

The Impact of Heterogeneity on Polymer Flooding Efficiency in Offshore Oilfield

Yaguang Qu^{1,2}, Dehua Liu^{1,2}, Jing Sun^{1,2}

¹School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan Hubei

²Key Laboratory of Oil and Gas Drilling and Production Engineering of Hubei Province (Yangtze University), Wuhan Hubei

Email: quyg@yangtzeu.edu.cn

Received: Apr. 7th, 2017; accepted: Jun. 1st, 2017; published: Feb. 15th, 2018

Abstract

The plane heterogeneity was strong in an offshore oilfield, the analysis of oil production data indicated that the development effect of polymer flooding pattern was different between different flooding patterns. The plane heterogeneity of the oilfield was induced by thickness, geometry form and permeability of reservoir sand. Firstly, three types of heterogeneity conceptual models were established based on its distributive characteristics. Secondly, 18 geologic models were designed by single factor method and 18 geologic models were designed by orthogonal design method. For the same geologic model, two different polymer flooding patterns were proposed. Then by applying reservoir numerical simulation method, 36 reservoir numerical simulation models were established. By taking the cumulative oil production as research objectives, optimum polymer flooding pattern was proposed firstly by applying single factor sensitivity analysis. Then by analyzing the difference of cumulative oil production of different flooding patterns for the same geology model, it can be concluded that there has strong influence on polymer flooding efficiency of plane heterogeneity. And by applying single factor sensitivity analysis and intuitive analysis, the effect level of three types of plane heterogeneities is obtained. And the heterogeneity of thickness is ranked the first, permeability is the second, geometry form is the third.

Keywords

Plane Heterogeneity, Single Factor Analysis, Orthogonal Design Method, Reservoir Numerical Simulation, Polymer Flooding

海上油田非均质性对聚合物驱开发效果的影响

屈亚光^{1,2}, 刘德华^{1,2}, 孙 敬^{1,2}

¹长江大学石油工程学院, 湖北 武汉

²油气钻采工程湖北省重点实验室(长江大学), 湖北 武汉

作者简介: 屈亚光(1984-), 男, 博士, 高级工程师, 现主要从事油气田开发方面的研究与教学工作。

Email: quyg@yangtzeu.edu.cn

收稿日期: 2017年4月7日; 录用日期: 2017年6月1日; 发布日期: 2018年2月15日

摘 要

海上某油田平面非均质性较强, 基于生产数据分析发现不同注采方式间的聚合物驱效果存在一定的差异, 该油藏的非均质性主要表现在油层砂体的渗透率、厚度和几何形态的平面分布上的差异。首先依据油田的平面非均质分布特征构建了三类概念模型, 然后通过单因素分析和正交试验设计两种方法建立油藏单元地质模型, 针对同一个地质模型, 设计了两个对比研究的聚合物驱注采方案, 采用油藏数值模拟技术分别建立了18个单因素和18个三因素三水平的多因素油藏数值模拟模型。首先基于单因素模拟计算的累计产油量指标可得出每一类平面非均质条件下最优的注采方式; 然后以同一个非均质油藏单元不同聚合物驱注采方案间的累计产油量差值为分析指标, 通过单因素敏感性分析和正交设计直观分析得出了三类平面非均质对聚合物驱开发指标的影响程度, 对聚合物驱注采方式的开发指标影响程度最大的是油藏单元砂体厚度平面非均质性, 对聚合物驱注采方式的开发指标影响程度第二的是油藏单元砂体渗透率平面非均质性, 对聚合物驱注采方式的开发指标影响程度最小的是油藏单元砂体几何形态平面非均质性。

关键词

平面非均质性, 单因素分析, 正交设计, 油藏数值模拟, 聚合物驱

Copyright © 2018 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

一般情况下, 陆相沉积环境中形成油藏的储层非均质性较强, 储层的强非均质性必然会对油田的开发效果造成较大的影响[1] [2]。此前已经研究了油藏储层砂体的渗透率、厚度等平面非均质性对水驱以及稠油油藏蒸汽驱等开发效果的影响[3] [4], 聚合物驱是指向注入地层的水中添加水溶性高分子聚合物, 通过提高水相的黏度、改善油水流动比等提高油藏采收率的方法[5]。近年来, 海上油田也开展了聚合物驱相关研究工作, 并在渤海部分油田实施, 也已经取得较好的效果[6] [7]。基于目标油田前期细致的地质研究工作得出, 储层砂体的厚度、几何形态和渗透率等参数等在平面上表现出较强的非均质性, 通过生产数据分析发现在非均质条件下不同注采方式间的聚合物驱效果存在一定的差异, 为了进一步提高该海上油田聚合物驱的开发效果, 笔者探讨了三类平面非均质性对聚合物驱不同注采方式的开发指标的影响,

为该海上油田的下一步开发调整提供了理论指导。

2. 平面非均质性概念模型建立

该海上油田储层孔隙度大、渗透率高，储层平面及纵向非均质性强。油藏为三角洲前缘沉积体系，通过对单井测井解释结果分析，可看出不同沉积微相中储层物性差别较大。基于对目标油田地质特征的深入解剖，该油田储层平面非均质性主要表现为油藏储层砂体的渗透率、厚度及几何形态的平面非均匀分布。由于实际油藏砂体的平面非均质性分布规律十分复杂，不便于研究，因此依据油藏沉积微相的接触关系对其进行理论简化处理，设计了渗透率、厚度和几何形态的三类油藏储层砂体平面非均质性概念模型，如图 1 所示。图 1(a)表征渗透率平面非均质性概念模型，模型中两个灰、白四边形表示分布在沉积微相中的砂体，两个砂体的厚度和面积是相同的，渗透率大小是不同的，如砂体间的渗透率差异越大，表明油藏单元砂体具有更强的平面渗透率非均质性。图 1(b)表征砂体几何形态平面非均质性概念模型，模型中两个灰、白四边形代表分布在沉积微相中的砂体，两个砂体的厚度和渗透率是相同的，砂体的宽度是不同的，如砂体宽度差异越大，表明油藏单元砂体具有更强的几何形态平面非均质性；图 1(c)表征砂体厚度平面非均质性概念模型，模型中两个灰、白四边形代表分布在沉积微相中的砂体，两个砂体的渗透率和面积是相同的，砂体的厚度是不同的，如砂体厚度差异越大，表明油藏单元砂体具有更强的厚度平面非均质性。基于以上方法，建立了表征三类油藏平面非均质性的概念模型。

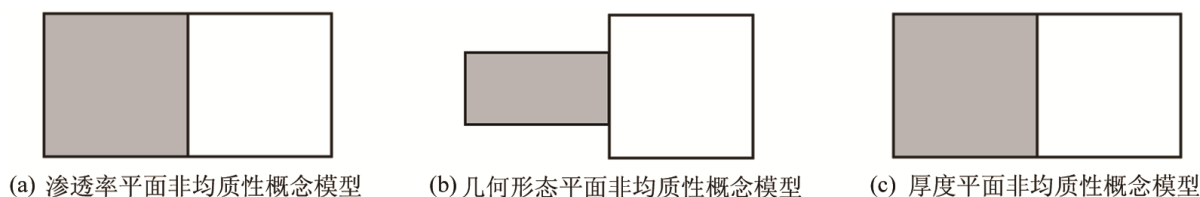


Figure 1. The conceptual model of three types of plane heterogeneities

图 1. 三类平面非均质性概念模型

3. 聚合物驱开发效果单因素敏感性分析

3.1. 油藏数值模拟模型建立

首先，根据前文设计的渗透率平面非均质性概念模型建立相应的油藏单元地质模型，假设两个砂体沉积微相分别是水下分流河道与水下分流河道间湾，建立理想化的油藏单元模型，假定两个砂体的渗透率不同，而在模型建立过程中保证油藏单元中两个砂体的厚度和面积是相同的。基于建立的地质模型，可设计两个不同注采方式的油藏方案，方案 1 是生产井的位置设置在水下分流河道间湾微相所形成的砂体右端中部，聚合物注入井的位置设置在水下分流河道微相所形成的砂体左端中部，由于水下分流河道微相环境中形成的储层砂体的渗透率一般要高于水下分流河道间湾微相环境中储层砂体，油藏方案简称为“低采高注”；方案 2 是生产井和聚合物注入井的设置位置互相调换，油藏方案简称为“低注高采”，如图 2(a)所示。该次研究共设计了 3 种情况，左右 2 个砂体的渗透分别为 2500~1500、1500~500、2500~1500 mD，通过计算可得出油藏单元左右 2 个砂体的渗透率级差分别为 5、3 和 1.67。基于以上设计油藏方案的方法，对于同一个渗透率级差条件下的油藏单元地质模型都可提出“低采高注”和“低注高采”2 个对比油藏方案。基于给定的注采工作制度，可设计出 6 个渗透率平面非均质油藏数值模拟模型。

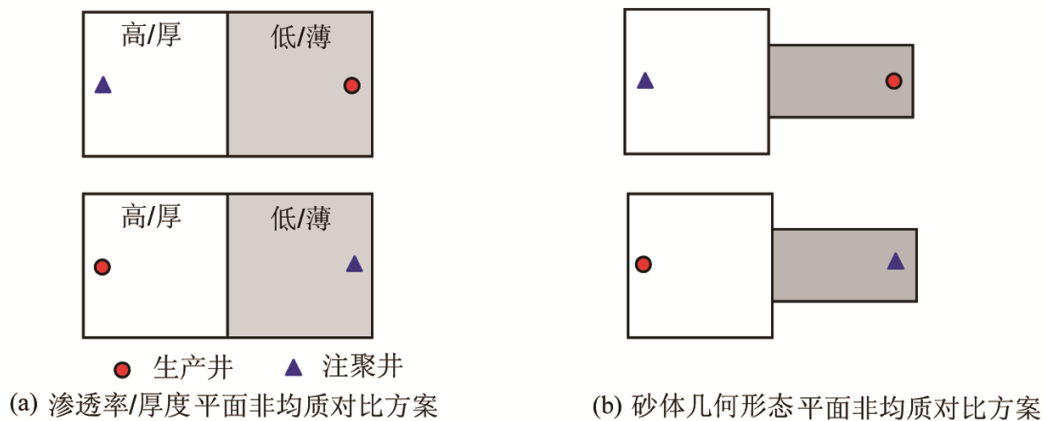


Figure 2. The sketch of injection-production well pattern of three types of plane heterogeneities
图 2. 三类平面非均质性注采井网示意图

其次, 根据前文设计的厚度平面非均质性概念模型建立厚度平面非均质油藏单元地质模型, 其建立方法与渗透率平面非均质地质模型设计方法类似。油藏单元中 2 个砂体形成于不同的沉积微相环境, 假定左右 2 个砂体的有效厚度是有差异的, 但要保证油藏单元所建立的模型中 2 个砂体的渗透率和面积是相同的。同理也可设计 2 个不同注采方式的油藏方案, 方案 1 是生产井的位置设置在薄的沉积微相形成的砂体右端的中部, 聚合物注入井的位置设置在相对厚的沉积微相形成的砂体左端中部, 油藏方案简称为“薄采厚注”; 方案 2 是生产井和聚合物注入井的设置位置互相调换, 油藏方案简称为“薄注厚采”, 如图 2(b)所示。在建立油藏单元地质模型的过程中, 该次研究共设计了 3 种情况, 左右 2 个砂体的厚度分别为 10~2、6~2、10~6 m, 油藏单元砂体的厚度级差分别为 5、3 和 1.67。基于上述设计油藏方案的方法, 相同厚度级差条件下的油藏单元地质模型都可设计出“薄采厚注”和“厚注薄采”2 个对比油藏方案。基于给定的注采工作制度, 可设计出 6 个厚度平面非均质油藏数值模拟模型。

最后, 按照类似的设计方法建立砂体几何形态平面非均质油藏单元地质模型, 首先保证油藏单元地质模型中左右 2 个砂体的渗透率和厚度相同, 然后通过调整模型中左右 2 个砂体的宽度来表征不同程度的几何形态平面非均质性。对于相同宽度级差的油藏单元地质模型可设计 2 种注采方案。方案 1 是生产井设置在窄的沉积微相形成的砂体右端的中部, 聚合物注入井的位置设置在相对宽的沉积微相形成的砂体左端的中部, 油藏方案简称为“窄采宽注”; 方案 2 是生产井和聚合物注入井设置位置互相调换, 油藏方案简称为“宽采窄注”。依照相同的设计方法, 油藏单元地质模型中左右 2 个砂体的宽度级差分别设置为 5、3 和 1.67。基于给定的注采工作制度下, 可设计出 6 个几何形态平面非均质油藏数值模拟模型。

基于以上分析可知, 在单因素分析过程中, 共建立了 9 个表征三类平面非均质油藏单元的地质模型及 9 组对比注采方案的 18 个油藏数值模拟模型。所建立的油藏数值模拟模型的流体参数、岩石参数和高压物性参数均取自于目标油藏, 数值模拟器采用商业软件 Ecl-POLYMER 模块进行计算。

3.2. 数值模拟结果与敏感性分析

为了保证注采方案具有较好的对比性, 所有方案的油藏数值模拟模型在计算过程中的边界条件都采用相同的生产控制条件, 都设置为定注入井和生产井井底压力, 即保证所有油藏数值模拟方案具有相同的生产压差, 聚合物注入井井底注入压力和生产井井底流压分别设置为 25、20 MPa。通过对以上方案进行数值模拟计算, 可得到三类非均质性不同级差条件下不同注采方式的生产指标, 如表 1 所示。

Table 1. The cumulative oil production of different flooding patterns under different grading conditions
表 1. 不同级差条件下不同注采方式的累计产油量

| 级差 | 累计产油量/ 10^4 m^3 | | | | | |
|------|---------------------------|------|------|------|--------|------|
| | 砂体渗透率 | | 砂体厚度 | | 砂体几何形态 | |
| | 低注高采 | 低采高注 | 薄注厚采 | 薄采厚注 | 窄注宽采 | 窄采宽注 |
| 1.67 | 7.06 | 6.24 | 8.43 | 7.10 | 5.49 | 5.16 |
| 3 | 6.61 | 4.92 | 4.27 | 2.93 | 4.83 | 4.12 |
| 5 | 6.07 | 3.86 | 6.28 | 3.48 | 4.28 | 3.19 |

首先, 对于同一个渗透率平面非均质性油藏单元在相同的注采压差条件下, 两种聚合物驱注采方式中都是“低注高采”的累计产油量要高于“低采高注”, 在 3 个渗透率级差条件下, 均表现出相同的规律。如当油藏单元中左右两个砂体的渗透率级差为 5 时, “低注高采”油藏方案 10a 后累计产油量为 $6.07 \times 10^4 \text{ m}^3$, 而“低采高注”油藏方案生产 10a 后累计产油量为 $3.86 \times 10^4 \text{ m}^3$, 2 个方案的累计产油量差值为 $2.21 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。其次, 对于厚度平面非均质, 同一个非均质地质油藏单元在相同的注采压差条件下, 3 个厚度级差条件下 2 种聚合物驱注采方式中都是“薄注厚采”方案 10a 后累计产油量要高于“薄采厚注”方案。最后, 对于同一个砂体几何形态平面非均质性油藏单元在相同的注采压差条件下, 3 个宽度级差条件下 2 种聚合物驱注采方式中都是“窄注宽采”方案 10a 后累计产油量要高于“窄采宽注”方案。

通过深入分析, 以上不同注采方式数值模拟计算结果存在差异的主要原因是与地层能量在储层中的传导有关。以厚度平面非均质性为例对数值模拟计算结果进一步解释说明, 在“薄采厚注”条件下, 聚合物溶液在砂体厚的区域渗流空间较大, 地层能量传导好, 但当能量传导到砂体变薄的位置时, 渗流空间突然变小, 地层能量不能及时向生产井方向传导, 使得注入井附近储层砂体地层压力逐渐升高, 生产井附近储层砂体能量补充不及时压力偏低, 储层砂体泄油不好, 从而会影响生产井的产能。当油藏单元在“薄注厚采”的注采条件下, 注入流体能够较好地渗流, 压力波在储层砂体中传导较好, 油藏单元能量能够及时补充, 生产井井底附近区域砂体地层压力较高, 使得生产井能够保持较高的产能。基于以上分析, 可以得出针对同一个存在厚度平面非均质的油藏单元, 应用“薄注厚采”聚合物驱注采方式的开发效果优于“薄采厚注”。同理可知, 对于储层砂体存在渗透率平面非均质和几何形态平面非均质的油藏单元, 其对聚合物注采方式开发效果的影响机制与油藏单元砂体厚度平面非均质性相同。

通过以上研究, 得到了渗透率、厚度、几何形态平面非均质条件下最优的注采方式。基于以上认识, 为了理清油藏单元中三类平面非均质性影响聚合物驱注采方式开发指标的程度, 在已构建的油藏单元数值模拟模型的基础上, 增加了三类平面非均质级差分别为 2、4 和 6 共 9 个油藏地质模型; 同理, 针对同一个油藏单元地质模型可设计 2 个不同的聚合物驱油藏注采方案, 共设计了 18 个方案, 基于油藏数值模拟计算可得到各个方案的开发指标。通过分析不同驱替方式时的累计产油量差值与累计产油量高值的比值来衡量不同非均质性条件下对聚合物驱开发效果的影响程度, 可以得到油藏单元中渗透率、厚度、几何形态非均质性在不同级差条件下的变化系数, 如图 3 所示。

可看出在以上设定的 6 种相同的非均质级差条件下, 油藏单元砂体在厚度平面非均质条件下得到的累计产油量差值与累计产油量高值的比值最大, 油藏单元砂体在几何形态平面非均质条件下得到的累计产油量差值与累计产油量高值的比值最小。根据油藏砂体三类平面非均质在不同级差条件下的变化系数曲线, 可看出对聚合物驱注采方式开发指标影响程度最大的是油藏单元砂体厚度平面非均质性, 其次是油藏单元砂体渗透率平面非均质性, 影响程度最小的是油藏单元砂体几何形态平面非均质性。同时根据三类非均质曲线的形态可看出, 对于厚度和渗透率非均质性, 级差在较小的程度变化时, 2 种不同驱替方式的累计产油量差值与累计产油量高值的比值变化较剧烈, 影响程度较明显, 当级差大于 5 之后, 变化系数增加的幅度减小。

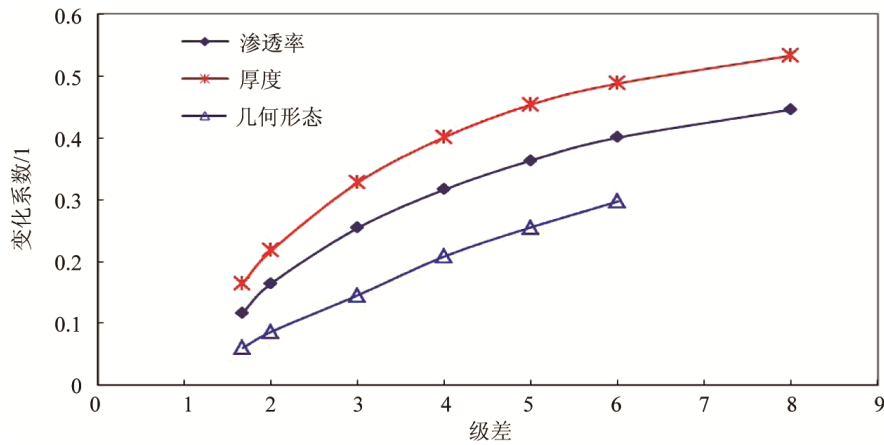


Figure 3. The variation coefficient of permeability, thickness and geometry form of reservoir unit under different grading conditions

图 3. 油藏单元中渗透率、厚度、几何形态非均质性在不同级差条件下的变化系数

4. 聚合物驱开发效果正交试验分析

4.1. 油藏数值模拟模型建立

为了深入分析,考虑在多因素条件下进一步研究砂体三类平面非均质性对油藏单元聚合物驱不同注采方式开发指标的影响。仍以前面建立的非均质概念模型为基础,通过采用正交试验设计方法,以左右 2 个砂体的渗透率、厚度和宽度级差作为正交分析的 3 个因素,3 个平面非均质性因素中均设计了 3 个水平,级差均为 1.67、3 和 5,如表 2 所示。如对于油藏单元砂体渗透率平面非均质级差因素,共设计了 3 个水平,水平 1 表示油藏地质单元中左右 2 个砂体的渗透率级差为 1.67,水平 2 表示油藏地质单元中左右 2 个砂体的渗透率级差为 3,水平 3 表示油藏地质单元中左右 2 个砂体的渗透率级差为 5。同理,油藏单元砂体厚度和几何形态平面非均质性正交设计水平按照同样的方法设计。在聚合物驱影响因素研究过程中,正交试验设计确定了 3 个影响因素,每个因素中设计了 3 个水平,因此利用正交设计表 $L_9(3^3)$ 来设计油藏地质单元的平面非均质参数。

Table 2. Factors and its levels of orthogonal test design

表 2. 正交试验设计因素和水平

| 水平 | 因素 | | |
|------|----------|-----------|----------|
| | A (宽度级差) | B (渗透率级差) | C (厚度级差) |
| 水平 1 | 1.67 | 1.67 | 1.67 |
| 水平 2 | 3 | 3 | 3 |
| 水平 3 | 5 | 5 | 5 |

基于以上正交试验设计方法得到的油藏单元地质模型的设置方案,按照油藏单元砂体的宽度级差、渗透率级差和厚度级差的数值建立相应的地质模型,共建立了 9 个不同平面非均质条件下的油藏单元地质模型,如图 4 所示。以图 4 为例阐述正交试验设计地质模型参数的设定方法,示意图中将油藏单元分为 2 个不同沉积微相中砂体,地质模型中左右 2 个砂体的长度设置成相同的,油藏单元中左右 2 个砂体的宽度级差为 1.67,渗透率级差为 3,厚度级差为 3。其他油藏单元地质模型的 2 个砂体非均质级差参数可根据正交表得出。针对同一个油藏单元地质模型均可设计一组不同的聚合物驱注采方式的对比油藏方

案,如图4所示,共可建立9组18个油藏数值模拟方案,模型中的流体、岩石高压物性、聚合物等参数与上一小节中保持一致。为了保证注采方案具有较好的对比性,所有方案的油藏数值模拟模型在计算过程中的边界条件都采用相同的生产控制条件,都设置为定注入井和生产井井底压力,即保证所有油藏数值模拟方案具有相同的生产压差,聚合物注入井井底注入压力和生产井井底流压分别设置为25、20MPa。采用商业软件Ecl-POLYMER数值模拟器进行计算。

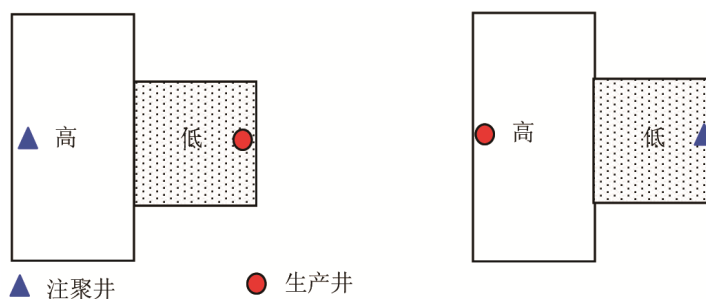


Figure 4. The sketch of injection-production well pattern of orthogonal test design
图4. 正交设计非均质油藏对比方案示意图

4.2. 试验方案结果与分析

基于油藏数值模拟方法进行模拟计算,可得到以上正交设计的18个油藏方案的生产指标,以计算出的9个油藏单元在2种不同注采方式间的累计产油量差值作为正交分析的对象。为了科学分析,首先对9组对比方案的累计产油量产值进行归一化处理,如图5所示。

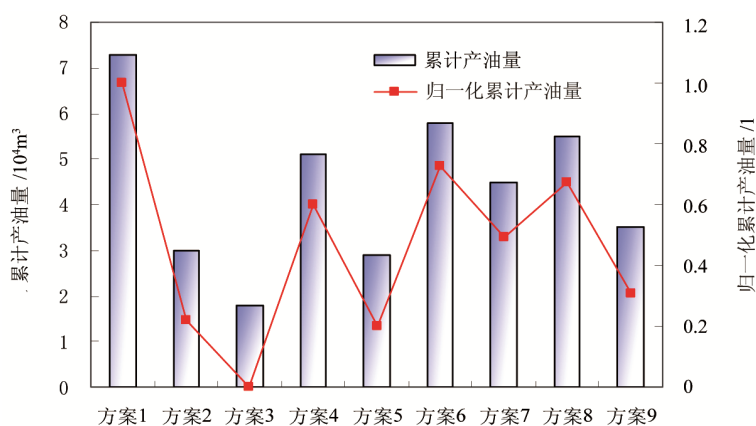


Figure 5. The results of cumulative oil production and normalization of each scheme
图5. 各方案累计产油量及归一化处理结果

然后通过直观分析法对累计产油量归一化结果进行正交分析,其正交分析结果见表3。正交设计直观分析方法的原理是根据每个因素得到的极差R的大小来判断各研究因素对正交设计试验指标的影响。在本次研究过程中,通过比较3个平面非均质性条件下计算得到的极差R,可看出油藏单元左右2个砂体厚度级差因素(C)计算得到的极差值最大,为0.57,砂体宽度(A)计算得到的极差值最小,为0.1,由此可得到3个因素影响程度的主次顺序:C>B>A。对聚合物驱注采方式开发指标影响程度最大的是油藏单元砂体厚度平面非均质性,其次是油藏单元砂体渗透率平面非均质性,影响程度最小的是油藏单元砂体几何形态平面非均质性。

Table 3. Result of intuitive analysis of orthogonal designing method
表 3. 正交设计直观分析法结果

| 试验指标 | A (宽度) | B (渗透率) | C (厚度) |
|-------|--------|---------|--------|
| K_1 | 1.22 | 2.09 | 2.40 |
| K_2 | 1.53 | 1.09 | 1.13 |
| K_3 | 1.47 | 1.04 | 0.69 |
| k_1 | 0.41 | 0.70 | 0.80 |
| k_2 | 0.51 | 0.36 | 0.38 |
| k_3 | 0.49 | 0.35 | 0.23 |
| 极差 R | 0.10 | 0.33 | 0.57 |

5. 结论与认识

根据海上某油田砂体平面非均质特征建立了三类平面非均质性概念模型, 基于该模型建立了 18 个表征油藏平面非均质性的油藏单元地质模型, 针对同一个油藏单元地质模型设计了 2 个不同的聚合物驱注采方式, 根据研究得出了油藏砂体渗透率、厚度、几何形态平面非均质条件下最优的注采方式; 然后基于单因素和正交设计的多因素分析方法, 采用油藏数值模拟技术, 建立了 18 个单因素分析和 18 个三因素三水平的正交设计分析数值模拟模型, 以同一个平面非均质油藏地质单元中 2 个不同聚合物驱注采方案间的累计产油量差值作为影响程度研究的评价指标, 通过单因素敏感性分析和正交设计直观分析方法均可得出, 对聚合物驱注采方式开发指标影响程度最大的是油藏单元砂体厚度平面非均质性, 其次是油藏单元砂体渗透率平面非均质性, 影响程度最小的是油藏单元砂体几何形态平面非均质性。

参考文献 (References)

- [1] 罗启源, 张伟, 代玲, 等. 稠油底水油藏夹层展布研究新方法及其开发布井策略研究[J]. 石油天然气学报, 2015, 37(11&12): 49-53.
- [2] 王凤娇, 刘义坤. 渗透率级差影响下的薄差层层间干扰研究[J]. 石油天然气学报, 2015, 37(11&12): 44-48.
- [3] 屈亚光, 安桂荣, 丁祖鹏, 等. 平面非均质性对稠油油藏蒸汽驱开发效果的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014, 29(4): 55-59.
- [4] 安桂荣, 屈亚光, 沙雁红, 等. 油藏平面非均质性对水驱开发效果的影响程度分析[J]. 钻采工艺, 2013, 36(6): 45-47.
- [5] 兰玉波, 杨清彦, 李斌会. 聚合物驱波及系数和驱油效率实验研究[J]. 石油学报, 2006, 27(1): 64-68.
- [6] 谢晓庆, 冯国智, 刘立伟, 等. 海上油田聚合物驱后提高采收率技术[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 93-97.
- [7] 郑伟, 张贤松, 陈付真, 等. 渤海油田不同时机聚合物驱油效果研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30(2): 60-64.

[编辑] 黄鹂