

孤岛油田南区渤 19 断块交联聚合物驱油藏工程方案研究

刘慧卿 姚 军 陆宪亮 刘建民 毛广周 薛兆杰
(石油大学(华东)) (胜利石油管理局孤岛采油厂)

摘要 以油藏数值模拟为手段对渤 19 断块的水驱进行综合评价,结果表明:渤 19 断块目前各油层采出状况很不均衡,主力油层“顶端优势”加剧——采出程度高、含水高,原主力油层的剩余储量仍然保持其主力地位。基于目前井网,对层系的数值模拟预测的水驱采收率仅为 35.4%。在水驱研究的基础上,对该断块进行聚合物驱和交联聚合物驱数值模拟优化研究,结果表明:以第一段塞 0.05PV (聚合物浓度 2000mg/L,交联剂浓度 800mg/L)加第二段塞 0.20PV (聚合物浓度 1500mg/L,交联剂浓度 600mg/L)的交联聚合物驱为最优方案,最优方案下的吨聚合物增油为 86t,可提高原油采收率 8.42%。

主题词 数值模拟 交联 聚合物 驱动 方案

0 前 言

油水地下流度比是影响注水开发油田采收率的最主要因素,地下流度比越大,影响程度也越突出。如果不利的流度比与强烈非均质性地层特征双重作用,注入水将过早地在油井突破,水驱开发效果较差。渤 19 断块地下水粘度比接近 160,因此可以肯定,该油田开采中后期将面临注水量大、采液量大的不利开发局面。改善这类油田开发效果的主要手段是采用聚合物驱来降低地下水流度比。目前聚合物驱是可以应用在原油粘度大于 50mPa·s 矿场的化学驱方法^[1],其主要机理是通过改善流度比和水相渗透率分布来提高波及系数,经济及技术都是可行的。因此对孤岛油田南区渤 19 断块开展聚合物驱研究,对于改善该断块中后期开发效果具有重要意义。

1 渤 19 断块地质与开发概况

渤 19 断块位于孤岛披覆背斜的南翼,西部以 5 号断层为界,与渤 76 断块相邻,北部和东部分别以次级断层与南区其它断块分隔,形成相对封闭的小断块。断块主力含油层系为第三系中新统 Ng³~Ng⁶,油层自下而上岩性由粗变细,呈正旋回。Ng³、Ng⁴、Ng⁴、Ng⁴、Ng⁵ 为 主力油层,岩石和流体物性见表 1。

渤 19 断块 1973 年 5 月正式投入开发,为一套 300m 井距三角形均匀井网,1976 年底实施

表1 渤19断块岩石和流体基础参数

含油面积(km ²)	2.40	地下原油粘度(mPa·s)	60~130
地质储量(10 ⁴ t)	737	地下原油密度(g/cm ³)	0.9030
孔隙体积(10 ⁴ m ³)	1116	原油体积系数	1.064
孔隙度(%)	30~31	地面原油粘度(mPa·s)	1660~1800
平均渗透率(10 ⁻³ μm ²)	1022~2279	地面原油密度(g/cm ³)	0.9728
原始含油饱和度(%)	55~60	原油饱和压力(MPa)	7.1~10.6
油藏埋深(m)	1150~1250	原始地层水矿化度(mg/L)	6453
泥质含量(%)	13.45	原始地层压力(MPa)	12.57
粒度中值(mm)	0.1~0.125	目前地层压力(MPa)	12.1
分选系数	1.66	地层温度(°C)	73
地下油水粘度比	120~260	综合压缩系数(1/MPa)	6.32×10 ⁻³

注水,形成一套300m三点法面积注采井网;1984年11月加密调整,油井井排整体加密,水井井排局部加密;1987年2月两水井间的油井转注形成260m×150m行列注采井网;1992年4月局部加密,形成西部260m×150m,东部260m×75m的行列注采井网。该断块开发动态见图1。根据开发方式和含水变化把开发过程分为五个阶段(表2)。

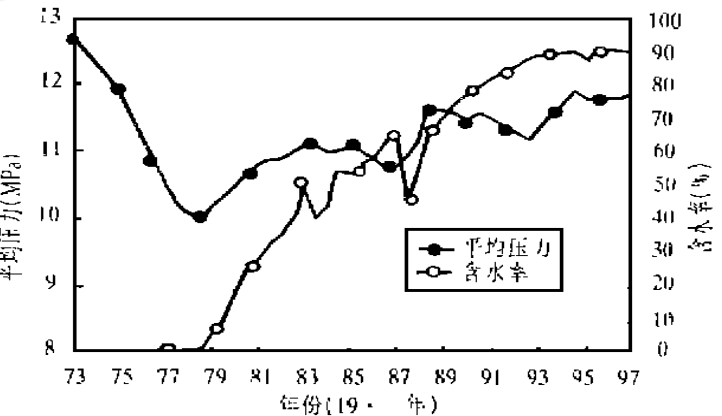


图1 渤19断块综合开发曲线

表2 渤19断块油田不同开发阶段动态特征

阶段(年)	开发方式	采出程度(%)	开发动态特征
1973~1976	天然能量	3.5	总压降为1.8MPa
1977~1979	注水开发	3.0	无水采油期
1980~1981		1.4	含水上升为23%
1982~1986		4.2	开发调整
1987~目前		13.85	高含水期

2 水驱开发效果数值模拟研究

2.1 模拟网格系统

模拟网格在平面上采用非均匀网格系统,纵向上主要考虑各小层分层状况,从 $N_g^{3^{1+2}}$ ~ N_g^6 共设置12个模拟层。网格方向的选择主要考虑井网特征。模拟网格系统($N_x \times N_y \times N_z$)为:38×27×12。

2.2 开发历史拟合

渤19断块已有20多年的生产历史,其生产动态综合反映了油藏的特征,所以通过数值模拟结果与生产历史数据的匹配获得目前地下动态。进行历史拟合时,给定产注量拟合其它生产

指标。现场提供的数据中监测资料较少,所以把产水作为主要拟合指标,同时参考有限测压和液面资料,保证流压计算值在合理范围之内。

2.3 模拟结果分析

由拟合计算得到目前各小层基本状况如表3。由表3可以看出,各油层采出状况很不均

表3 渤19断块油田小层目前生产状况

层位	原始地质储量 (10 ⁴ t)	累积采油 (10 ⁴ t)	单层采出程度 (%)	单层含水率 (%)	单层平均压力 (MPa)
3 ¹⁺²	9.57	1.81	18.91	45.3	13.0
3 ³	58.70	13.47	22.95	81.0	12.3
3 ⁴	19.45	4.69	24.11	64.2	11.9
3 ⁵	37.57	8.34	22.20	68.9	12.2
4 ²	127.93	33.26	26.00	92.2	12.1
4 ³	92.74	23.02	24.82	94.0	12.2
4 ⁴	158.00	51.00	32.28	93.4	12.0
5 ¹⁺²	32.89	8.79	26.71	85.3	11.8
5 ³	57.71	11.55	28.67	92.4	11.9
5 ⁴	36.53	7.57	20.73	83.9	12.0
5 ⁵	40.96	10.67	26.05	81.1	12.1
5 ⁶	65.09	15.01	23.06	79.1	12.4
平均			25.66	91.4	12.1
合计	737.30	189.2			

衡,主要是油层物性差异造成开采上的不平衡。主力油层“顶端优势”加剧,表现为采出程度高,含水也高。由于主力油层连通性较好,水淹程度较大,层内压力分布相对均衡。由各小层剩余储量分布可以看出,原主力油层仍然保持其主力地位,但是出水量很大。主要原因在于地下水粘度比高,注入水的波及体积受到限制。基于目前井网,对层系的数值模拟其预测的水驱采收率仅为35.4%(表4),因此渤19断块应进一步挖掘主力油层的潜力,并着重提高注入水的波及体积。

表4 渤19断块水驱采收率预测结果

预测方法	预测采收率(%)
数值模拟	35.40
水驱曲线	35.91
经验公式	35.70
流管法	38.21

3 注交联聚合物参数优选

3.1 交联聚合物驱数值模拟研究

交联聚合物驱方案计算采用POLYMER软件,该模型是一个三维油水两相五组份(水、油、聚合物、阴离子、阳离子)的化学模型。由于全面进行聚合物驱数值模拟受到时间限制,因此交联聚合物注入参数的优化设计只选择了8-N9井组、8-09井组、8-5091井组和9-N9井组。纵向上模拟层为8个主力油层(略去Ng3¹⁺²、Ng3⁴、Ng5⁵和Ng5⁶),平面上网格尺寸与水驱模拟一致。注交联聚合物开始模拟时的压力、含油饱和度为水驱拟合后的分布状况。

3.2 参数优选

交联聚合物注入参数的优化设计过程是一个多因子多水平的数值试验过程,因此选取注聚段塞尺寸、注入速度、交联剂浓度三个因子作为考察对象,每个因子按三种水平进行试验。优化决策指标为采收率、注聚利用率、采油速度。其中注聚利用率为增产油量与当量聚合物用量之比,而当量聚合物用量是指聚合物用量加上交联剂费用所能购买聚合物量(国产聚合物为2万元/t,交联剂为1.6万元/t)。根据现场实际情况,各方案注入聚合物浓度固定为1500mg/L,建立交联聚合物注入参数水平取值如表5。

表5 渤19断块油田交联聚合物驱参数水平取值

水平	A 段塞尺寸(PV)	B 注入速度(m ³ /d)	C 交联剂浓度(mg/L)
1	0.20	450	800
2	0.25	400	600
3	0.30	350	400

对正交设计表产生的9套方案进行数值模拟计算,然后采用模糊综合评判模型进行综合评判^[2],计算结果见表6。

表6 注聚参数优化正交设计

方案号	A				B				C				提高采收率 (%)	注聚利用率 (t/t)	采油速度 (%)	综合评判值
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
1	1	1	1	1	7.55	92.53	1.08	0.5785								
2	1	2	2	2	7.17	94.98	0.94	0.4027								
3	1	3	3	3	6.77	97.56	0.80	0.3114								
4	2	1	2	3	7.80	82.66	1.10	0.4957								
5	2	2	3	1	7.35	84.74	0.94	0.3712								
6	2	3	1	2	8.47	83.05	0.91	0.4624								
7	3	1	3	2	7.91	75.99	1.11	0.4610								
8	3	2	1	3	9.36	76.48	1.14	0.4025								
9	3	3	2	1	8.59	75.86	0.92	0.3312								
\bar{I}_j	0.431	0.512	0.481	0.427	\bar{II}_j	0.443	0.392	0.410	0.442							
\bar{III}_j	0.398	0.368	0.381	0.403	S_j	1.09×10^{-3}	1.19×10^{-2}	5.29×10^{-3}	5.34×10^{-4}							

表6反映了方案中各注入参数的水平数取值及该套方案的综合评判值。其中 \bar{I}_j 表示正交表中第j列的1水平所对应的平均综合评判值; \bar{II}_j 表示正交表中第j列的2水平所对应的平均综合评判值; \bar{III}_j 表示正交表中第j列的3水平所对应的平均综合评判值; S_j 表示正交表中第j列数据的偏差平方和。注入参数对开采动态的敏感程度分析如表7。

表7 方差分析表

方差来源	偏差平方和	自由度	平均偏差平方和	F比	显著性
A(段塞尺寸)	$S_A = S_1 = 0.00109$	2	0.000545	2.04	不显著
B(注入速度)	$S_B = S_2 = 0.0119$	2	0.00595	22.28	显著
C(交联剂浓度)	$S_C = S_3 = 0.00529$	2	0.002645	9.91	有一定影响
误差	$S_e = S_4 = 0.000534$	2	0.000267		

注: $F_{0.01}(2, 2) = 99.0$, $F_{0.05}(2, 2) = 19.0$, $F_{0.1}(2, 2) = 9.00$

由表7可知, 孤岛油田渤19断块的注聚参数按它们对开发效果影响的敏感程度, 依次排序为: 注入速度、交联剂浓度、注聚段塞尺寸。参照正交设计表中所列的各注采参数在不同水平取值下的平均综合评判值, 以及注采参数不同水平取值下的综合评判值对比直方图(图2所示), 可看出: 随着注聚段塞尺寸的加大, 增产油量增加, 但注聚利用率降低, 增产油量带来的效益一部分被抵消掉, 该试验区的优化结果为0.25PV; 随着注入速度的增加, 注聚见效早, 在注采保持一定比率情况下, 采油速度有所提高, 因而开采效果得以改善, 但矿场需考虑注入能力的限制; 交联剂浓度是一个较敏感的因素, 优化结果表明, 高交联剂浓度会得到好的开发效果。

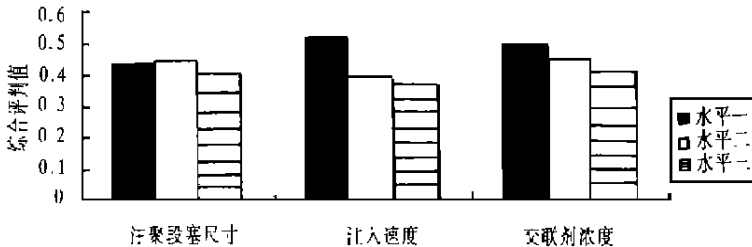


图2 注入参数不同水平取值下的综合评判值对比直方图

孤岛油田渤19断块交联聚合物驱注聚参数优化结果见表8。由优化的注入参数组合成的方案其预测的综合评判值最高, 开采效果相对最优。

表8 注聚参数优化结果

注聚段塞尺寸(PV)	0.25	提高采收率(%)	8.44
注入速度(m^3/d)	450	注聚利用率(t/t)	82.75
交联剂浓度(mg/L)	800	平均采油速度(%)	1.16
聚合物浓度(mg/L)	1500	综合评判值	0.6713

4 矿场实施方案

4.1 注入速度及初期配产配注方案

根据孤岛油田南区渤19断块13口井的注水分层测试资料分析计算得到平均每米吸水指数为 $5.84m^3/(d \cdot m)$ 。为使交联聚合物溶液能够持续稳定地注入, 初步设计渤19断块初期日注交联聚合物溶液为 $2640m^3$, 各单井初期试配注 $90 \sim 200m^3/d$, 平均 $126m^3/d$ 。

注交联聚合物溶液后, 为保持较高的产液水平, 考虑平面上注采均衡, 流体压力场分布更趋合理, 在一定程度上控制高渗透带窜流, 注采比按1.0确定试验区初期产液速度为 $2640t/$

d, 单井配产 40~ 180t/d, 单井平均 100t/d。

4.2 矿场注入方式设计

根据试验目的层开采现状和水淹特点, 矿场采用分段塞注入方式(方案一), 在主段塞前注入一个高浓度的交联聚合物段塞, 形成高强度的凝胶, 对高渗透条带形成一定程度的封堵。为了筛选出技术经济效益最优的矿场实施方案, 设计了两个单一段塞聚合物驱方案(方案二、方案三)进行对比研究, 孤岛油田渤 19 断块交联聚合物驱方案设计如表 9。

表 9 渤 19 断块交联聚合物及单一聚合物驱方案设计

方案	段塞	段塞尺寸 (PV)	注入液量 ($10^4 m^3$)	聚合物溶液浓度 (mg/L)	聚合物用量 (t)	交联剂浓度 (mg/L)	交联剂用量 (t)	连续注入时间 (d)
方案一	一	0.05	55.8	2000	1116	800	446	211
	二	0.20	223.2	1500	3348	600	1339	845
	合计	0.25	279.0	1600	4464	640	1785	1056
方案二		0.25	279.0	1220	3404	600	1674	1056
方案三		0.25	279.0	1700	4269			1056

注: 方案一为优化方案, 方案二为等价优化方案, 方案三为邻近区块的实际注聚方案。

4.3 矿场实施增油效果预测

矿场增油效果预测见图 3 和表 10。

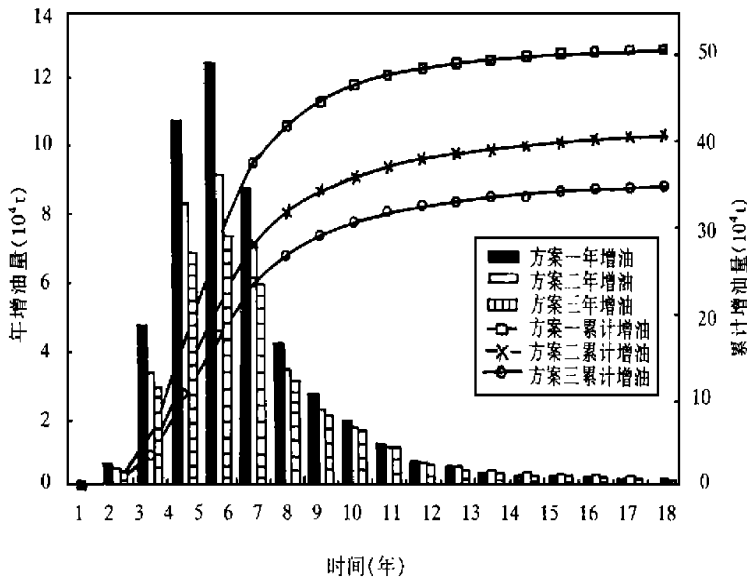


图 3 预测方案累积增油和年增油对比曲线

表 10 设计方案增油效果预测

方案	提高采收率 (%)	吨聚合物增油 (t/t)	见效时间	见效高峰	有效期(年)
一	8.42	86.0	第 2 年	第 3~ 7 年	13
二	6.85	86.9	第 2 年	第 3~ 7 年	14
三	5.98	84.3	第 2 年	第 4~ 7 年	12

对比上述三个方案的技术经济指标,可以看出交联聚合物驱方案优于单一聚合物驱,二段塞驱方案优于单段塞驱方案,因此推荐矿场实施方案一,即第一段塞0.05PV(聚合物浓度2000mg/L,交联剂浓度800mg/L)、第二段塞0.20PV(聚合物浓度1500mg/L,交联剂浓度600mg/L)的交联聚合物驱。

5 结论与建议

(1) 渤19断块目前各油层采出状况很不均衡,主力油层“顶端优势”加剧——采出程度高、含水高。

(2) 由各小层剩余储量分布表明,原主力油层仍然保持其主力地位,但出水量很大,注水利用率低。

(3) 基于目前井网,对层系的数值模拟预测的水驱采收率仅为35.4%,因此渤19断块应通过提高注水波及体积来挖掘主力油层的潜力。

(4) 注聚参数优化结果为:以第一段塞0.05PV(聚合物浓度2000mg/L,交联剂浓度800mg/L)加第二段塞0.20PV(聚合物浓度1500mg/L,交联剂浓度600mg/L)的交联聚合物驱为最优方案,此方案的吨聚合物增油为86t,可提高原油采收率为8.42%。

(5) 初步设计孤岛油田南区渤19断块初期日注交联聚合物溶液为2640m³/d,各井初期试配注90~200m³/d;以注采比1.0确定初期产液速度,单井配产40~180t/d。

参 考 文 献

- 1 杨普华,杨承志.化学驱提高石油采收率.石油工业出版社,1988年。
- 2 侯建,陈月明.基于模糊综合评判模型的蒸汽吞吐注采参数优化设计方法的研究.特种油气藏,1997,(3)。

本文编辑 陈万洪

Li Huiqing, Yao Jun, Lu Xianliang et al Study on cross-linked polymer flooding scheme in Bo-19 block of Gudao oilfield OGRT, 1998, 5(4): 13~ 19

Waterflooding evaluation of Bo-19 block has been performed by means of numerical simulation. It has been shown that recovery is uneven for all the productive layers, major layers become deteriorated with high recovery and high water-cut, major productive layers will remain its original status from current reserves left. Water flooding recovery will be 35.4% based on the current recovery means and well pattern. Polymer and cross-linked polymer flooding simulation have been performed with chemical flooding simulator after waterflooding evaluation, and optimum scheme has been obtained, 86 ton incremental oil per ton-polymer and 8.42% of additional oil recovery can be reached with 0.05PV slug (2000mg/L polymer and 800mg/L cross-linked agent) plus 0.2 PV slug (1500mg/L polymer and 600 mg/L cross linked agent).

Subject words: numerical simulation, cross-linked, polymer flooding, scheme

Jiang Zhifu, Zhang Xiansong, Jiang Yanbo et al Polymer flooding commercial test in Gudao oilfield OGRT, 1998, 5(4): 20~ 24

Polymer flooding pilot test was carried out at Zhongyi area of Gudao oilfield on September 1992. Based on the obvious effect, a polymer flooding commercial test was held at Ng3 layer. The present conventional well-pattern was used. The original solution was compound with fresh water and diluted with produced-water. The solution was injected in 2-stage slug and lasted 33 months. 8687.8t polymer powder and $500.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ polymer solution were injected. Up to the end of 1997, the average water cut had declined by 5.3% and the accumulative incremental oil had reached $34 \times 10^4 \text{ t}$. The best is Zhong 1-16 station, its average water cut declined by 7.2% and accumulative incremental oil is $24.2 \times 10^4 \text{ t}$. Its water cut maintains declining after converting to water-flooding. This project has taken back all the investment, so the commercial test is successful.

Subject words: polymer flooding, commercial test, EOR, influential factor

Jing Keyao, Min Rui, Chen Xia A discussion on economic evaluation methods of polymer-flooding projects OGRT, 1998, 5(4): 25~ 30

The investment decision of polymer-flooding projects must consider technology and economy. This paper introduces some concepts about economic evaluation. The polymer-flooding project of Gudao oilfield is used as an example to discuss following evaluation methods: simplified "increment", whole "increment", overall effect, reserve with paid use and shorten statistical period. They all have been discussed.

Subject words: polymer flooding, economy, evaluation, method