

胜二区沙二3封堵大孔道方案优化设计

姜汉桥 姚 军 陈月明*

(石油大学开发系, 山东东营 257062)

摘要 在油藏数值模拟基础上,建立了胜二区沙二3封堵大孔道方案优化设计的数学模型,计算了该区块封堵大孔道优化方案.优化方案实施结果表明,该区块含水上升速度得到了有效控制,增加了产油量,取得了好的经济效益.

关键词 油藏模拟;封堵;数学模型;方案;优化设计

中图分类号 TE 358.3

第一作者简介 姜汉桥,1957年8月生,1982年1月毕业于华东石油学院,现为石油大学(华东)开发系副教授,主要从事油藏工程教学和研究.

0 引言

胜二区沙二3砂层组自1966年投入注水开发以来,经过1973年和1987年两次大的调整,至1991年6月封堵大孔道前共有生产井24口,注水井14口,日产油183 t,综合含水已达94.4%,但采出程度却只有28.71%.与同类型油藏比较,该区块采收率应为35%以上,因此该区块尚有潜力可挖.从沉积相、岩性和检查井资料分析来看,由于注入水的长期冲刷,在主河道附近,存在特高渗透率条带,即所谓大孔道.为此,在对该试验区进行精细的油藏地质描述的基础上,本文用数值模拟方法研究了该试验区的剩余油分布,建立了该区块封堵大孔道方案优化设计的数学模型,经优化计算,确定出整个区块上需要封堵大孔道的注水井、层位和堵剂用量的最优方案.

1 剩余油饱和度分布

1.1 试验区的地质模型

胜二区沙二3砂层组共有6个小层4个油砂体,由于沉积的连续性和粘连性,实际上分为三层,即 3^{1+2} 层、 3^{3+4+5} 层、 3^{5+6} 层.其中, 3^{3+4+5} 层为主力油层,分布稳定、渗透率高、原油物性好、边水活跃. 3^{1+2} 层位于构造的顶部,在很大程度上属于气顶驱动,为保持模拟时驱动条件的一致性,模拟时没有考虑 3^{1+2} 层.另外,由于 3^{5+6} 层呈零星分布,在模拟时也没有考虑.因此,研究的目标层为 3^{3+4+5} 层.

由于 3^{3+4+5} 层的西南部与边水相连,受边水影响较大.在模拟时必须考虑边水推进的影响.另外,在试验区三口注水井进行投放示踪剂试验结果表明,注入水主要沿着北西南方向窜

收稿时间:1994-03-22

*参加本项研究的还有:谢刚,梁开芳,解通成等.

• 90 •

流,与砂体沉积主河道方向基本一致^[1].为此在划分网格及网格取向时,必须考虑到边水作用和水窜方向影响,地质模型所对应的数值模拟网格见图1.

该油藏含油面积10.7km²,地质储量824×10⁴t,平均有效厚度4.8m,平均孔隙度0.30,平均空气渗透率为8.9μm²,原油地下粘度11.0mPa·s,地面原油密度0.92g/cm³,原始溶解油气比44m³/m³.

1.2 历史拟合及结果分析

所用的油藏模拟器为BOAST三维三相黑油模型软件,模拟地下流体在三维空间中的等温达西流动.根据所研究的问题,历史拟合主要拟合油田生产总趋势.主要的拟合指标有区块平均压力,区块综合含水、区块产油量和单井流压和含水.在实际的拟合过程中,边水的影响考虑为恒压外边界作用.

图2,3,4分别为3³,3⁴,3⁵小层的目前剩余油饱和度分布.从各小层平面上看,靠近断层交汇处的区域(即0-134井区域)剩余油饱和度最低,向外逐渐增加.各小层的储量分布及采出程度见表1.从表中看出,底部采出程度大,上部采出程度小,但从剩余储量看,3⁴层仍然相当大.各层的产水量分布列于表2.从表2看出,3³层和3⁵层的产水量仅占总产水量的31.8%,近70%的水来自3⁴层.这说明该层水窜最为严重,是导致整个区块含水上升快的主要因素.22179水井的吸水剖面解释结果(见表3)也证实了这一点.

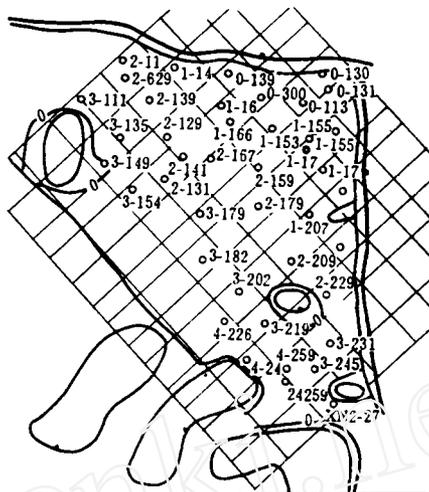


图1 数值模拟网格图

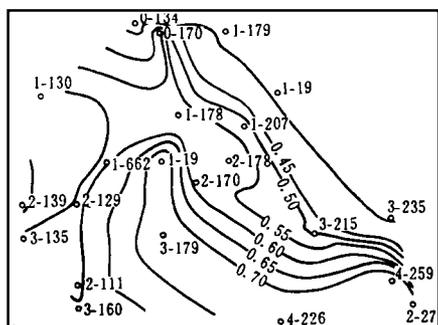


图2 3³层剩余油饱和度分布图

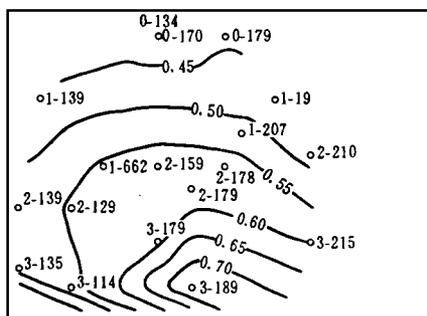


图3 3⁴层剩余油饱和度分布图

2 封堵大孔道方案优化设计

2.1 方案优化设计的主要过程

在选择好设计变量的情况下,由正交设计优化组合封堵试验计划,用确定的油藏模型按试验计划模拟预测,然后用回归正交设计方法建立设计变量与开发指标的关系,即封堵增产模型.进而建立方案优化设计数学模型,进行优化计算.

2.2 特高渗透率条带在预测模型中的处理

高渗透率条带(或大孔道)的厚度是很薄的,在堵

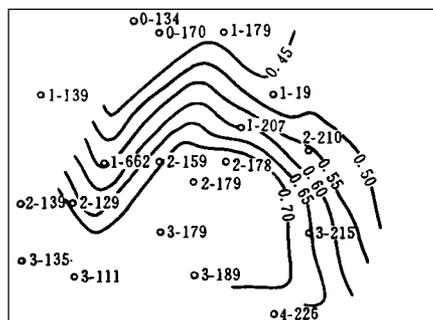


图4 3⁵层剩余油饱和度分布图

剂优先进入大孔道和特高渗透率条带后,能在波及范围内使岩石的绝对渗透率极大地减小.因此在不增加网格的情况下,在预测模型中改变大孔道形成方向上的传导系数,便能预测封堵大孔道前后的生产动态变化,而吸水剖面的改变可用模型中的吸水指数来描述,即

$$I_{rD} = \frac{0.05428kh}{\ln \frac{0.211 \sqrt{\Delta x \Delta y}}{r_w} + S} \quad (1)$$

式中, k 为注水井所在位置的绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为厚度, m ; r_w 为井半径, m ; Δx , Δy 为网格长度, m ; S 为表皮系数.

2.3 封堵大孔道增产模型的建立

根据历史拟合结果——剩余油分布和产水量分布,选择7口水井对应的15个小层的吸水指数 I_{rD} 作为设计变量,设计变量所对应的井位和层位见表4. 选用 $L_2(15)$ 正交试验计划,由数值模拟预测结果,用正交回归设计建立变量 I_{rD} 与增产油量 Q_0 之间关系,得到的试验区封堵大孔道增产模型见式(2).

$$Q_0 = 65207.1 - 46.5I_{rD1} - 63.8I_{rD2} - 51.7I_{rD3} - 65.5I_{rD4} - 57.5I_{rD5} - 10.4I_{rD6} - 2.1I_{rD7} - 15.8I_{rD8} - 2.6I_{rD9} - 69.4I_{rD10} - 32.4I_{rD11} + 53.2I_{rD12} + 111.2I_{rD13} - 4.1I_{rD14} - 26.8I_{rD15} \quad (2)$$

式中 Q_0 单位为 t , I_{rD} 值由式(1)确定.

2.4 约束条件确定

(1) 技术条件约束. 封堵大孔道规模要受技术条件限制,即设计变量有个取值范围,即

$$I_{rDi1} \leq I_{rDi} \leq I_{rDi2}, \quad i = 1, 2, \dots, 15 \quad (3)$$

式中, I_{rDi1} 为设计变量下限; I_{rDi2} 为设计变量上限. 由室内实验研究表明,岩心注入堵剂后,能达到渗透率降低100倍,数模研究表明, I_{rD} 取小于1/100原始值时,调剖效果不再进一步改变. 所以 I_{rD} 下限值可取原始 I_{rD} 值的1/100, I_{rD} 上限值即为不堵时的原始 I_{rD} 值. 设计变量的上下限取值见表5.

(2) 注入条件约束. 封堵后,井底注入压力随之增加,但不能超过地层破裂压力,即

$$(I_{rD1} + I_{rD2} + I_{rD3}) \frac{\lambda_w}{B_w} [\Delta P_{wf}]_j - Q_j > 0 \quad (4)$$

式中, I_{rD} 为堵水后的值; $[\Delta P_{wf}]_j$ 为最大许可注入压差; B_w 为水的体积系数; $\lambda_w = k_{rw} / \mu_w$, Q_j 为单井注入量.

(3) 施工费用. 由于封堵大孔道施工费用一般比较大,该项费用的预算与封堵井次有关,不

表1 各小层采出程度

层位	全层	3 ³	3 ⁴	3 ⁵
原始储量(10 ⁴ t)	824.58	183.16	498.16	143.26
剩余储量(10 ⁴ t)	627.28	150.20	372.50	105.38
采出储量(10 ⁴ t)	197.30	32.96	125.66	38.68
采出程度(%)	24.00	18.00	25.20	27.00

表2 各小层产水量分布

层位	全层	3 ³	3 ⁴	3 ⁵
累积产水(10 ⁴ m ³)	370.90	42.65	252.95	75.29
所占百分数(%)	100.00	11.50	68.20	20.30

表3 22179井吸水剖面解释结果

层位	厚度(m)	封堵前相对吸水量(%)	封堵后相对吸水量(%)
3 ²	1.5	0.0	29.7
3 ³	1.6	0.0	35.7
3 ⁴ 上	1.0	37.0	21.9
3 ⁴ 下	1.0	63.0	12.7

表4 设计变量的对应层位

井号	设计变量	层位
22219	I_{rD1}	1
	I_{rD2}	2
	I_{rD3}	3
22179	I_{rD4}	1
	I_{rD5}	2
22157	I_{rD6}	1
	I_{rD7}	2
21153	I_{rD8}	1
	I_{rD9}	2
2119	I_{rD10}	2
	I_{rD11}	3
0-134	I_{rD12}	1
	I_{rD13}	2
21139	I_{rD14}	2
	I_{rD15}	3

考虑封堵规模的大小.

令

$$\delta_j = \begin{cases} 1 & (\text{对第 } j \text{ 井决定封堵}) \\ 0 & (\text{对第 } j \text{ 井决定不封堵}) \end{cases} \quad (j = 1, 2, \dots, 7) \quad (5)$$

设单井施工费用为 C_3 , 则总费用 $E_3(I_{PD})$ 为

$$E_3(I_{PD}) = C_3 \sum_{j=1}^7 \delta_j \quad (6)$$

表5 设计变量上下限

变量序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
上限值	18.67	30.04	18.33	15.76	57.05	35.43	81.23	30.57	92.06	19.69	60.39	16.02	67.13	61.84	33.67
下限值	0.1867	0.3040	0.1833	0.1576	0.5705	0.3543	0.8123	0.3057	0.9206	0.1969	0.6039	0.1602	0.6713	0.6184	0.3367

2.5 目标函数及计算

(1) 目标函数的建立. 为了使封堵大孔道后增产油量最多, 有效期长, 堵剂用量少, 可以建立以取得最大经济效益为目标的目标函数, 即

$$\max f(I_{PD}) = E_1(I_{PD}) - E_2(I_{PD}) - E_3(I_{PD}) \quad (7)$$

式中, $E_1(I_{PD})$ 为有效期内增产油量的价值, 元; $E_2(I_{PD})$ 为堵剂成本, 元; $E_3(I_{PD})$ 为施工费用, 元. 设 C_1 和 C_2 分别为原油价格和堵剂价格, q_m 为小层堵剂用量, 则

$$E_1(I_{PD}) = C_1 Q_0; \quad E_2(I_{PD}) = C_2 \sum_{m=1}^{15} q_m$$

综合式(2)~(7), 便得出经济效益为目标函数的封堵大孔道方案优化设计问题的数学模型, 即

$$\text{目标函数: } \max f(I_{PD}) = C_1 Q_0 - C_2 \sum_{m=1}^{15} q_m - C_3 \sum_{j=1}^7 \delta_j$$

$$\text{约束条件: } I_{PD1} \leq I_{PD} \leq I_{PD2}$$

$$(I_{PD1} + I_{PD2} + I_{PD3}) \frac{\lambda_m}{B_v} [\Delta P_{ef}]_j - Q_j > 0$$

$$\delta_j = \begin{cases} 1 & j \text{ 井决定封堵} \\ 0 & j \text{ 井决定不封堵} \end{cases} \quad (i = 1, 2, \dots, 15; j = 1, 2, \dots, 7)$$

(2) 优化方案计算结果. 根据上述数学模型, 取原油价格300元/t, 堵剂成本15元/m³, 单井作业费15000元/井次. 计算得到的最优化封堵方案列于表6. 该方案预测结果表明, 净增原油14291.78t, 产值428.75×10⁴元; 堵剂用量12950.67m³, 成本19.43×10⁴元; 作业费用9.0×10⁴元, 经济效益为400.33×10⁴元.

表6 封堵大孔道优化方案

井号	第1层(m ³)	第2层(m ³)	第3层(m ³)	单井堵剂总用量(m ³)
22219	237.8	1051.6	245.4	1534.8
22179	135.8	3236.0	0.00	3371.8
22157	605.8	1087.2	0.00	1693.1
21153	718.6	825.1	0.00	1543.8
2119	0.00	275.7	2288.2	2563.9
21139	0.00	1316.9	926.5	2243.4

3 方案实施效果

3.1 控水稳油效果

自1991年6月至1992年11月,试验区按照优化设计方案进行了二轮封堵大孔道试验,共用粘土双液法堵剂20788m³,得到明显的控水稳油效果.试验区封堵大孔道前后的采油曲线变化见图5.由双曲递减规律计算得到堵后增产油量为26306.89t.另外,由于封堵住了外层系间的窜槽,经示踪剂监测窜槽到外层系的8口油井效果显著,据统计共增油18156.0t.

由水驱曲线得到增加的最终可采储量为39.25×10⁴t,采收率提高3.64%,见表7.含水上升速度由封堵前3.40%降至封堵后-0.61%.

表7 水驱规律计算结果

	A 值	N _{pmx} (10 ⁴ t)	R (%)
封堵前	153.931	388.90	36.04
封堵后	201.846	428.15	39.68
增值	47.915	39.25	3.64

3.2 试验区开发效果

在纵向上,封堵了大孔道,启动了中低渗透层,改善了吸水剖面,提高了纵向注入水的波及系数,如表3所列的22179井,封堵后启动了不吸水的小层,纵向波及系数约提高60%.

在平面上,改变了注入水的流向,改善了水驱效果.由于封堵住了主河道水窜带,改变了原注入水的流向,使注入水向主河道两侧推进,水淹状况得到了改善,图6为封堵前后的水淹状况分布图.对比两图可看出,含水率大于95%的区域明显缩小,位于主河道两侧的许多油井均见到了堵水效果.

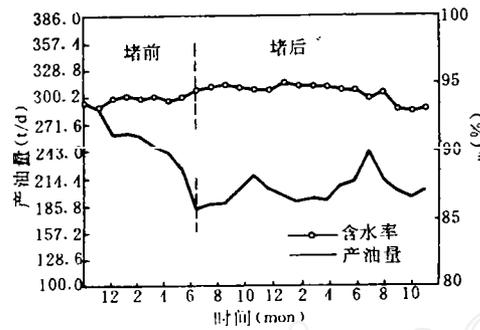
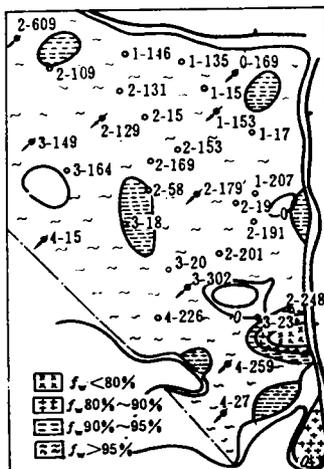
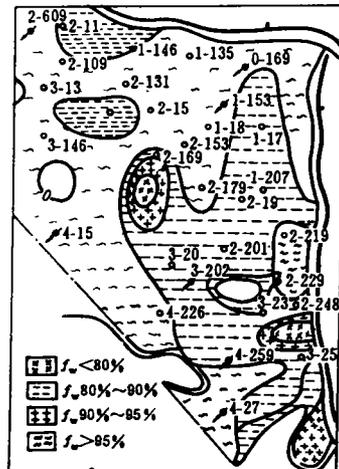


图5 试验区采油曲线



(a) 堵前水淹分布



(b) 堵后水淹分布

图6 水淹状况分布

存水率高,耗水量少.由于堵住了大孔道以及层间水窜,提高了注入水利用率,试验区综合开发指标明显改善,见表8.

4 结束语

通过数值模拟研究,比较详细地描述了目前地下剩余油分布、压力分布以及产水量分布,为有关控水稳油措施的设计提供了依据.本文以油藏数值模拟为基础,用最优化理论为胜二区

设计的封堵大孔道优化方案合理、可靠,为封堵大孔道施工设计提供了指导性依据。

表8 封堵前后主要开发指标的变化

时 间	总井/开井	日产油水平 (t)	综合含水 (%)	动液面 (m)	地层总压降 (MPa)	注水井 (口)	日注能力 (m ³)	自然递减 (%)	含水上升率 (%)
堵前(91.06)	24/21	182	94.4	589.6	7.72	14	3525	20.76	3.40
堵后(91.10)	25/23	218	94.4	543.7	6.05	14	3169		
目前(92.10)	24/21	202	93.0	453.8	5.93	14	2744	13.11	-0.61

参 考 文 献

- 1 梁开芳等. 示踪剂在胜坨油田封堵大孔道中的应用. 石油勘探与开发, 1993, 1
- 2 姜汉桥, 陈月明. 区块堵水方案最优化设计研究. 石油大学学报(自然科学版), 1991, 15(6): 39~45
- 3 Lang Z X, Horne R N. Optimum Production Scheduling Using Reservoir Simulators. SPE 12159, 1983

OPTIMUM SCHEME DESIGN OF WATER SHUTOFF IN HIGH PERMEABILITY CHANNEL FOR S₂ RESERVOIR OF SHENGLI OILFIELD

Jiang Hanqiao Yao Jun Chen Yueming

(University of Petroleum, Dongying China 257062)

Abstract Based on reservoir numerical simulation, a model for optimum design of water shutoff is established. A optimum scheme of water shutoff in high permeability channel is determined for S₂ Reservoir, Shengli Oilfield. After the scheme was performed, water injection profile has been improved, oil production has been increased, and large economic gain has been obtained.

Subject words Reservoir simulation; Permeability channel; Mathematical model; Optimum scheme; Shengli oilfield.

About the first author Jiang Hanqiao, male, associate professor, was born in 1957. He graduated from East China Petroleum Institute in 1982, he has been engaged in teaching and research on reservoir engineering in the University of Petroleum, China.