

基于裂缝-基质耦合的裂缝性油藏调驱数值模拟

赵东锋¹, 廖新维¹, 王绍平², 殷丹丹³, 王晓明⁴, 叶恒¹

1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249
2. 中石油长庆油田分公司第二采油厂, 甘肃庆阳 745100
3. 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249
4. 东北石油管道公司, 沈阳 110031

摘要 针对黑油模型等效处理裂缝方法不能很好体现裂缝在油藏中的特性, 利用裂缝-基质耦合渗流理论方法, 建立油水两相三维裂缝性油藏数值模型。基于该数值模型研究油藏地质和开发条件对弱凝胶调驱效果的影响, 对影响因素进行了显著性评价, 通过对调驱影响显著的因素进行定量研究, 提出了裂缝性油藏适宜调驱的油藏条件。利用正交分析方法, 对实际油藏进行调驱参数优化设计。

关键词 裂缝性油藏; 裂缝-基质耦合; 调驱; 数值模拟; 参数优化

中图分类号 TE349

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2013.16.008

Numerical Simulation of Weak Gel Flooding for Fractured Reservoir Based on Fracture-matrix Coupling

ZHAO Dongfeng¹, LIAO Xinwei¹, WANG Shaoping², YIN Dandan³, WANG Xiaoming⁴, YE Heng¹

1. Key Laboratory of Petroleum Engineering of Ministry of Education, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China
2. The 2nd Oil Production Plant, Changqing Oilfields, China National Petroleum Corporation, Qingyang 745100, Gansu Province, China
3. Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China
4. Northeast Petroleum Pipelines Company, Shenyang 110031, China

Abstract Due to the fact that the method of black oil model equivalent treatment fracture is unable to reflect the property of crack in the reservoir quite well, based on the theory of fracture-matrix coupling seepage, a 3D numerical model for oil-water two-phase fractured reservoir is established. By using the numerical model, the effect of different reservoir geology and development conditions on the weak gel modulation drive is researched, and the distinctiveness evaluation for the main influential factors is conducted, and the reservoir conditions for fractured reservoir appropriate flooding are put forward. By taking Jiangsu Oilfield as an example, the orthogonal analysis method is used to process the optimization design for real reservoir displacement parameters, the study results involving the utilization of weak gel modulation for fractured reservoir are able to improve recovery efficiency and have practical significance.

Keywords fractured reservoir; fracture-matrix coupling; flooding; numerical simulation; parameter optimization

0 引言

在裂缝性油藏的注水开发过程中, 由于油藏层间和层内的非均质性, 以及裂缝和基质在渗流能力上的巨大差异, 很容易形成注采井之间的窜流, 油藏的注水波及效率较低。弱

凝胶调驱是提高裂缝性油藏波及效率和驱油效率的一项有效措施, 目前对裂缝性油藏弱凝胶驱的油藏地质适应性和调驱参数优化的研究较少, 且数值模拟对裂缝的处理多采用在黑油模型基础上进行局部网格加密、等值渗流阻力和等连通

收稿日期: 2012-10-22; 修回日期: 2013-01-22

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2011CB707302); 国家科技重大专项(2011ZX05016-006, 2011ZX05009-004-001)

作者简介: 赵东锋, 博士研究生, 研究方向为油气田开发, 电子信箱: dongfeng117@qq.com

系数的方法。由于裂缝与基质渗透率相差较大,且模型网格的尺寸较大,模型计算适应性差,计算量大,早期拟合差距很大。本文利用裂缝-基质耦合渗流理论方法,建立一种油水两相三维裂缝油藏数值模型,开展裂缝性油藏调驱地质适应性和调驱提高采收率参数优化研究。本文以江苏油田杨家坝油藏为例进行调驱参数优化研究^[1-7]。

1 裂缝-基质耦合数学模型

1.1 模型基本假设

裂缝-基质耦合数学模型的假设条件如下:(1) 油藏均质,各向同性,流体在油层中流动和化学反应过程是等温的;(2) 油、水不混溶;(3) 地层压力大于饱和压力,为油水两相渗流;(4) 忽略毛管力的影响和交联剂的吸附;(5) 地层流体和岩石微可压缩;(6) 油层为水平等厚。

1.2 基本微分方程

油藏渗流方程为

$$\frac{k_m}{\mu} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial p_m}{\partial r} \right] + \frac{k_m}{\mu} \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p_m}{\partial \theta^2} - \tau_{mf} + q_{vm} = \phi_m c_m \frac{\partial p_m}{\partial t} \quad (1)$$

其中, k_m 为油藏有效渗透率, μ 为流体黏度, r 为径向坐标, p_m 为油藏压力, θ 为角度坐标, τ_{mf} 为油藏与裂缝间窜流量, q_{vm} 为油藏内采注量, ϕ_m 为油藏孔隙度, c_m 为油藏压缩系数, t 为时间。

裂缝渗流方程为

$$\frac{\partial}{\partial x_f} \left[\frac{k_f w_f}{\mu} \frac{\partial p_f}{\partial x_f} \right] + w_f \tau_{mf} + w_f q_{vf} = w_f \phi_f c_f \frac{\partial p_f}{\partial t} \quad (2)$$

其中, x_f 为裂缝 x 坐标方向, k_f 为裂缝有效渗透率, w_f 为裂缝宽度, p_f 为裂缝内压力, q_{vf} 为裂缝内采注量, c_f 为油藏综合压缩系数, ϕ_f 为裂缝孔隙度。

窜流量方程为

$$\tau_{mf} = \sigma \frac{k_m}{\mu} (p_m - p_f) \quad (3)$$

式中,

$$\sigma = 4 \left[\frac{1}{\Delta r^2} + \frac{1}{(r \Delta \theta)^2} + \frac{1}{h^2} \right] \quad (4)$$

其中, h 为油藏厚度。

交联剂、聚合物、凝胶:

$$\nabla \cdot (H \alpha_i \rho_w D_i \nabla C_i) - \nabla \cdot (H \rho_w V_w C_i) + H Q_i + H \Phi \rho_w S_w (R_{ri} + R_{di}) = H \frac{\partial}{\partial t} [\alpha_i \Phi \rho_w S_w C_i + (1 - \Phi) \rho_r q_i] \quad (5)$$

式中, V_w 为水相达西速度矢量; H 为油藏厚度; α 为可及孔隙体积系数; C 为组分浓度; D 为组分扩散系数; $i=p, c, g$,分别表示聚合物、交联剂、凝胶; Q_i 为向单位体积单元中注入或从中采出 i 组分的质量流量; R_{ri}, R_{di} 分别为交联反应速度和降解速度; ρ_r 为岩石密度。

1.3 物理和化学参数

(1) 交联反应。交联剂和聚合物在油藏条件下发生交联反应生成凝胶,即:聚合物(p)+交联剂(c)→凝胶(g),交联剂化学反应速度(R_{rp})、聚合物化学反应速度(R_{rc})、凝胶化学反

应速度(R_{rg})分别为

$$R_{rp} = -K_{re} C_p^0 K'_{re} \quad (6)$$

$$R_{rc} = -K_{re} C_c^0 K'_{re} \quad (7)$$

$$R_{rg} = -K_{re} (C_p^0 + C_c^0) K'_{re} \quad (8)$$

其中, $K'_{re} = (C_p^0)^m (C_c^0)^n [1 + (m+n-1)K_{re} (C_p^0)^m (C_c^0)^n t]^{\frac{-m+n}{m+n-1}}$; K_{re} 为化学反应速度常数; C_p^0 为某时段聚合物的浓度; C_c^0 为某时段交联剂的浓度; m, n 为反应级数。

(2) 降解。在油层中,凝胶和聚合物的降解主要是化学、热、剪切降解。剪切对凝胶影响不大,因此只考虑热、化学降解,剪切降解对聚合物的影响将在阻力系数中考虑。交联降解速度 R_{de} 由实验给出。

(3) 凝胶和聚合物的吸附滞留。凝胶和聚合物会吸附在油藏岩石表面并滞留其中,聚合物吸附滞留量运用 Langmuir 吸附等温式计算:

$$q_r = q_{rmax} \frac{a C_p}{1 + b C_p} \quad (9)$$

其中, q_{rmax} 为聚合物最大吸附量; C_p 为聚合物的浓度; a, b 分别为系数。

凝胶一旦生成,即被部分或全部滞留下来:

$$q_g = q_g(m_g) \quad (10)$$

其中, m_g 为凝胶的质量。

通常聚合物、凝胶的吸附滞留为不可逆过程。

(4) 阻力系数和残余阻力系数。水相中存在聚合物,将导致水相黏度产生变化。变化情况由聚合物浓度和剪切速率决定。聚合物浓度越大,水相黏度越大,对应关系由一个三阶多项式来模拟。由于聚合物溶液的非牛顿流体特性,因此水相黏度为

$$\mu'_w = \mu_w \mu_r \quad (11)$$

其中, $\mu_r = (C_p, \gamma)$ 。

对于多相渗流,剪切速率为

$$\gamma = \left(\frac{2n+1}{4n} \right)^{\frac{n}{n-1}} |V_w| (0.5KK_w \Phi S_w)^{0.5} \quad (12)$$

其中, n 为剪切速率指数。

聚合物和凝胶在岩石中吸附滞留后会引引起水相有效渗透率的降低。降低系数 R_k 与残余阻力系数 RRF 有如下关系:

$$R_k = 1 + l_p RRF_p + l_g RRF_g \quad (13)$$

其中, $RRF_p = RRF_p(q_p)$; $RRF_g = RRF_g(q_g)$; l_p, l_g 分别为系数。

考虑渗透率降低和水相黏度的变化后,阻力系数表示为

$$R = \mu_r R_k p_f \quad (14)$$

(5) 可及孔隙体积 高分子聚合物和凝胶只能进入多孔介质中较大孔隙空间。用 a_p, a_g 分别表示聚合物和凝胶可及孔隙体积系数,其大小受聚合物的凝胶分子结构、浓度、孔隙大小、孔喉半径等因素的影响。

1.4 定解条件

初始条件

$$p_m(r, \theta, t) \Big|_{t=0} = P_i \quad p_f(f, t) \Big|_{t=0} = P_i \quad (15)$$

其中, p_m 为油藏压力, p_f 为裂缝内压力。

井筒条件为

$$\frac{\pi h k_m}{\mu} \left[r \frac{\partial p_m}{\partial r} \right] \Big|_{r=r_w} + \frac{h k_f}{\mu} \left[w_f(x_f) \frac{\partial p_f}{\partial x_f} \right] \Big|_{x_f=\frac{L_f}{2}} = Q_v \quad (16)$$

$$p_m(r, \theta, t) \Big|_{r=r_w} = p_f(x_f, t) \Big|_{x_f=\frac{L_f}{2}} = p_{wf} \quad (17)$$

油藏外边界条件

$$\frac{\pi h k_m}{\mu} \left[r \frac{\partial p_m}{\partial r} \right] \Big|_{r=r_e} = 0 \quad p_m(r, \theta, t) \Big|_{r=r_e} = p_c \quad (18)$$

裂缝外边界条件

$$\frac{h}{\mu} \left[w_f(x_f) \frac{\partial p_f}{\partial x_f} \right] \Big|_{x_f=0} \Big|_{x_f=\frac{L_f}{2}} = Q_v \quad (19)$$

1.5 数学模型的求解

由于模型方程组的组成方程是非线性偏微分方程, 运用有限差分方法 IMPESEC 把微分方程转化成差分方程, 再求方程的数值解。压力和饱和度由油、水物质守恒方程求得, 并代入交联剂、聚合物、凝胶组物质守恒方程中, 最后求出各

组分浓度。

在建立的数值模型中, 生产井的产量为

$$Q_v = \frac{h k_m}{\mu} \sum_{j=1}^{N\theta} \frac{(p_{m2}^{n+1} - p_{wf})}{\Delta x_m} + \frac{h k_f w_{f1}}{\mu} \frac{(p_{f2}^{n+1} - p_{wf})}{\Delta x_{f1}} \quad (20)$$

2 裂缝性油藏调驱效果影响因素分析

为定量研究不同因素对调驱效果的影响, 设计正交实验表研究不同因素组合的模拟方案, 对计算结果进行方差分析, 根据值确定各因素的影响程度^[8-11]。

2.1 基本计算模型

选择层间渗透率级差、裂缝基质渗透率比、储层有效厚度、基质渗透率、储层韵律特征、裂缝密度、注采井距 7 个因素, 每个因素取 3 个变化水平, 如表 1 所示。

2.2 模型计算分析

为减少计算过程中各种误差的影响, 对模拟结果进行方差分析。正交方差分析方法的步骤为: ① 离差平方和 S_Y 的计算; ② 自由度的计算; ③ 计算平均离差平方和; ④ 计算 F_Y 值; ⑤ 显著性因素检验。方差分析结果如表 2 所示。

表 1 影响因素水平设计表

Table 1 List of influential factor level design

水平	影响因子						
	层间渗透率级差	裂缝基质渗透率比	储层有效厚度/m	基质渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	储层韵律特征	裂缝密度/ m^{-1}	注采井距/m
1	3	5	3	10	正	0.50	100
2	10	20	7	25	反	1.25	200
3	20	40	12	75	复合	3.50	350

表 2 弱凝胶调驱影响因素正交方差分析结果

Table 2 Result of influential factors orthogonal variance analysis in weak gel flooding

方差分析	影响因素						
	层间渗透率级差	裂缝基质渗透率比	储层有效厚度/m	基质渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	储层韵律特征	裂缝密度/ m^{-1}	注采井距/m
S_Y	9.23	78.1	0.35	0.38	0.41	26.5	23.8
F_Y	26.8	24.4	0.09	0.11	0.14	8.26	7.69
显著性评价	非常显著	非常显著	不显著	不显著	不显著	显著	显著

可以看出, 影响调驱增加采收率效果最为显著的因素是储层层间渗透率级差和裂缝基质渗透率之比。油藏储层层间渗透率级差、裂缝基质渗透率比越大, 弱凝胶驱替增加采收率相对越高。影响显著的因素包括裂缝密度和注采井距, 注采井距越小, 裂缝密度越大, 调驱效果相对越好^[12-14]。影响因素中不太显著的是储层有效厚度、基质渗透率和储层韵律特征, 不同储层有效厚度、基质渗透率和不同地层韵律情况下, 实施调驱对于提高油藏采收率的影响不大。

3 裂缝性油藏地质适应性分析

选择对弱凝胶调驱影响非常明显储层层间渗透率级差和裂缝基质渗透率之比两个因素, 进行裂缝性油藏地质条件的适应性分析, 确定裂缝性油藏弱凝胶调驱适宜的地质条件。

3.1 层间级差

利用前文建立的数值模型, 在确定的弱凝胶注入条件下, 分析地质因素渗透率层间级差变化对驱替效果的影响。结果如图 1~图 4 所示。

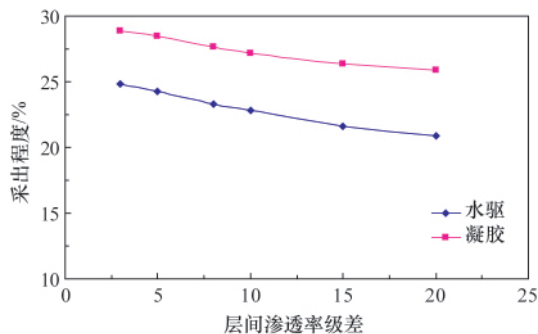


图 1 水驱、弱凝胶驱替采出程度对比 (不考虑裂缝)
Fig. 1 Recovery degree comparison between water drive and weak gel displacement under no consideration of crack

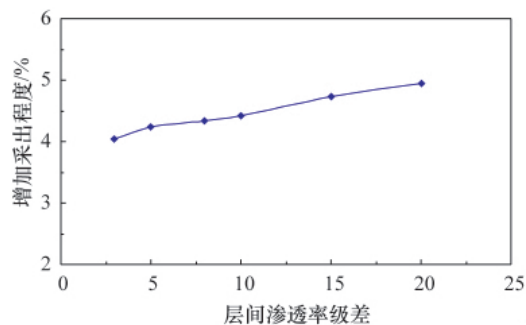


图 2 弱凝胶驱替提高采收率 (不考虑裂缝)
Fig. 2 Oil recovery enhancement for weak gel displacement under no consideration of crack

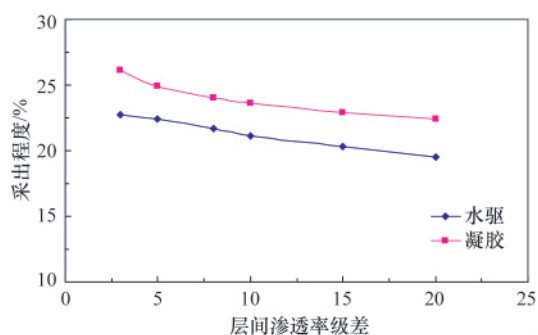


图 3 水驱、弱凝胶驱替采出程度对比 (考虑裂缝)
Fig. 3 Recovery degree comparison between water drive and weak gel displacement taking crack into consideration

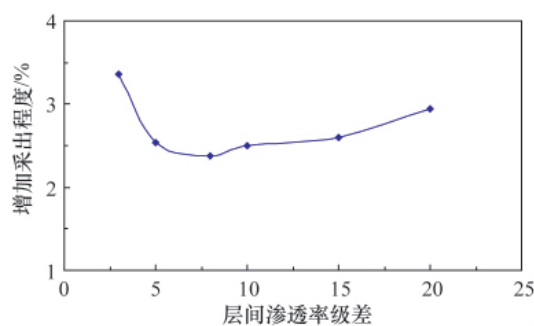


图 4 弱凝胶驱替提高采收率 (考虑裂缝)
Fig. 4 Oil recovery enhancement with weak gel displacement taking crack into consideration

可以看出,无裂缝条件下随着层间级差的增大,弱凝胶驱替效果越好,但增幅逐渐减小;有裂缝条件下,增加采出程度曲线呈先降低再增加趋势,这是裂缝性油藏和非裂缝性油藏的不同之处,表明弱凝胶驱替对由层间渗透率级差引起的层间窜流和由裂缝引起的层内窜流所造成的波及效率低的情况均有所改善^[19]。在裂缝性油藏中层间级差小于5时,层间窜流不明显,对波及效率的影响主要是以裂缝引起的层内窜流,层间级差越小,油藏纵向波及效率越高,调驱措施整体提

高采收率较高。当层间级差大于5时,对波及效率的影响主要是由层间级差引起的层间窜流,油藏各层渗透率级差越大,弱凝胶驱替提高采收率相对越高。

3.2 裂缝窜流程度

在层间渗透率级差相同、裂缝与基质渗透率比不同的条件下,弱凝胶驱替相对于水驱提高采收率的效果。结果如图5、图6所示。

结果表明,弱凝胶驱替可较大幅度提高裂缝油藏的开发

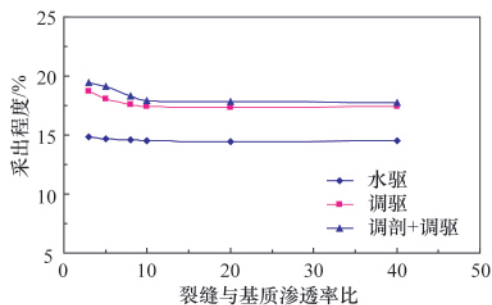


图 5 不同开发条件效果对比
Fig. 5 Effect comparison between different development conditions

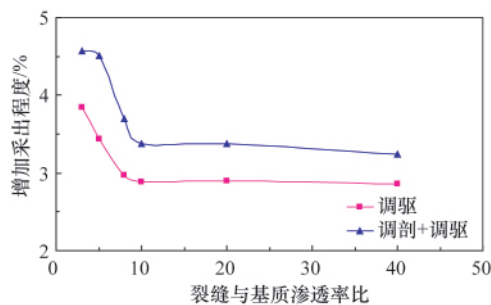


图 6 不同开发条件提高采收率对比
Fig. 6 Comparison of oil recovery enhancement between different development conditions

效果。在裂缝与基质渗透率比小于 15 时,弱凝胶驱替的提采幅度逐渐减小;当裂缝与基质渗透率比大于 15 后,弱凝胶驱替的提采幅度基本一致。说明对于方向裂缝发育很强的油藏,弱凝胶需结合调剖措施进行组合驱替。

4 油藏实例计算

根据上文的调驱适应性分析结果,在杨家坝油藏挑选出几个井组,根据油藏实际数据建立裂缝-基质耦合数值模型,进行参数优化研究。

4.1 油藏基本状况

杨家坝油藏位于江苏省金湖县境内,构造上属于金湖凹陷下闵杨断裂构造带南部的一个北倾断鼻构造。平均孔隙度 18.2%,渗透率 $23.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,是一主要受断层、鼻状构造控制、局部受岩性影响的层状复杂断块砂岩油藏,属裂缝性低渗透砂岩油藏。

4.2 调驱参数优化

在确定的弱凝胶注入条件下,分析弱凝胶注入时机、注入黏度和弱凝胶总量变化对驱替效果的影响(图 7~图 9)。

由模拟计算结果可知,杨家坝油藏弱凝胶驱替的注入黏度为 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$ 时,能有效调整驱替前缘;注入时机在早期或水驱后期较为适宜;注入总量控制在 0.1PV 效果较好(PV 为模拟区块的总孔隙体积)。

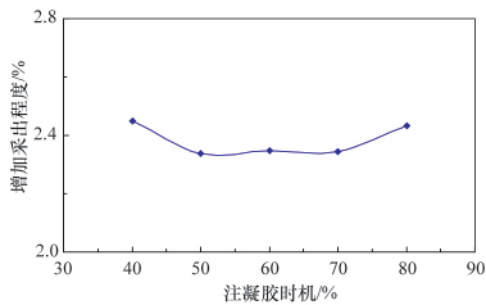


图 7 不同注入时机提高采收率对比

Fig. 7 Comparison of oil recovery enhancement between different injection timings

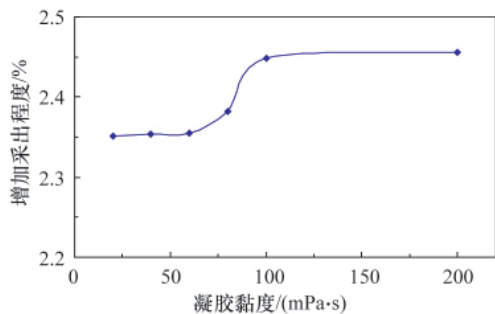


图 8 不同注入粘度提高采收率对比

Fig. 8 Comparison of oil recovery enhancement between different injection viscosities

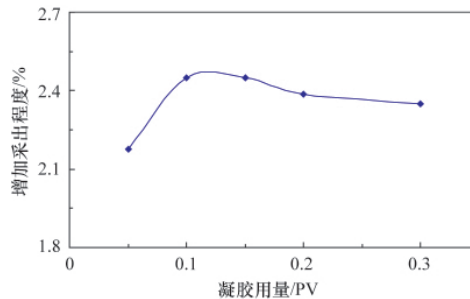


图 9 不同注入总量提高采收率对比

Fig. 9 Comparison of oil recovery enhancement between different cumulative injections

4.3 调驱方式正交设计优化

对影响区块弱凝胶调驱效果的调驱时机、凝胶黏度和凝胶用量 3 个主要因素,分别取不同水平值,利用正交设计分析方法,计算不同组合下的弱凝胶调驱增加采收率、单位 PV 堵剂用量增加采收率的效果,以确定适合裂缝型油藏弱凝胶调驱的最佳组合方案(表 3)。

表 3 不同弱凝胶调驱方案正交设计表

Table 3 Orthogonal design table for different weak gel flooding solutions

试验号	调驱时机含水率/%	凝胶黏度/(mPa·s)	凝胶用量/PV	增加采收率/%	单位 PV 增加采收率/%
1	40	18	0.05	2.0	39.7
2	40	55	0.1	2.3	23.3
3	40	100	0.2	2.5	12.3
4	60	18	0.1	2.0	20.3
5	60	55	0.2	2.3	11.7
6	60	100	0.05	2.2	43.2
7	80	18	0.2	2.1	10.7
8	80	55	0.05	2.2	43.6
9	80	100	0.1	2.5	24.6

由表 4 结果分析得出,调驱时机选在油田含水率达到 80% 时,当凝胶黏度为 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$,弱凝胶用量在 0.05~0.2PV 以内,调驱作业的综合效益最好。

表 4 不同弱凝胶调驱方案正交分析表

Table 4 Orthogonal analysis table for different weak gel flooding solutions

试验号	增加采收率/%			单位 PV 增加采收率/%		
	调驱时机	凝胶黏度	凝胶用量	调驱时机	凝胶黏度	凝胶用量
1	6.8	6.2	6.3	75.3	70.7	126.5
2	6.5	6.8	6.8	75.2	78.5	68.2
3	6.8	7.1	6.9	78.9	80.1	34.7
级差	0.3	0.9	0.6	3.7	9.3	91.8
优化方案	含水率 80%	黏度 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$	注入量 0.2PV	含水率 80%	黏度 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$	注入量 0.05PV

4.4 实施效果

按照优化的调驱参数并结合现场情况对注水井杨 35 实施调驱措施,杨 35 井注入压力升高,周围采油井含水率明显降低,杨 19-1 含水率由 91.2%降低至 78.6%、杨 11-5 含水率由 96.3%降低至 86.4%、杨 38 含水率由 89.6%降低至 73.1%,周围采油井产油量均上升,井组无因次累积增油量为 2.1,通过优化参数的调驱措施,有效地提高了波及效率。油田现场的措施效果与数值模拟的变化趋势一致,数量接近,验证了数值模型的可靠性,以及裂缝性油藏弱凝胶调驱适宜条件和参数优化研究结果的正确性。

5 结论

(1) 通过裂缝性油藏调驱影响因素的正交方差显著性评价,影响调驱提高采收率效果最为显著的因素是层间渗透率级差和裂缝基质渗透率之比。

(2) 在油田含水率 80%时,用粘度为 100mPa·s 的凝胶,注入量 0.05~0.2PV,调驱作业的综合效益最好,既可以充分满足提高波及效率的要求,又有利于控制调驱成本。

(3) 经现场实际资料验证,裂缝-基质耦合方法可以用来模拟裂缝性油藏的开发情况,优选调驱适宜地质条件,优化调驱参数,提高油田开发采收率。

参考文献 (References)

- [1] 刘慧卿. 油藏数值模拟方法专题[M]. 东营: 石油大学出版社, 2001 年.
Liu Huiqing, Reservoir numerical simulation method to project [M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2001.
- [2] 王祖文, 王新海, 黎洪. Z411 块敏感性稠油油藏蒸汽吞吐开采数值模拟研究[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(1): 118-12.
Wang Zuwen, Wang Xinhai, Li Hong. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(1): 118-12.
- [3] 尹定. 不规则多边形有限差分网格方法及其在油藏数值模拟中的应用[J]. 石油学报, 1990, 11(3): 82-86.
Yin Ding, Acta Petrolei Sinica, 1990, 11(3): 82-86.
- [4] 殷丹丹, 杨胜来, 赵东锋, 等. 化生热体系参数优化及驱油效率试验研究[J]. 断块油气田, 2012, 19(4): 500-503.
Yin Dandan, Yang Shenglai, Zhao Dongfeng, et al. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(4): 500-503.
- [5] 陈民锋, 范英彬, 赵东锋, 等. 稠油油藏热力-化学复合驱开发规划研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2011, 33(4): 89-95, 193.

- Chen Minfeng, Fan Yingbin, Zhao Dongfeng, et al. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(4): 89-95, 193.
- [6] 谢海兵, 恒冠仁, 郭尚平, 等. PEBI 网格二维两相流数值模拟[J]. 石油学报, 1999, 20(2): 57-61.
Xie Haibing, Heng Guanren, Guo Shangping, et al. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(2): 57-61.
 - [7] 王宏勋, 张士诚. 水力压裂设计数值计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
Wang Hongxun, Zhang Shicheng. Hydraulic fracturing design numerical calculation method[M]. Beijing: The University of Petroleum Press, 1998.
 - [8] 李宇乡, 唐孝芬, 刘双成. 我国油田化学堵水调剖剂开发和应用现状[J]. 油田化学, 1995, 12(1): 88-94.
Li Yuxiang, Tang Xiaofen, Liu Shuangcheng. Oilfield Chemistry, 1995, 12(1): 88-94.
 - [9] 肖传敏, 王正良. 油田化学堵水调剖综述[J]. 精细石油化工进展, 2003, 4(3): 43-47.
Xiao Chuanmin, Wang Zhengliang. Advances in Fine Petrochemicals, 2003, 4(3): 43-47.
 - [10] Bryant S L, Lockhar T P. Reservoir engineering analysis of microbial enhanced oil recovery [R]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2002, 5(5): 365-374.
 - [11] 田鑫, 任芳祥, 韩树柏, 等. 可动微凝胶封堵性能影响因素研究[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(6): 139-142.
Tian Xin, Ren Fangxiang, Han Shubai, et al. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(6): 139-142.
 - [12] 孙焕泉, 王涛, 肖建洪, 等. 新型聚合物微球逐级深部条剖技术[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(4): 77-79.
Sun Huanquan, Wang Tao, Xiao Jianhong, et al. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(4): 77-79.
 - [13] 赵玉武, 王国锋, 朱维耀. 纳微米聚合物驱油室内实验及数值模拟研究[J]. 石油学报, 2009, 30(6): 894-897.
Zhao Yuwu, Wang Guofeng, Zhu Weiyao. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 894-897.
 - [14] 王涛, 田玉刚, 胡秋平, 等. 垦 632 块强非均质高温油藏聚合物微球注入设计[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(3): 368-370.
Wang Tao, Tian Yugang, Hu Qiuping, et al. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(3): 368-370.
 - [15] 程海鹰, 柳敏, 胡静, 等. 新型淀粉-纤维素基微生物驱营养体系研究[J]. 石油学报, 2010, 31(1): 105-109.
Cheng Haiying, Liu Min, Hu Jing, et al. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(1): 105-109.

(责任编辑 张玉肖, 吴晓丽)

《科技导报》征集“封面文章”

为快速反映我国最新科技研究成果,《科技导报》拟利用刊物最显著位置——封面将最新科研成果第一时间予以突出报道。来稿要求:研究成果具创新性或新颖性;反映该领域我国乃至世界前沿研究水平;可以图片形式予以反映,图片美观、清晰、分辨率超过 300dpi;文章篇幅不限,要说明研究的背景、方法、取得的结果,以及结论。在线投稿:www.kjdb.org。