

聚合物驱后二元复合驱油藏的层系调整

——以孤东油田七区西为例

陆雪皎¹,王友启²,魏翠华³,潘广明⁴,郭兰磊³,元福卿³

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580; 2.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083;
3.中国石化胜利油田分公司地质科学研究院,山东 东营 257015; 4.中海油天津分公司,天津 300452)

摘要:胜利油区的聚合物驱后油藏剩余储量丰富,现有的层系井网已不能满足后续开发的要求,为了更好地通过细分层系达到提高采收率和增加经济效益的目的,以孤东油田七区西二元复合驱油藏为代表,利用油藏数值模拟方法对聚合物驱后二元复合驱油藏进行层系调整研究。以化学驱投资与成本构成分析为基础,依据动态经济评价方法,建立了一套适用于聚合物驱后二元复合驱油藏开发的层系调整界限图版;应用此图版结合熵权算法计算得到的油藏各小层非均质综合指数和聚类分析确定的最优化分割方案,筛选出满足要求的最优化分割方案。依此方法对孤东油田七区西聚合物驱后二元复合驱油藏进行层系调整,调整后效果显著,采收率提高了3.45%,财务净现值增加了 174.6×10^4 元。

关键词:聚合物驱后 二元复合驱 层系调整界限 熵权算法 最优化分割方案 孤东油田

中图分类号: TE357.431

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)02-0025-04

胜利油区实施聚合物驱后仍有约49.6%的石油地质储量未得到开发,准确预测其分布对于聚合物驱后剩余油的挖潜很关键^[1-6]。为实现剩余油的进一步挖潜,聚合物驱后实行二元复合驱是一种有效的开发方式。但由于聚合物驱后油藏的剩余油分布已经发生了较大变化^[7],现有的井网、层系条件未必适应于聚合物驱后油藏的后续开发^[8-9],因此,有必要开展针对胜利油区聚合物驱后油藏层系调整的研究。目前层系划分主要采用层次分析法和模糊评判法计算各因素权重和各小层综合指数^[10-12],但这些方法在操作过程中需要专家对各个影响因素进行评判,存在人为主观因素的干扰,从而形成不合理的层系组合方式。熵权算法划分开发层系能够准确地计算各小层的综合指数,重点考虑各小层差异较大因素带来的影响,克服了层次分析法由于专家评判造成的结果模糊性^[13],对聚合物驱后油藏层系调整具有更好的指导作用。

1 先导试验区概况及模型建立

孤东油田七区西Ng5⁴-6¹二元复合驱先导试验

区的含油面积为0.94 km²,石油地质储量为 277×10^4 t,储层有效厚度为12.3 m,平均渗透率为 $1.32\ \mu\text{m}^2$,渗透率变异系数为0.58,孔隙度为34%,地层原油粘度为45 mPa·s,原始含油饱和度为0.72,原始油藏压力为12.4 MPa,原始体积系数为1.08。该先导试验区于1986年7月投产,1987年5月开始进行注水开发,至2003年8月结束注水,采出程度为34.5%,采油速度为0.85%,综合含水率为97.6%,已进入特高含水期。自2003年9月开始在该区块实施二元复合驱先导试验,试验区包括生产井16口、注水井10口,采用正对式行列注采井网,排距为300 m,井距为150 m。试验区于2003年9月开始注聚合物前置段塞,2004年6月注二元主段塞,2009年4月注聚合物后置段塞,2010年1月转后续水驱。

为便于先导试验区的层系调整划分,在保持油藏基本参数和生产动态不变的基础上,建立了聚合物驱后二元复合驱油藏的概念模型(图1)以简化研究。该概念模型网格系统划分为 $50\times 40\times 10$ 共 2×10^4 个网格,*I*和*J*方向的网格步长均为10 m,*K*方向划分为10个小层。采用4个160 m \times 100 m的反五点法井组,生产井9口,注水井4口。

收稿日期:2013-11-27。

作者简介:陆雪皎,女,在读硕士研究生,从事油气渗流理论与提高采收率方面的研究。联系电话:15165429970,E-mail:xuejiao8006@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“高温高盐油田化学驱提高采收率技术”(2011ZX05011-004)。

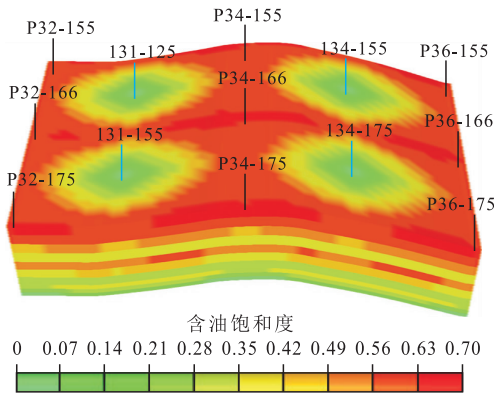


图1 聚合物驱后二元复合驱油藏概念模型

2 层系调整界限确定

开发层系划分与组合的目的是保证在较高的经济效益前提下,取得良好的开发效果,因而基于化学驱投资与成本构成分析,建立层系调整界限标准是十分重要的。应用财务净现值法推导得到聚合物驱后二元复合驱油藏财务净现值表达式为

$$FNPV = \sum_{i=1}^t [\alpha Q_{oi} P_o - (nC_m + Q_{pi} P_p + Q_{si} P_s) - \alpha Q_{oi} (P_o R + R_s)] \times (1 + i_c)^{-i} - n(P_d D + I_s) + V_r \quad (1)$$

式中: $FNPV$ 为财务净现值,元; i 为开采时间, $a, i=1,2,\dots,t$; t 为开发年限, a ; α 为原油商品率; Q_{oi} 为年产油量, t ; P_o 为原油价格,元/ t ; n 为模拟区块总井数,口; C_m 为单井年操作费用,元; Q_{pi} 为年注聚量, t ; P_p 为聚合物价格,元/ t ; Q_{si} 为年注表面活性剂量, t ; P_s 为表面活性剂价格,元/ t ; R 为综合税率,%; R_s 为资源税,元/ t ; i_c 为基准收益率,%; P_d 为单位进尺钻井成本,元/ m ; D 为单井完钻井深, m ; I_s 为单井地面建设投资,元; V_r 为开采期末设备残值的折现值,元。

财务净现值是指把项目计算期内各年的财务净现金流量,按照一个给定的标准折现率(即基准收益率)折算到建设期初(即项目计算期第1年年初)的现值之和。

孤东油田七区西二元复合驱先导试验区开发年限为34 a,开发期间基准收益率为12%,综合税率为13.2%,资源税为14元/ t ,原油商品率为0.96;共有13口井,平均井深为1 272 m,单位进尺钻井成本为1 880元/ m ,单井地面建设投资为 150×10^4 元/井;表面活性剂价格为 1×10^4 元/ t ,聚合物价格为 2×10^4 元/ t 。将这些已知参数代入式(1)中,得到胜利油区层系调整界限的财务净现值计算式为

$$FNPV = \sum_{i=1}^t [(0.833P_o - 13.44)Q_{oi} - 10^4(2Q_{pi} + Q_{si}) - 13C_m] \times 1.12^{-i} - 5\,053.88 \times 10^4 \quad (2)$$

聚合物驱后二元复合驱油藏层系调整界限的研究步骤包括:①运用数值模拟方法研究聚合物驱后二元复合驱油藏在不同油藏参数值下的开发效果,得到年产油量、年注聚量和年注表面活性剂量以及开发年限的数据。②结合式(1),求出聚合物驱后二元复合驱油藏在不同油藏参数值下开发期末的累积财务净现值。③回归财务净现值与油藏参数之间的定量关系式,求解财务净现值等于0时所对应的该油藏参数的特定值,即为所要求取的经济技术界限值。④计算不同油价和不同单井年操作费用下对应的经济技术界限,通过插值计算,制作成直观的图版。

利用CMG软件模拟研究了不同有效厚度和渗透率级差下孤东油田七区西聚合物驱后二元复合驱油藏开发期末对应的累积产油量,并根据式(2)计算分析,绘制出层系调整界限图版(图2—图5)。由图2可知,当油价为30美元/bbl时,财务净现值与有效厚度(H)的回归关系式为: $FNPV = -13.209H^2 + 945.9H - 14\,349 (R^2=1)$,其对应的有效厚度界限为

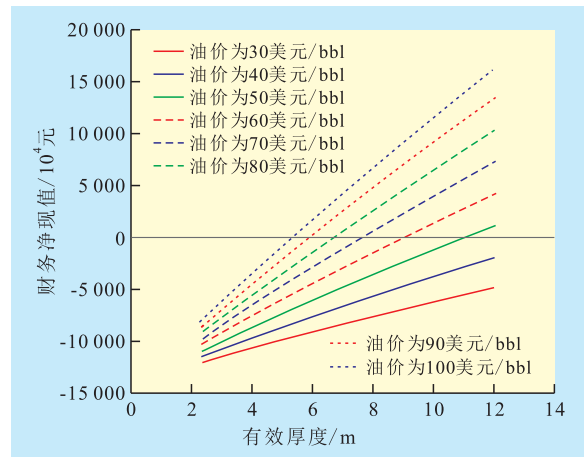


图2 单井年操作费用为 80×10^4 元时财务净现值与有效厚度的关系

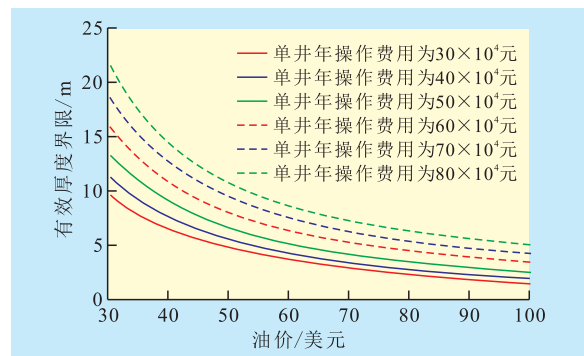


图3 不同单井年操作费用下有效厚度界限图版

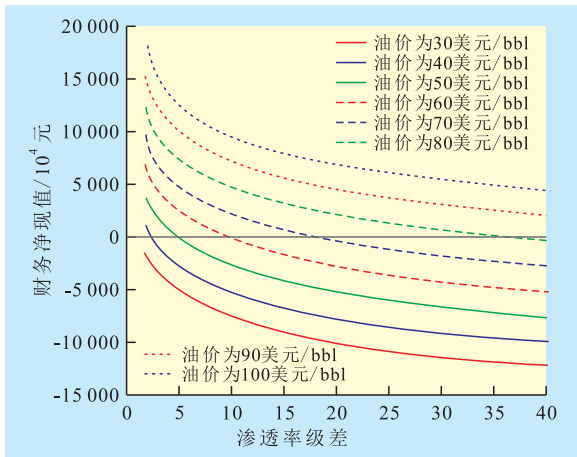


图4 单井年操作费用为30×10⁴元时财务净现值与渗透率级差的关系

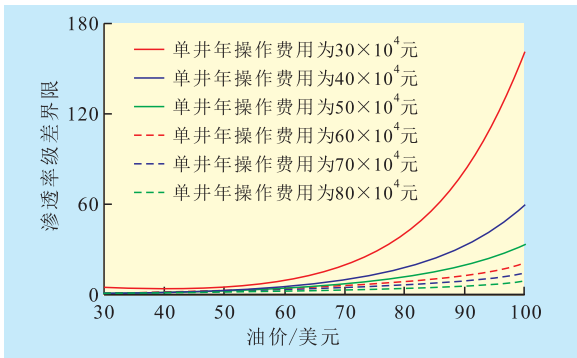


图5 不同单井年操作费用条件下渗透率级差界限图版

21.56 m;由图4可知,同样条件下,财务净现值与渗透率级差(K_m)回归关系式为: $FNPV=-3\ 542 \ln K_m+619.48$ ($R^2=0.997$),其对应的渗透率级差界限为3.03。依此计算不同油价和单井年操作费用下的油藏参数界限值,得到图3和图5。由图3可知,当油价为50美元/bbl,单井年操作费用为40×10⁴,60×10⁴和80×10⁴元时的有效厚度界限分别为5.49,7.94和10.68 m;由图5可知,在相同条件下渗透率级差界限分别为2.56,1.82和1.53。当油价为70美元/bbl,单井年操作费用为40×10⁴,60×10⁴和80×10⁴元时的有效厚度界限分别为3.39,5.23和7.29 m(图3);在相同条件下渗透率级差界限分别为7.71,3.85和2.53(图5)。

结果表明:油价越高或者单井年操作费用越低,对油藏有效厚度和渗透率级差的要求越低,越有利于层系调整。

3 储层非均质综合指数计算

3.1 基于熵原理的权重计算方法

为了确定层系划分过程中有效厚度、渗透率等

各评价指标的权重,利用熵权算法计算各评价指标的熵^[13-14],其表达式为

$$H(P_j) = - \sum_{k=1}^n \left(\frac{b_{kj}}{\sum_{k=1}^n b_{kj}} \lg \frac{b_{kj}}{\sum_{k=1}^n b_{kj}} \right) \quad j=1,2,\dots,m \quad (3)$$

式中: $H(P_j)$ 为评价指标 P_j 的熵; k 为小层序号; n 为小层数; b_{kj} 为第 k 小层第 j 个评价指标的评价值; j 为评价指标数,个。

用最大熵值对式(3)所得熵值进行归一化处理,得到表征评价指标 P_j 重要程度的熵为

$$E(P_j) = \frac{H(P_j)}{H(P_j)_{\max}} = \frac{H(P_j)}{\lg n} \quad (4)$$

式中: $E(P_j)$ 为归一化后的熵; $H(P_j)_{\max}$ 为最大熵值。

各评价指标的权重定义为

$$w_j = \frac{1 - E(P_j)}{\sum_{j=1}^m [1 - E(P_j)]} \quad (5)$$

式中: w_j 为第 j 个评价指标的权重。

根据计算得到的权重和评价指标值计算非均质综合指数,其表达式为

$$I = WB^T \quad I=(k_1, k_2, \dots, k_n) \quad (6)$$

式中: I 为所有层非均质综合指数组成的向量; W 为所有评价指标的权重组成的向量; B 为 b_{ij} 组成的向量; k_n 为第 n 小层的非均质综合指数。

3.2 熵权算法应用

将熵权算法用于孤东油田七区西聚合物驱后二元复合驱油藏的层系划分,结合现场实际资料以及数值模拟结果,最终得到各小层的非均质综合指数(表1)。

小层号	静态指标	动态指标	综合指标
1	0.404 7	0.504 5	0.447 1
2	0.376 8	0.568 9	0.458 3
3	0.427 2	0.627 2	0.512 0
4	0.432 6	0.785 1	0.582 1
5	0.325 3	0.462 0	0.383 3
6	0.399 8	0.620 6	0.493 4
7	0.418 8	0.748 5	0.558 6
8	0.241 3	0.201 0	0.224 2
9	0.278 1	0.271 0	0.275 0
10	0.355 7	0.287 9	0.326 9

3.3 最优化分割方案

在得到各小层的非均质综合指数以后,结合聚

类分析^[15],将10个小层分别按分割数为1~6进行单因素变量最优化分割,以保证层间方差最大、层内方差最小,使各层系开发互不干扰。根据胜利油区实际资料,当油价为70美元/bbl,单井年操作费用为 40×10^4 元时,对应的有效厚度界限为3.39 m,渗透率级差界限为7.71。只有同时满足有效厚度大于3.39 m、渗透率级差小于7.71的最优化分割方案才符合要求,由表2可知,最终确定层系调整方案为最优3次分割,即小层1—4,5—7,8—10分别为一套开发层系。

表2 不同分割方案对应的平均有效厚度和渗透率级差

分割数	小 层	平均有效厚度/m	平均渗透率级差
1	1—10	12	25.6
2	1—4,5—10	6	8.9
3	1—4,5—7,8—10	4	4.3
4	1—2,3—4,5—7,8—10	3	3.1
5	1—2,3—4,5,6—7,8—10	2.4	2.2
6	1—2,3—4,5,6—7,8—9,10	2	1.6

4 层系调整对比结果

根据孤东油田七区西Ng5⁴—6¹先导试验区聚合物驱后二元复合驱油藏数值模拟模型,进行层系调整研究,得到最终开发方案。考虑到油田开发后期储层处于高含水期,为了保证一定的经济效益,层系调整不宜多钻新井;因此,选用不同型号的封隔器进行分注分采。根据胜利油区实际资料,生产井选用Y211-114型号的封隔器,其单价为1 040元,9口生产井共用18套封隔器进行3套开发层系的分采;注水井选用K344-114型号的封隔器,其单价为1 330元,4口注水井共用8套封隔器进行3套开发层系的分注。

用CMG软件分别对层系调整前、后的聚合物驱后二元复合驱油藏进行数值模拟,调整后采收率提高了3.45%。用财务净现值公式对层系调整前、后进行经济效益评价,财务净现值增加了 174.6×10^4 元。

5 结论

应用财务净现值法,建立了层系调整的有效厚

度和渗透率级差界限图版。根据胜利油区当前油价为70美元/bbl,单井年操作费用为 40×10^4 元,确定了有效厚度界限为3.39 m,渗透率级差界限为7.71。

采用熵权算法和最优化分割,最终确定了层系调整的开发方案为:最优3次分割,即小层1—4,5—7,8—10分别为一套开发层系。

层系调整采用封隔器进行油、水井分采分注,与调整前相比,采收率提高了3.45%,财务净现值增加了 174.6×10^4 元,取得了较显著的开发效果。

参考文献:

- [1] 高博禹,彭仕宓.高含水期油藏精细数值模拟研究[J].石油大学学报:自然科学版,2005,29(2):12-15.
- [2] 侯健,杜庆军,束青林,等.聚合物驱宏观剩余油受效机制及分布规律[J].石油学报,2010,31(1):96-99.
- [3] 罗水亮,曾琛,韩学辉.储层构型分析及聚合物驱后测井评价联合识别剩余油——以孤东油田七区西馆上段为例[J].油气地质与采收率,2014,21(1):92-94.
- [4] 王正波,叶银珠,王强,等.面积劈分—叠加法预测聚合物驱后剩余油分布[J].油气地质与采收率,2012,19(5):57-60.
- [5] Zhang Jicheng, Song Kaoping, Liu Li, et al. Investigation on mechanisms of polymer enhanced oil recovery by nuclear magnetic resonance and microscopic theoretical analysis [J]. Chinese Physics Letters, 2008, 25(5): 1 750-1 752.
- [6] 马春华,郑浩,王文军.应用精细数值模拟方法研究聚合物驱后剩余油分布[J].石油勘探技术,2007,35(4):76-79.
- [7] 曹瑞波,王晓玲,韩培慧,等.聚合物驱多段塞交替注入方式及现场应用[J].油气地质与采收率,2012,19(3):71-73.
- [8] 温静.辽河油田特高含水期油藏二元复合驱井网井距优化研究[J].特种油气藏,2012,19(2):73-76.
- [9] 崔传智,杨赤宸,牛栓文,等.复杂断块油藏高含水期合理井距确定方法及其影响因素[J].油气地质与采收率,2013,20(4):53-56.
- [10] 王书宝,牛栓文.东辛油田多油层复杂断块油藏高含水后期细分层系研究[J].石油勘探与开发,2004,31(3):116-118.
- [11] 刘亚平,陈月明,袁士宝,等.胜坨油田坨21断块沙二段8砂层组细分韵律层井网重组模式研究[J].石油天然气学报,2007,29(5):116-120.
- [12] 耿站立,姜汉桥,周崇科,等.特高含水油藏复杂韵律层重组模式研究[J].石油天然气学报,2006,28(6):102-106.
- [13] 张顺康,刘炳官,钟思瑛,等.基于熵权算法的细分层系方法[J].油气地质与采收率,2010,17(3):86-89.
- [14] 杨少春,杨兆林,胡红波.熵权非均质综合指数算法及其应用[J].石油大学学报:自然科学版,2004,28(1):18-21.
- [15] 赵永军,李汉林.石油数学地质[M].东营:石油大学出版社,1998:55-70.

编辑 刘北羿