

聚合物-降粘剂复合驱注入速度界限确定方法

夏晞冉

(中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要: 由于原油及聚合物-降粘剂溶液具有较高的粘度,导致胜利油区聚合物-降粘剂复合驱注入井的注入量往往因为无法达到预定的配注要求而被迫进行间歇生产,且目前尚没有明确的方法用以确定聚合物-降粘剂复合驱的极限注入速度,严重制约了稠油油藏化学驱技术的推广应用。基于数理统计原理和油藏数值模拟等方法,首先建立孤岛油田东区Ng⁴-5¹单元聚合物-降粘剂复合驱的典型数值模拟模型,然后采用PB试验设计进行主控因素筛选,最后借助多元回归分析法建立聚合物-降粘剂复合驱无因次吸水指数预测模型,并以此为基础建立聚合物-降粘剂复合驱注入速度界限的确定方法。研究表明:数值模拟方案和验证方案所对应的无因次吸水指数的实算值与预测值的吻合度较高,两者平均误差仅为1.71%,说明所建立的无因次吸水指数预测模型具有可靠性;当聚合物质量浓度为2 000 mg/L、降粘剂质量分数为0.4%、降粘剂降粘率为90%、注入段塞尺寸为0.4 PV时,目标区块的极限注入速度为0.106 4 PV/a,计算结果与矿场实际注入数据(0.11 PV/a)相近。

关键词: 稠油油藏 聚合物-降粘剂复合驱 数值模拟 无因次吸水指数 PB试验设计 定量表征

中图分类号:TE357.46*3

文献标识码:A

A method of calculating injection rate limit for polymer/ viscosity reducer combination flooding

XIA Xiran

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: It is always hard to meet the requirement of injection allocation rate of the injector in the Shengli Oilfield due to high viscosity of crude oil and polymer/viscosity reducer solution, and the wells are forced to produce intermittently. There is no specific way to determine the maximum injection speed of the polymer/viscosity reducer combination flooding, which restricts the chemical flooding development in the heavy oil reservoirs. Based on statistics principle, reservoir numerical simulation and other methods, the typical numerical simulation model of the combination flooding was established for the Ng⁴-5¹ unit of eastern area in Gudao Oilfield, and the main control factors were screened out by Plackett-Burman experimental design. A prediction model for dimensionless water injectivity index of the polymer/viscosity reducer combination flooding was established finally by multiple regression analysis. On this basis, a method for calculating the injection rate limit of the polymer/viscosity reducer combination flooding was formed. The results show that the calculated value and predicted value of the dimensionless water injectivity index gained by the numerical simulation plan agrees well with that from the verification plan with an average error of 1.71%, which verifies the reliability of the prediction model. When the polymer concentration was 2 000 mg/L, the viscosity reducer concentration was 0.4%, the viscosity reduction rate was 90% and the injected slug size was 0.4 PV, the calculated limited injection rate of the target area was 0.106 4 PV/a. It is very close to the injection data(0.11 PV/a)in the actual situation in the field.

Key words: heavy oil reservoir; polymer/viscosity reducer combination flooding; numerical simulation; dimensionless water injectivity index; Plackett-Burman design; quantitative characterization

收稿日期:2018-08-06。

作者简介:夏晞冉(1985—),女,山东日照人,工程师,硕士,从事三次采油油藏工程研究。联系电话:(0546)8715335,E-mail:xiaxiran.slyt@sinopec.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”(2016ZX05011-003)。

中国稠油资源丰富,分布广泛,其总储量在 80×10^8 t 以上,具有广阔的开发前景^[1-2]。近年来国际油价持续低迷,在“开源节流,降本增效”理念的倡导下,如何降低成本、最大限度地高效开发是当前稠油油藏面临的关键问题。相对于常规热力采油技术,以聚合物-降粘剂复合驱为主的化学驱冷采技术因其成本较低、易于施工、提高采收率效果好等优点已在胜利油区多个开发单元实施应用^[3]。然而聚合物-降粘剂复合驱过程中存在着聚合物-降粘剂溶液注入能力不佳等问题,致使注入井的注入量无法达到预期的配注要求,进而影响化学驱提高采收率的实际效果^[4]。目前尚没有一种明确的方法可以确定聚合物-降粘剂复合驱的极限注入速度,严重制约了稠油油藏化学驱技术的推广应用。为此,综合数理统计原理和油藏数值模拟等方法,建立聚合物-降粘剂复合驱注入速度界限的确定方法,首先依据孤岛油田东区 Ng4¹-5¹ 单元油藏地质条件,建立概念模型,研究流体特征参数对聚合物-降粘剂复合驱无因次吸水指数的影响规律,并以平缓下降段内无因次吸水指数的平均值作为评价指标,然后采用 PB 试验设计^[5]进行主控因素筛选,最后借助多元回归分析,建立无因次吸水指数的预测模型,确定不同注入压差时目标区块的极限注入速度,以期稠油油藏聚合物-降粘剂复合驱在胜利油区的推广应用提供依据。

1 方法建立

1.1 注入能力评价

聚合物-降粘剂复合驱的注入能力主要与溶液中聚合物的质量浓度有关,聚合物的质量浓度越高,注入液的粘度就越大,注入能力也就越差^[6-7]。通常用吸水指数评价注入井的注入能力,然而在矿场实际开发过程中,更加关注化学剂注入前后吸水指数的变化,因而采用无因次吸水指数作为聚合物-降粘剂复合驱注入能力的评价指标^[8-9]。

吸水指数的计算式为

$$I = \frac{q}{p_a - p_{wf}} \quad (1)$$

无因次吸水指数的表达式为

$$\Delta I = \frac{I}{I_0} \quad (2)$$

根据式(2)可知,无因次吸水指数以注化学剂前的吸水指数作为基准,因而注入量为0时的无因次吸水指数为1。从图1可以看出,随着聚合物-降

粘剂溶液的注入,无因次吸水指数曲线可大致分为化学驱阶段和后续水驱阶段。在化学驱阶段,由于注入液的粘度较高,因而初期无因次吸水指数快速下降,但注入一段时间后,无因次吸水指数逐渐趋于稳定;在后续水驱阶段,随着水的不断注入,注入井附近化学剂浓度降低,地层中流体的粘度不断下降,无因次吸水指数不断增大,注入井的注入能力逐渐恢复。

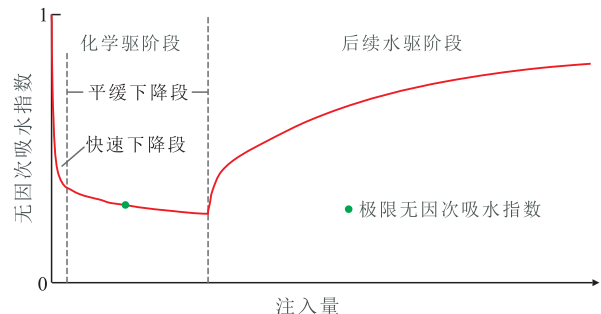


图1 无因次吸水指数变化示意

Fig.1 Diagram showing the variation of dimensionless water injectivity index

以化学驱阶段无因次吸水指数下降曲线的拐点作为分界点,可将下降曲线分为快速下降段和平缓下降段,平缓下降段内无因次吸水指数的平均值可视为注化学剂阶段注入井注入能力的体现。在实际开发过程中,当吸水指数一定时,注入压力越高,所对应的注入量越大,然而当注入压力高于地层破裂压力时,容易导致裂缝的产生,从而产生窜流,严重影响开发效果。因而可将地层破裂压力作为极限注入压力,据此注入井的极限注入速度计算式为

$$q_{\max} = \Delta I_{\text{ave}} I_0 \Delta p_{\max} \quad (3)$$

1.2 无因次吸水指数主控因素筛选

以平缓下降段内无因次吸水指数的平均值作为研究对象,采用 PB 试验设计对影响无因次吸水指数的各参数进行敏感性分析,筛选出影响聚合物-降粘剂复合驱无因次吸水指数的主控因素。PB 试验设计方法^[9]与单因素分析法相比,前者可考虑多个因素之间的相互影响,同时所要计算的方案数又少于正交试验设计法,因而近年来受到了越来越多的应用^[10]。在应用该方法时,影响无因次吸水指数的各因素需选取高低2个水平,其中高水平用1表示,低水平用-1表示,则由各影响因素可以构成一个由1和-1构成的 n 阶 Hadamard 矩阵,该矩阵表达式^[11]为

$$H_n \times H_n^T = E_n \quad (4)$$

Hadamard 矩阵的每一行代表由各影响因素高低水平所组成的一套方案,对 n 套方案分别计算后

可得到各影响因素间的响应值,对响应值进行显著性分析即可筛选出无因次吸水指数的主控因素^[12]。

1.3 无因次吸水指数预测模型

通过PB试验设计确认主控因素后,进一步研究无因次吸水指数与各主控因素间的定量关系,在此基础上,建立无因次吸水指数的预测模型,所建预测模型的基本形式为

$$\Delta I_{ave} = f(X_1) + f(X_2) + f(X_3) + \dots \quad (5)$$

式(5)中的 $f(X_1)$, $f(X_2)$ 和 $f(X_3)$ 等利用多项式回归方法求得。在实际应用中,可对各主控因素取不同的水平值组成一系列方案,通过数值模拟方法可以得到各方案所对应的无因次吸水指数,即可得到的序列为 $\{[X_1(i), X_2(i), X_3(i), \dots, Y(i)], (i=1, 2, 3, \dots, m)\}$ 。

为了使所建立的预测模型尽可能地逼近通过数值模拟得到的实算值 $Y(i)$, 根据曲线拟合原理,采用非线性最小二乘法拟合得到无因次吸水指数预测模型,非线性最小二乘法的公式为

$$F(X) = \min \sum_{i=1}^m [\Delta I_{ave}(i) - Y(i)]^2 \quad (6)$$

采用LM算法对式(6)进行求解,该方法是一种介于牛顿法与梯度下降法之间的非线性优化方法,可有效求解非线性方程组问题,具体求解步骤可参考文献[13-15]。

2 应用实例

2.1 典型区块模型建立

目标区块为孤岛油田东区 Ng4¹-5¹ 单元,模型的三维展布如图2所示。该区块含油面积为 0.68 km², 孔隙体积为 6.52×10⁷ m³, 石油地质储量约为 382.6×10⁴ t, 模拟区域采用角点网格系统,划分为 42×40×20 共 33 600 个网格,平面网格步长为 11.74 m×25.00 m,纵向厚度为 2.00 m。其他主要油藏参数包括:油藏顶深为 1 200 m,原始地层压力为 12.71 MPa,平均孔隙度为 21.0%,原始含油饱和度为 65.0%,平均渗透率为 863 mD,地层原油密度为 0.90 g/cm³,地层原油粘度为 104 mPa·s,地层水矿化度为 3 152 mg/L。

目标区块于 1975 年 8 月投产至今,区块内共有注入井 7 口,生产井 13 口^[16-17]。模型首先采用水驱开发,当含水率达到 95% 时转为聚合物-降粘剂复合驱,聚合物质量浓度为 2 000 mg/L,降粘剂质量分数为 0.4%,降粘剂降粘率为 90%,当注入化学剂段

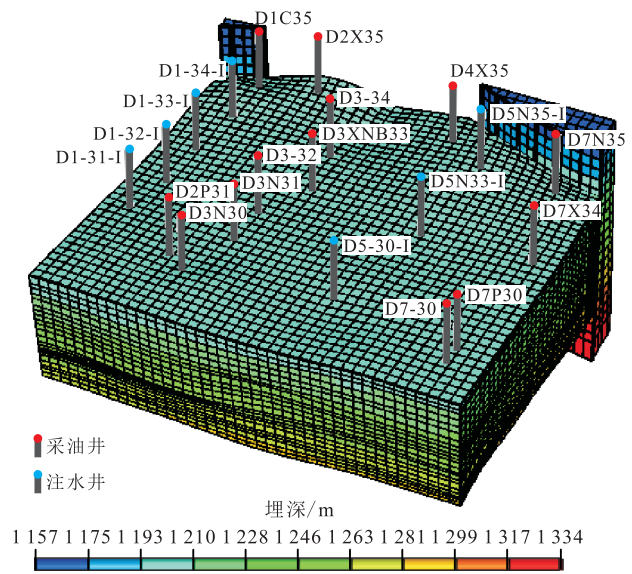


图2 孤岛油田东区 Ng4¹-5¹ 单元地质模型

Fig.2 Geological model of Ng4¹-5¹ unit in eastern area of Gudong Oilfield

塞尺寸达到 0.4 PV 时转为后续水驱开发,当含水率达到 98% 时模拟终止。模型中所用的油水相对渗透率曲线以及聚合物溶液的粘度与质量浓度关系曲线分别如图 3 和图 4 所示^[18]。

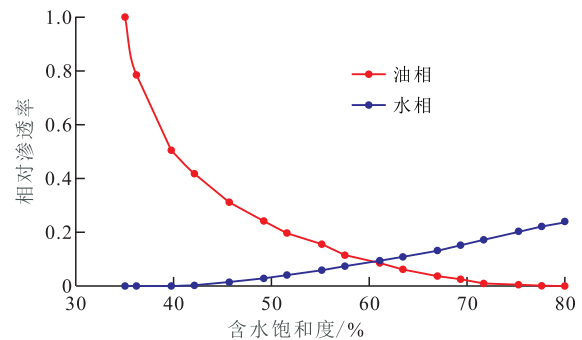


图3 模型中所用油水相对渗透率曲线

Fig.3 Oil-water relative permeability curve of the model

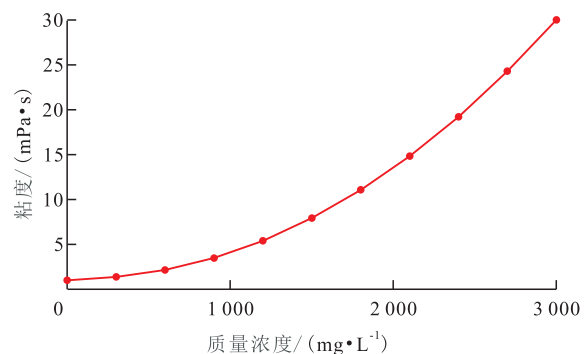


图4 模型中所用聚合物溶液粘度与质量浓度的关系

Fig.4 Viscosity-concentration curve of polymer solution for the model

2.2 无因次吸水指数主控因素的确定

2.2.1 PB 试验设计及主控因素筛选

对于一个特定油藏,影响注入井注入能力的因

素主要为化学剂的相关参数,包括聚合物质量浓度、降粘剂质量分数、降粘剂降粘率和注入段塞尺寸。为了筛选出影响无因次吸水指数的主控因素,各参数各取高低2个水平(表1)。通过PB试验设计,设计方案12套,各方案对应的各变量的水平取值以及无因次吸水指数的响应值如表2所示。在PB试验设计中,*P*值反映变量的显著性程度,*P*值越小,表明该变量对响应值的影响越显著,一般认为*P*值为0.05为显著性程度的分界线^[19-20]。对表2中的数据进行显著性分析(表3)后发现,聚合物质量浓度和注入段塞尺寸所对应的*P*值均小于0.05,而降粘剂质量分数和降粘剂降粘率所对应的*P*值大于0.05,说明聚合物质量浓度和注入段塞尺寸对无因次吸水指数的影响较为显著,而降粘剂质量分数和降粘剂降粘率对无因次吸水指数的影响较小。

表1 PB试验设计各变量及其水平

Table1 Variables and their levels of Plackett-Burman design

水平	聚合物质量浓度/(mg·L ⁻¹)	降粘剂质量分数/%	降粘剂降粘率/%	注入段塞尺寸/PV
-1	1 500	0.2	85	0.3
1	2 500	0.4	95	0.5

表2 PB试验设计方案及响应值

Table2 Projects and results of Plackett-Burman design

方案序号	聚合物质量浓度	降粘剂质量分数	降粘剂降粘率	注入段塞尺寸	无因次吸水指数
1	1	1	1	-1	0.185
2	-1	1	-1	1	0.364
3	1	1	-1	-1	0.185
4	1	-1	1	1	0.169
5	1	1	-1	1	0.169
6	-1	-1	-1	1	0.359
7	-1	1	1	1	0.369
8	-1	-1	1	-1	0.396
9	1	-1	-1	-1	0.183
10	-1	-1	-1	-1	0.393
11	1	-1	1	1	0.169
12	-1	1	1	-1	0.407

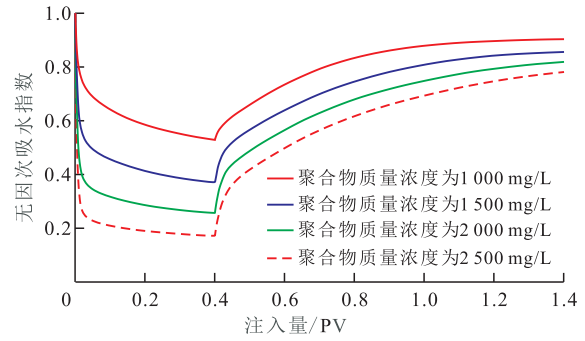
表3 PB试验设计显著性分析结果

Table3 Significance analysis results of Plackett-Burman design

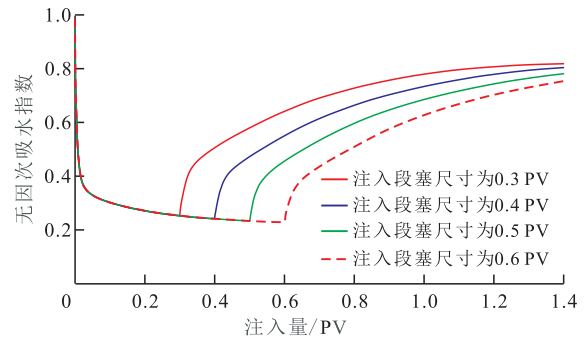
变量	自由度	均方	<i>P</i> 值	显著性排序
聚合物质量浓度	1	0.13	<0.000 1	1
降粘剂质量分数	1	9.63×10 ⁻⁶	0.634 8	4
降粘剂降粘率	1	1.39×10 ⁻⁴	0.101 0	3
注入段塞尺寸	1	1.90×10 ⁻³	0.000 2	2

2.2.2 主控因素筛选可靠性验证

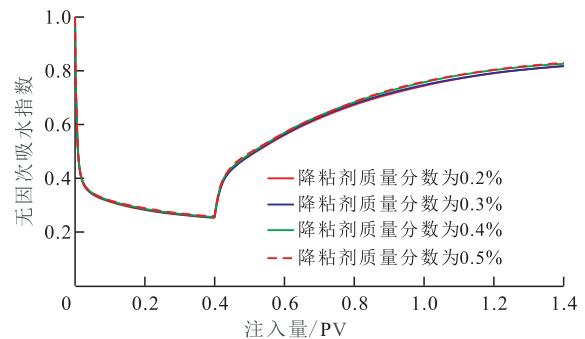
采用单因素分析法验证PB试验设计筛选主控因素的可靠性,基础方案的聚合物质量浓度为2 000 mg/L,降粘剂质量分数为0.4%,降粘剂降粘率为90%,注入段塞尺寸为0.4 PV。在其他参数保持不变的条件下,模拟不同聚合物质量浓度时的无因次吸水指数。模拟结果(图5a)表明:聚合物质量浓



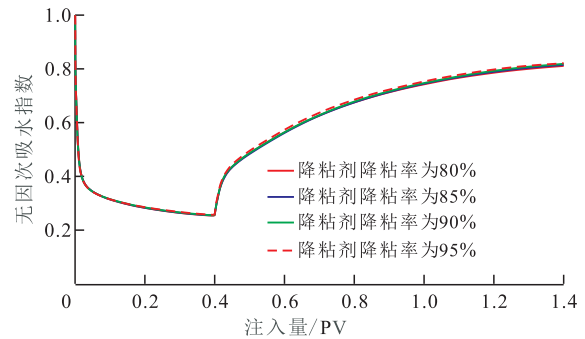
a—聚合物质量浓度



b—注入段塞尺寸



c—降粘剂质量分数



d—降粘剂降粘率

图5 各参数对无因次吸水指数的影响

Fig.5 Effects of different parameters on dimensionless water injectivity index

度对无因次吸水指数影响较大,随着聚合物质量浓度的增加,注入的聚合物-降粘剂溶液粘度显著增大,化学驱阶段无因次吸水指数最大降幅增大,后续水驱阶段无因次吸水指数恢复速率和恢复程度均减小。不同注入段塞尺寸下的无因次吸水指数模拟结果(图5b)显示,随着注入段塞尺寸的增大,注入井周围聚合物-降粘剂溶液的波及范围不断扩大,压力波传播速度下降,渗流阻力逐渐增大,因此注入井的注入能力逐渐变差,化学驱阶段无因次吸水指数最大降幅不断增加。由图5c和图5d中可以看出,单一改变降粘剂质量分数和降粘剂降粘率对无因次吸水指数的影响均较小,这是因为注入井周围储层经过长期冲刷已基本处于残余油状态,增加降粘剂质量分数和降粘率并不会显著改变流体的粘度,因而也不能有效改善注入井的注入性。模拟结果表明,聚合物质量浓度和注入段塞尺寸对无因次吸水指数的影响较大,而降粘剂质量分数和降粘率对无因次吸水指数的影响较小,说明PB试验设计结果具有可靠性。

2.3 无因次吸水指数预测模型

2.3.1 模型建立

根据单因素分析结果(图5a,图5b),得到不同聚合物质量浓度和不同注入段塞尺寸下的极限无因次吸水指数,进而建立极限无因次吸水指数与聚合物质量浓度和不同注入段塞尺寸之间的定量关系,明确预测模型中各变量的函数表达式。

由模拟结果(图6)可以看出,无因次吸水指数与聚合物质量浓度之间呈现良好的二次函数关系,与注入段塞尺寸之间呈现良好的线性关系,因而所要建立的无因次吸水指数预测模型的表达式为

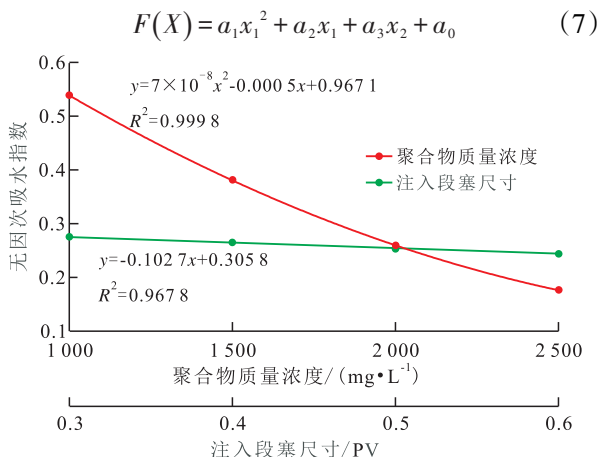


图6 聚合物质量浓度和注入段塞尺寸与无因次吸水指数的关系

Fig.6 Relationship between polymer mass concentration, injected slug size and dimensionless water injectivity index

进行聚合物-降粘剂复合驱无因次吸水指数的多因素影响分析,其中聚合物质量浓度分别取1 000, 1 500, 2 000和2 500 mg/L,注入段塞尺寸分别取0.3, 0.4, 0.5和0.6 PV,共设计16套模拟方案,计算结果如表4所示。对预测模型采用LM算法进行多元回归分析,得到的无因次吸水指数预测模型为

$$F(X) = 7.4 \times 10^{-8}x_1^2 - 5.0 \times 10^{-4}x_1 - 0.1278x_2 + 1.0157 \quad (8)$$

表4 多因素方案设计及结果值
Table4 Projects and results of multifactor planning

方案序号	聚合物质量浓度/(mg·L ⁻¹)	注入段塞尺寸/PV	降粘剂质量分数/%	降粘剂降粘率/%	无因次吸水指数
1	1 000	0.3	0.4	90	0.568 0
2	1 000	0.4	0.4	90	0.539 6
3	1 000	0.5	0.4	90	0.521 1
4	1 000	0.6	0.4	90	0.509 1
5	1 500	0.3	0.4	90	0.399 1
6	1 500	0.4	0.4	90	0.378 0
7	1 500	0.5	0.4	90	0.364 1
8	1 500	0.6	0.4	90	0.355 1
9	2 000	0.3	0.4	90	0.277 2
10	2 000	0.4	0.4	90	0.262 3
11	2 000	0.5	0.4	90	0.252 8
12	2 000	0.6	0.4	90	0.246 2
13	2 500	0.3	0.4	90	0.184 6
14	2 500	0.4	0.4	90	0.175 3
15	2 500	0.5	0.4	90	0.168 9
16	2 500	0.6	0.4	90	0.164 3

2.3.2 模型准确性验证

随机设计6套方案(表5)进行模拟计算,将方案实算值与模型预测值进行对比分析,用以验证所建模型的准确性。对比结果(图7)表明,表4中模拟方案与表5中验证方案所对应的无因次吸水指数的实算值与所建模型的预测值的吻合度较好,两者间的平均误差仅为1.71%,说明所建无因次吸水指数的预测模型是可靠的。

表5 预测模型准确性验证方案选取
Table5 Plan selection for the accuracy verification of the prediction model

方案序号	聚合物质量浓度/(mg·L ⁻¹)	注入段塞尺寸/PV	降粘剂质量分数/%	降粘剂降粘率/%
1	1 200	0.45	0.4	95
2	1 400	0.55	0.3	85
3	1 600	0.35	0.5	80
4	1 800	0.55	0.4	90
5	2 200	0.35	0.2	95
6	2 400	0.45	0.3	80

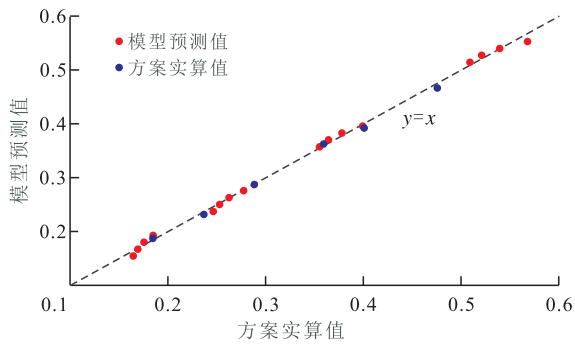


图7 无因次吸水指数的实算值与预测值之间的关系
Fig.7 Relationship between the calculated value and the predicted value of dimensionless water injectivity index

2.3.3 应用效果验证

以基础方案为例,孤岛油田东区Ng4¹-5¹单元化学驱前的吸水指数为16.7 m³/(d·MPa),根据式(8)可以计算出孤岛油田东区Ng4¹-5¹单元的无因次吸水指数约为0.263 4,进而根据式(3)可以计算出该区块在不同注入压差下的化学剂最大注入速度。储层岩石力学研究结果表明,该区块地层破裂压力约为29.23 MPa,相比于目前地层压力(13.57 MPa)可知,其最大注入压差为15.66 MPa,因此该区块的化学剂极限注入速度约为0.106 4 PV/a(表6)。目前该区块的矿场实际最大注入速度为0.11 PV/a,两者非常接近。

表6 基础方案下不同注入压差时孤岛油田东区Ng4¹-5¹单元的极限注入速度

Table6 Maximum injection speed of Ng4¹-5¹ unit in Gudong Oilfield at different water injection pressure differences under the base plan

无因次吸水指数模型预测值	注入压差/MPa	最大注入速度/(PV·a ⁻¹)
0.263 4	4	0.027 2
	6	0.040 8
	8	0.054 3
	10	0.067 9
	12	0.081 5
	14	0.095 1
	15.66	0.106 4

3 结论

基于数理统计原理和油藏数值模拟方法,建立了一套聚合物-降粘剂驱注入速度界限的确定方法,该方法以无因次吸水指数作为评价指标,首先建立目标区块的数值模拟模型,然后采用PB试验设计进行无因次吸水指数的主控因素筛选,最后借助

多元回归分析法建立聚合物-降粘剂驱无因次吸水指数预测模型,确定不同注入压差下的最大化学剂注入量。

PB试验设计结果表明,聚合物质量浓度和注入段塞尺寸对无因次吸水指数的影响较为显著,而降粘剂质量分数和降粘剂降粘率对无因次吸水指数的影响较小。利用所建立的无因次吸水指数预测模型计算出的预测值与实算值的吻合度较好,两者间平均误差仅为1.71%,说明所建立的无因次吸水指数预测模型是可靠的。

当聚合物质量浓度为2 000 mg/L、降粘剂质量分数为0.4%、降粘剂降粘率为90%、注入段塞尺寸为0.4 PV时,孤岛油田东区Ng4¹-5¹单元最大压差为15.66 MPa所对应的极限注入速度为0.106 4 PV/a,与目前该区块的矿场实际最大注入速度相近。

符号解释:

I ——吸水指数, m³/(d·MPa); q ——注入井日注入量, m³/d; p_a ——地层平均压力, MPa; p_{wf} ——注入井井底流压, MPa; ΔI ——无因次吸水指数; I_0 ——注化学剂前的吸水指数, m³/(d·MPa); q_{max} ——极限注入速度, m³/d; ΔI_{ave} ——平缓下降段无因次吸水指数的平均值; Δp_{max} ——极限注入压力时注入井的注入压差, MPa; H_n —— n 阶Hadamard矩阵; E_n —— n 阶单位方阵; $f(X_1), f(X_2), f(X_3)$ —— ΔI_{ave} 与主控因素 X_1, X_2 和 X_3 的回归表达式; i ——数值模拟方案序号; m ——数值模拟方案总数; $Y(i)$ ——通过数值模拟得到的无因次吸水指数实算值; $F(X)$ ——优化后得到的无因次吸水指数模型预测值; $\Delta I_{ave}(i)$ ——设定的无因次吸水指数模型初始值; x_1 ——聚合物质量浓度, mg/L; x_2 ——注入段塞尺寸, PV; a_j ——多项式系数, 其中 $j=0, 1, 2, 3$ 。

参考文献:

[1] 胡常忠.稠油开采技术[M].北京:石油工业出版社,1998.
HU Changzhong.Heavy oil recovery technology [M].Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.

[2] 沈平平,张义堂.EOR热力采油提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2006.
SHEN Pingping, ZHANG Yitang.EOR thermal recovery oil recovery technology [M].Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.

[3] 姚同玉,李继山.稠油油藏化学驱实验研究[J].油田化学, 2010, 27(1): 84-87.
YAO Tongyu, LI Jishan.An experiment study on chemical flood for heavy oil reservoirs [J].Oilfield Chemistry, 2010, 27(1): 84-87.

[4] 蒋平,葛际江,张贵才,等.稠油油藏化学驱采收率的影响因素[J].中国石油大学学报:自然科学版,2011, 35(2): 166-171.
JIANG Ping, GE Jijiang, ZHANG Guicai, et al.Influence factor on

- oil recovery efficiency for chemical flooding of heavy oil reservoir [J].Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Science, 2011, 35(2): 166-171.
- [5] 陈志环, 侯维虹, 刘伟杰. 利用吸水指数曲线研究聚驱后油层性质的变化[J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(1): 47-49.
CHEN Zhihuan, HOU Weihong, LIU Weijie. Research on reservoir nature change in post-polymer flooding by the curve of water absorbing index [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2003, 22(1): 47-49.
- [6] PLACKETT R L, BURMAN J P. The design of optimum multifactorial experiments [J]. Biometrika, 1946, 33(4): 305-325.
- [7] 聂春林. 大庆油田三元复合驱注入压力变化规律及预测[J]. 特种油气藏, 2017, 24(1): 115-118.
NIE Chunlin. Pattern of changes in and prediction of injection pressures in ASP flooding, Daqing Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(1): 115-118.
- [8] 王锦林, 吴慎渠, 王晓超, 等. 渤海S油田注聚井注入压力界限潜力[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(1): 109-113.
WANG Jinlin, WU Shenqu, WANG Xiaochao, et al. Potential of the polymer injection pressure limit in Bohai S Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(1): 109-113.
- [9] 张立娟, 岳湘安, 王楠. 大庆中低渗油层聚合物溶液注入性和驱油性能分析[J]. 油田化学, 2008, 25(3): 235-240.
ZHANG Lijuan, YUE Xiang'an, WANG Nan. Analysis on injectivity and displacement property of polymer solution in low-middle layers of Daqing oil field [J]. Oilfield Chemistry, 2008, 25(3): 235-240.
- [10] 明玉坤. 基于响应曲面法的二元复合驱注采参数优化方法——以孤东油田七区西Ng⁴-5¹区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(3): 91-97.
MING Yukun. Optimization method of the injection-production parameters for SP flooding based on the response surface methodology—A case study of Ng⁴-5¹ submember in the west of the 7th block of Gudong oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 91-97.
- [11] HORADAM K J. Hadamard matrices and their applications [M]. Springer-Verlag: Princeton University Press, 2012.
- [12] 李梅青, 张瑜, 代蕾莉, 等. Plackett-Burman 试验设计及响应面法优化超声辅助提取明绿豆SOD工艺[J]. 食品科学, 2015, 36(2): 69-74.
LI Meiqing, ZHANG Yu, DAI Leili, et al. Optimization of ultrasonic-assisted extraction of SOD from “Ming” mung bean by Plackett-Burman design and response surface methodology [J]. Food Science, 2015, 36(2): 69-74.
- [13] LEVENBERG K. A method for the solution of certain non-linear problems in least squares [J]. Quarterly of Applied Mathematics, 1944, 2(4): 436-438.
- [14] MARQUARDT D W. An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters [J]. Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics, 1963, 11(2): 431-441.
- [15] 杨柳, 陈艳萍. 求解非线性方程组的一种新的全局收敛的 Levenberg-Marquardt 算法[J]. 计算数学, 2008, 30(4): 388-396.
YANG Liu, CHEN Yanping. A new globally convergent Levenberg-Marquardt method for solving nonlinear system of equations [J]. Mathematica Numerica Sinica, 2008, 30(4): 388-396.
- [16] 于金彪. 油藏数值模拟历史拟合分析方法[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(3): 66-70.
YU Jinbiao. History matching analysis method on reservoir numerical simulation [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 66-70.
- [17] 高旺来. 绝对渗透率对相对渗透率及其应用的影响[J]. 特种油气藏, 2016, 23(3): 126-128.
GAO Wanglai. The effects of reference permeability on relative permeability and its application [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 126-128.
- [18] 李斌会, 余昭艳, 李宜强, 等. 聚合物驱相对渗透率曲线测定方法研究进展[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(4): 79-86.
LI Binhui, YU Zhaoyan, LI Yiqiang, et al. Research progress on the testing method of the relative permeability curves for the polymer flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(4): 79-86.
- [19] 盛骤, 谢式千, 潘承毅. 概率论与数理统计 [M]. 北京: 高等教育出版社, 2008.
SHENG Zhou, XIE Shiqian, PAN Chengyi. Probability theory and mathematical statistics [M]. Beijing: Higher Education Press, 2008.
- [20] 王芳, 王景东. 统计假设检验在审计抽样工作中的应用研究 [J]. 审计研究, 2010, 26(5): 48-52.
WANG Fang, WANG Jingdong. Applied research on hypothesis testing in auditing sampling [J]. Auditing Research, 2010, 26(5): 48-52.

编辑 常迎梅