替段塞”采收率为4.2%~4.9%，“交替段塞+后续水驱”采收率为7.0~8.3%,因此可见,高浓度聚合物段塞与SP二元复合体系交替两个周期的驱油效果好于交替一个周期的。高浓度聚合物段塞与SP二元复合体系交替注入,高浓度聚合物段塞可以及时对优势通道进行封堵,避免一次封堵后再次产生优势通道的问题。

由表7可知,3支并联岩心水驱的注入压力较低,仅为0.017~0.024 MPa,聚合物前置段塞和SP二元复合体系段塞的注入压力在0.033~0.035 MPa。交替段塞中聚合物浓度越大,注入压力越高且与交替周期无关;交替段塞中聚合物浓度为2000 mg/L时,注入压力为0.037 MPa;交替段塞聚合物浓度为2500 mg/L时,注入压力为0.042 MPa。不论是一个周期注入还是两个周期交替注入,都是持续注入聚合物的过程,而且交替注入的SP二元复合体系段塞并没有起到降低注入压力的作用。由于聚合物段塞的浓度高导致注入压力一直很高,因此注入压力与交替周期无关。高浓度聚合物溶液与SP二元复合体系交替注入时注入压力、采收率、含水随注入体积的变化以及低、中、高渗岩心的分流率见

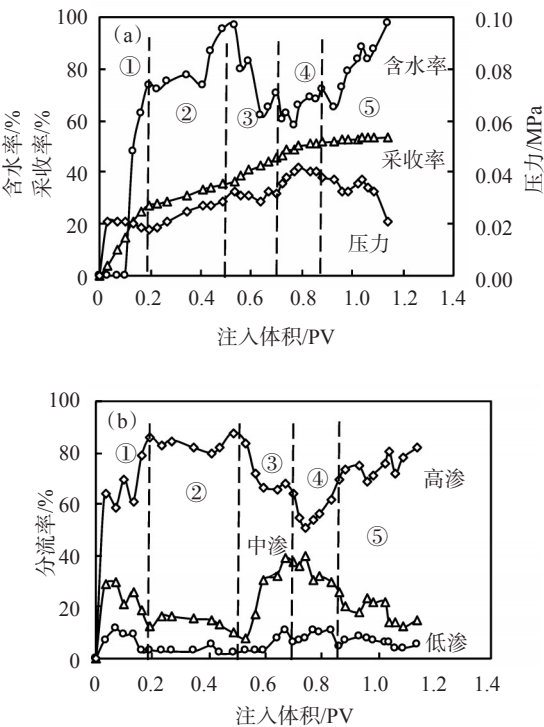
表6 SP二元复合驱末期注入方式优化结果

方案	水驱采收率/%	聚合物驱采收率/%	SP二元复合驱采收率/%	交替段塞采收率/%	后续水驱采收率/%	交替段塞+后续水驱采收率/%	交替段塞
5	26.8	10.7	8.6	3.5	1.7	5.2	HPAM2000与二元交替一个周期
6	27.2	10.9	8.4	3.2	2.4	5.6	HPAM2500与二元交替一个周期
7	27.8	9.9	8.7	4.2	2.8	7.0	HPAM2000与二元交替两个周期
8	27.5	9.2	8.9	4.9	3.4	8.3	HPAM2500与二元交替两个周期

表 7 各阶段末期注入压力

方案	水驱压力/ MPa	聚合物驱 压力/MPa	SP 二元复合驱压 力/MPa	交替段塞压 力/MPa	交替段塞
5	0.017	0.034	0.032	0.037	HPAM2000 与二元交替一个周期
6	0.024	0.035	0.033	0.042	HPAM2500 与二元交替一个周期
7	0.021	0.034	0.032	0.037	HPAM2000 与二元交替两个周期
8	0.018	0.033	0.032	0.042	HPAM2500 与二元交替两个周期

图 2。通过图 2 也可以看出,化学驱阶段注入压力持续升高,中低渗岩心分流率得到提升。



①—水驱;②—聚合物驱;③—SP 二元复合驱;④—段塞;
⑤—后续水驱

图 2 HPAM2500 与二元交替二个周期条件下压力、含水率及采出程度以及低、中高渗层分流率随注入 PV 数变化

高浓度聚合物溶液与 SP 二元复合体系交替注入时交替段塞和后续水驱低、中、高渗岩心采收率见表 8。交替段塞中聚合物浓度为 2500 mg/L 且交替两个周期时,低、中渗岩心交替段塞+后续水驱阶段的采收率为 7.82%和 6.72%。结合“交替段塞和后续水驱”阶段采收率及注入压力实验结果可得出,最优交替段塞为聚合物浓度 2500 mg/L、段塞尺寸 0.024 PV,高浓度聚合物段塞与 SP 二元体系交替两个周期注入方式最佳。

表 8 交替段塞和后续水驱采收率

注入方式	驱替阶段	低渗岩心 采收率/ %	中渗岩心 采收率/ %	高渗岩心 采收率/ %
HPAM2000 一周期	交替段塞	5.36	2.14	3.31
	后续水驱	1.34	1.43	2.48
	总计	6.70	3.57	5.79
HPAM2500 一周期	交替段塞	4.20	2.96	2.51
	后续水驱	1.68	2.96	2.45
	总计	5.88	5.92	4.96
HPAM2000 二周期	交替段塞	4.42	3.85	3.31
	后续水驱	2.21	2.76	3.29
	总计	6.63	6.61	6.60
HPAM2500 二周期	交替段塞	5.12	3.96	2.44
	后续水驱	2.70	2.76	3.51
	总计	7.82	6.72	5.95

3 结论

海上油田二元复合驱末期条件下,聚合物保护段塞的注入压力随着聚合物浓度增加而增大,且与交替周期无关。高浓聚合物与 SP 二元体系交替注入时,聚合物浓度越高、交替周期越多,提升化学驱效果越好。在化学剂用量不变的等经济条件下,驱替方案为“0.024 PV P(2500 mg/L)、0.05 PV 二元体系(1200 mg/L P+0.2% S),交替注入 2 周期”的中低渗岩心采收率最高,说明交替段塞较单一聚合物保护段塞更能有效控制聚窜提高采收率,在海上油田二元复合驱末期采用交替段塞注入的方式能够使油田开发整体效益最大化。

参考文献:

[1] 牛绪海,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.
[2] 陈文林,卢祥国,于涛,等.二元复合驱注入参数优化实验研究[J].特种油气藏,2010,17(5):96-99.

- [3] 束华东, 陈慧卿, 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.
- [4] 王荣健, 薛宝庆, 卢祥国, 等. 聚/表二元复合体系配方优选及其驱油效果评价[J]. 油田化学, 2015, 32(1): 108-113.
- [5] 蒋官澄, 刘津华, 张津红, 等. 大港油田聚/表二元复合驱注入参数的优选[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(4): 144-146.
- [6] ZHU Y, WANG Z, WU K, et al. Enhanced oil recovery by chemical flooding from the biostromal carbonate reservoir [C]. // SPE Enhanced Oil Recovery conference. Kuala Lumpur/Malaysia: Society of Petroleum Engineers, 2-4 July, 2013: 1-8.
- [7] 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.
- [8] 任刚, 李宜强, 余昭艳, 等. 聚表剂/S二元复合体系评价及驱油实验[J]. 断块油气田, 2015, 22(5): 623-626.
- [9] 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.
- [10] LI B, LIU Z, FEI C, et al. Polymeric surfactant for enhanced oil recovery-microvisual, core-flood experiments and field application [C]. //SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat/Oman: Society of Petroleum Engineers, 26-28 March, 2018: 1-13.
- [11] 王刚, 刘斌, 王欣然, 等. 渤海X油田聚合物驱后不同化学驱注入段塞优选及剩余油分布研究[J]. 石油地质与工程, 2018, 32(1): 91-93.
- [12] 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.
- [13] TRINE E, SUNIGA P, FORTENBERRY R. Chemical EOR for offshore platforms using a novel chemical gradient design [C]. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston/Texas/USA: Society of Petroleum Engineers, 28-30 September, 2015: 1-16.

Laboratory Experiments on Optimization and Lift Efficiency of Late Stage Slug for Binary Compound Flooding in Offshore Oilfield

MENG Xianghai¹, YANG Erlong², HAN Yugui¹, ZHAO Peng¹, ZHANG Xiaoran¹, RAN Lingbo², LI Yue²

(1. Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch Company, China National Offshore Oil Corp. China Limited, Tianjin 300452, P R of China; 2. School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, P R of China)

Abstract: A binary compound flooding oilfield in Bohai Sea has entered the end of binary compound flooding development, which has the problems of poor water absorption and polymer penetration. In order to adjust the development plan of the end of surfactant-polymer binary compound flooding (SPBCF) of the target oil field and improve the effect of the chemical drive development, a three pipe parallel artificial core displacement experiment was designed to simulate the actual development process of the oilfield and the displacement effect of polymer-protected slug with different concentration and "high concentration polymer-SPBCF" alternate injection under the same economic conditions was studied. The experimental results showed that the injection pressure of protective slugs increased with the increase of polymer concentration, and had nothing to do with alternate cycles. In alternate injection experiments, the displacement effect of polymer concentration with 2500 mg/L was slightly better than that of 2000 mg/L, and the displacement effect of two cycles was better than that of one cycle. For the target oilfield, the reasonable development plan for the end of composite flooding was that after the 0.2 PV SP flooding was injected, the high concentration polymer slug with the polymer concentration of 2500 mg/L and the size of 0.08 PV, and the SP composite system would be injected alternately two cycles. It is of great significance to guide the adjustment of offshore oil field development plan at the end of SP flooding.

Keywords: offshore oil field; slug optimization; physical experiment; binary compound system; alternating injection