

文章编号:1673-5005(2012)03-0115-06

考虑非达西流的低渗透油藏水力压裂优化研究

卞晓冰¹, 张士诚¹, 马新仿¹, 甘云雁²

(1. 中国石油大学 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 中海油研究总院, 北京 100027)

摘要:建立充分考虑低渗透油藏渗流特征以及压裂井导流能力失效性的数学模型,并在原有黑油模拟器的基础上,实现该模型的数值求解。以井生产时所诱发的压力波为基础,基于渤海湾某低渗透油田实际数据,从极限波及区域的角度对水力压裂进行优化研究。结果表明:压裂后波及区域的增加是单井增产的主要原因;发生井间干扰时,干扰部位的极限波及区域形态可以比较直观地反映井网控制程度及剩余油分布情况;可以根据注水井和采油井在投产后的压力波及系数变化开始减缓时的波及区域,确定压裂注采井的合理井距,当注采井连线与裂缝方向的夹角大于70°时,井组系统和裂缝系统的匹配性最优。

关键词:低渗透油藏;非达西流;压力波及区域;井间干扰;合理井距;整体压裂;数值模拟;优化

中图分类号:TE 348

文献标志码:A

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2012.03.019

Optimization of hydraulic fracturing considering non-Darcy flow in low permeability reservoirs

BIAN Xiao-bing¹, ZHANG Shi-cheng¹, MA Xin-fang¹, GAN Yun-yan²

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China)

Abstract: A mathematical model was established considering non-Darcy flow in low permeability reservoirs as well as fracture flow conductivity failure, and the numerical solution was obtained based on the existing black oil simulator. A real Bohai reservoir model was developed to analyze hydraulic fracturing treatment on the basis of pressure propagation during well producing. The results show that the increase of drainage area after fracturing is the main factor of productivity improvement. When the well interference occurs between oil and water wells, the maximum drainage area of disturbance parts can directly reflect well pattern control degree and residual oil distribution. According to the drainage area that pressure spread speed begins to slow down during well producing, the reasonable injector-producer spacing is confirmed. The key factor of integral hydraulic fracturing is to make well system and fracture system be a perfect match. Taking the basic well unit as example, the optimum assembly of well unit and fracture system is gained when the angle between the fractures and the injection-production well line is above 70°.

Key words: low permeability reservoirs; non-Darcy flow; pressure swept region; well interference; reasonable injector-producer spacing; integral hydraulic fracturing; numerical simulation; optimization

低渗透油藏比中高渗透油藏开发难度大,在实际生产中,有的低渗透区块甚至形成“注不进,采不出”的严重被动局面,必须实施压裂措施以改善开发效果^[1]。这是因为低渗透油藏中的流体在渗流时不遵循达西定律,除了要克服流体流动带来的黏

滞阻力,还必须克服原油边界层所引起的附加阻力,即启动压力梯度^[2];此外,低渗透油藏还具有显著的应力敏感性^[3]。这些特征都使流体的渗流阻力增大。低渗透油田的动态开发过程是不同时间内地层流体受到的各种驱动力和阻力共同作用的结果。

收稿日期:2011-11-28

基金项目:国家科技重大专项课题(2008ZX05024-03-003-004)

作者简介:卞晓冰(1985-),男(汉族),山东菏泽人,博士研究生,主要从事低渗透油藏增产机制及油藏数值模拟研究。

地层中压力场各点处的差异形成驱动力,当一口井压力波及前缘处流体受到的驱动力不足以克服阻力时,压力波停止传播而形成极限波及区域,即单井极限控制面积。极限波及区域的存在使得数模中对地质模型边界的选择更为灵活,只要大于模型中所有井的极限井控面积即可。国内外学者对压裂井极限波及区域进行了大量研究^[4-7],但针对压裂水井的研究较少,其中解析模型考虑的因素并不全面,而目前商业软件对低渗透油藏和人工裂缝的模拟只能近似处理,也得不到满意的效果。因此,笔者建立考虑低渗透油藏启动压力梯度和应力敏感性的压裂井数学模型,在原有黑油模拟器的基础上,实现该模型的数值求解,基于渤海湾某低渗透油田实际数据,研究低渗透油藏非达西流条件下压裂井和裂缝的匹配性。

1 低渗透油藏非达西渗流模型

1.1 数学模型的建立

低渗透油藏非达西渗流与达西渗流数学模型的区别在于运动方程和状态方程的不同^[8,9]。根据低渗透油藏的生产特点和人工裂缝的渗流特征,建立三维两相油藏模型与二维两相裂缝模型^[9-10]。

油藏模型为

$$\nabla \left\{ \left[\frac{k K_{rel} \rho_l}{\mu_l} M_l \nabla p_l \right] \right\} + q_l = \frac{\partial (\varphi \rho_l S_l)}{\partial t}, \quad (1)$$

其中

$$M_l = \begin{cases} 1 - \frac{G_l}{|\nabla p_l|}, & |\nabla p_l| > G_l, \\ 0, & |\nabla p_l| \leq G_l, \end{cases}$$

$$G_o = a k^b, \quad k = k_0 \exp(\alpha(p - p_0)),$$

$$\varphi = \varphi_0 \exp(\beta(p - p_0)).$$

式中,下角 l 为油相或水相; k 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{rel} 为相对渗透率; ρ_l 为流体的密度, kg/m^3 ; μ_l 为流体的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; φ 为孔隙度; q_l 为地层流体注入或采出项, m^3/s ; p_l 为地层网格点上的压力, MPa ; M_l 为地层流体是否流动的判别项; G_l 为启动压力梯度, MPa/m ; a 、 b 为启动压力梯度回归系数,由于水相启动压力梯度相对较小,研究中令其为油相启动压力梯度的 $1/10$; α 和 β 分别为渗透率和孔隙度的变化系数, MPa^{-1} 。

裂缝模型为

$$\nabla \left[\frac{k_f K_{rel} \rho_f}{\mu_f} \nabla p_f \right] + q_{fm} = \frac{\partial (\varphi_f \rho_f S_f)}{\partial t}, \quad (2)$$

其中

$$k_f = k_{f0} \exp(-ct) + k_{f0}.$$

式中, q_{fm} 为地层向裂缝的窜流量, m^3/s ; p_f 为裂缝网格点上的压力, MPa 。 k_0 、 k_f 、 k_{f0} 分别为地层、裂缝和裂缝初始渗透率, μm^2 ; t 为时间; d ; c 为回归系数。

式(1)、(2)中的系数由室内试验结果确定^[3,11-12],分别为 $a = 0.074\ 73$, $b = -1.117$, $\alpha = 0.011$, $\beta = 0.002$, $c = 0.037\ 2$ 。

根据人工裂缝和油藏之间接触面的压力和流量相等的原则确定内边界连续条件,再加上封闭外边界条件和初始条件,式(1)、(2)即构成了完整的低渗透油藏压裂井非达西渗流数学模型。采用IMPES方法对油藏模型和裂缝模型进行耦合求解,从而可得到压裂井的生产动态数据。

1.2 不压裂单井径向流理想模型

选用渤海湾某低渗透油田主力油层基础数据:小层厚度 6.7 m ,地层渗透率 $2.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度 0.165 ,原始含水饱和度 0.509 ,地层油黏度 $3.3\text{ mPa} \cdot \text{s}$,地层油体积系数 1.58 ,地层油压缩系数 2.243 GPa^{-1} ,原始地层压力 31.58 MPa ,井筒半径 0.1 m ,单井生产压差 3 MPa ,启动压力梯度 $0.026\ 3\text{ MPa}/\text{m}$ 。

根据以上油藏参数建立考虑启动压力梯度的不压裂单井数值模型。表1为单井泄油半径和日产量随时间变化的模拟结果。可以看出,在投产初期(前 211 d)单井泄油半径的增幅较大,随着生产时间的继续增加,泄油半径的增幅逐渐减缓,并在第 811 d 时达到极限泄油半径 105.10 m ,之后不再变化。

表1 不压裂单井泄油半径和产量随时间的变化

Table 1 Variation of drainage radius and daily oil production rate with time for a single well without treatment

时间 t/d	泄油半径 r/m	产量 $Q/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$
0.7	18.81	1.090
31.0	48.71	0.603
52.0	57.03	0.438
91.0	66.40	0.265
150.0	75.82	0.203
211.0	85.28	0.164
391.0	95.14	0.110
811.0	105.10	0.056
1050.0	105.10	0.048
1531.0	105.10	0.032

存在启动压力时,稳定流状态下供给半径范围内的压力分布^[2]表达式为

$$p=p_w+\frac{Q\mu}{2\pi kh}\ln\frac{r}{r_w}+\lambda(r-r_w).$$
 (3)

式中, p_w 为井底流压,MPa; r_w 为井筒半径,m。
在径向渗流情况下,单井生产时的等压线是一组以井轴为中心的同心圆,其泄油边界处的压力是原始地层压力。由表 1 知,单井处于极限泄油半径状态时,油井产量处于较低水平且变化甚缓,可以认为此时生产井近似处于稳定状态。图 1 为单井生产 811 d 时井壁到供给边缘处的压力分布数值解与由式(3)计算出的理论解对比曲线。可以看出,两者差别很小,因此本模型对于压力波传播过程中泄油区域的计算结果可靠。

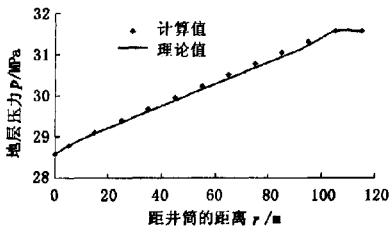


图 1 不压裂单井径向渗流压力分布
Fig.1 Radial seepage pressure distribution
of a non-fractured single well

2 压裂单井极限波及区域

压裂井极限波及区域的准确求取对油田开发方案设计、单井控制储量的判定具有重要的作用。大量理论和试验研究表明,由于人工裂缝的存在,压裂井的等压线近似椭圆形状^[46]。根据 1.2 中的实际油藏地质基本参数,运用所编制的低渗透油藏数值模拟软件,对不同压裂参数条件下的油、水井极限椭圆波及区域进行研究。

2.1 注水井压裂参数的确定

注水能够保持地层压力,增大生产压差,改善低渗透储层的开发效果。不压裂注水井压力扩散慢,容易在井底附近形成高压带^[1]。在注水时间为 10 a、压差 3 MPa 的条件下,分析注水井的压裂参数对其波及区域和累积注水量的影响,其中半缝长为 10 ~ 110 m,裂缝导流能力为 10 ~ 60 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,计算结果见表 2、3。

可以看出,相对于不压裂水井,即使压裂一条半缝长为 30 m 的短缝,也可以极大提高压力波的波及速度,在第 1 年尤为明显,可使注水波及区域增加 118.252%,累积注水量可提高 7.176 倍。当注入时间足够长,最终极限注水波及区域可增加

20.275%,累积注水量可提高 3.939 倍。因此,对注水井实施压裂措施可以极大地提高注水效果。

极限波及区域和累积注水量随着半缝长的增加而增加,但增幅逐渐变小,两者的变化趋势一致,可以认为波及区域的增加是水井增注的主要原因。当半缝长大于 90 m 时,极限波及区域和累积注水量均变化不大,因此不必对注水井压长缝。相对于半缝长,导流能力的增加对极限波及区域和累积注水量的影响较小。由此确定注水井的压裂半缝长为 50 ~ 90 m,导流能力为 20 ~ 30 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

表 2 裂缝半长对波及区域和累积注水量的影响

Table 2 Effect of fracture half length on swept region and cumulative water injection volume

裂缝 半长/m	波及区域增量/%		累积注水量增加倍数	
	1 a	10 a	1 a	10 a
不压裂	0	0	0	0
10	106.961	13.651	5.667	2.827
30	118.252	20.275	7.176	3.939
50	150.889	37.076	11.210	6.583
70	168.523	47.173	13.594	8.247
90	177.030	52.989	14.673	9.726
110	182.890	54.120	15.238	10.153

表 3 裂缝导流能力对波及区域和累积注水量的影响

Table 3 Effect of fracture flow conductivity on swept region and cumulative water injection volume

导流能力/ ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	波及区域增量/%		累积注水量增加倍数	
	1 a	10 a	1 a	10 a
不压裂	0	0	0	0
10	104.795	36.914	8.504	4.914
20	136.504	36.995	10.317	6.283
30	150.889	37.076	11.210	6.583
40	162.490	37.318	11.724	6.798
50	165.584	37.722	12.032	6.869
60	166.821	38.126	12.087	6.929

2.2 采油井压裂参数的确定

在生产时间为 10 a、压差 3 MPa 的条件下,分析了采油井的压裂参数对波及区域和累积采油量的影响,其中半缝长为 60 ~ 160 m,裂缝导流能力为 10 ~ 60 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,计算结果见表 4、5。由表 4、5 可知,裂缝参数对压裂油井的影响与压裂注水井相似,对采油井实施水力压裂可明显提高其开发速度,且在第 1 年尤为明显。当半缝长大于 140 m 时,极限波及区域和累积产油量增幅开始变缓;当裂缝导流能力大于 40 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 时,导流能力的增加对极限波及区域和累积采油量的影响较小。由此确定出采油井的压裂半缝长为 120 ~ 140 m,导流能力为 30 ~ 40 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

表4 裂缝半长对波及区域和累积采油量的影响
Table 4 Effect of fracture half length on swept region and cumulative oil production volume

裂缝 半长/m	波及区域增量/%		累积采油量增加倍数	
	1 a	10 a	1 a	10 a
不压裂	0	0	0	0
60	78.211	39.533	1.260	0.641
80	105.404	47.953	1.635	1.029
100	133.966	76.874	2.025	1.611
120	147.819	96.943	2.256	2.055
140	159.278	115.456	2.420	2.359
160	169.540	121.202	2.523	2.510

表5 裂缝导流能力对波及区域和累积采油量的影响

Table 5 Effect of fracture flow conductivity on swept region and cumulative oil production volume

导流能力/ ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	波及区域增量/%		累积采油量增加倍数	
	1 a	10 a	1 a	10 a
不压裂	0	0	0	0
10	94.117	77.393	1.065	1.788
20	133.966	87.428	1.711	1.827
30	147.819	96.943	2.256	2.055
40	155.516	99.135	2.438	2.094
50	161.844	100.058	2.594	2.126
60	162.015	100.836	2.744	2.173

3 压裂井井间干扰

实际油田是对多口井同时进行开发的,由于每口井作业时都会引起地层压力的相应变化,多井同时工作就会发生井间干扰。通过研究区块油、水井发生井间干扰时的极限波及区域,可以比较直观地判断井网对油田的控制程度以及剩余油的分布情况。

3.1 极限井距的求取

两口井的极限波及区域所形成的椭圆相切时对应的井距为极限井距。对于非达西渗流而言,若井距超过了两口井的极限控制范围,则不会发生井间干扰。图2以一注一采两口井为例,左上方椭圆表示采油井的极限波及区域,其长半轴为 a_1 ,短半轴

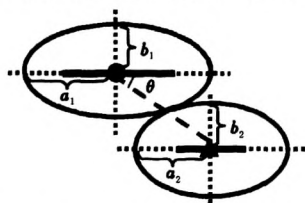


图2 极限注采井距示意图

Fig.2 Sketch map of the maximum injector-producer spacing

为 b_1 ;右下方椭圆表示注水井的极限波及区域,其长半轴为 a_2 ,短半轴为 b_2 ; θ 为裂缝方向和注采井连线的夹角。此时的井距 d 为极限井距,即

$$d = \left(\frac{\cos^2 \theta}{a_1^2} + \frac{\sin^2 \theta}{b_1^2} \right)^{-\frac{1}{2}} + \left(\frac{\cos^2 \theta}{a_2^2} + \frac{\sin^2 \theta}{b_2^2} \right)^{-\frac{1}{2}}. \quad (4)$$

3.2 生产井井间干扰

根据单井裂缝优化结果,选取油井半缝长120 m,导流能力 $30 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。油井连线和裂缝方向呈 45° 角。计算得到此时油井极限椭圆的长、短半轴分别为175.3和105.2 m,根据式(4)计算得到泄油面积不相交的油井极限井距为255 m。缩小井距,分析井间干扰情况。

以140 m井距为例,做出两口生产井投产1 a和2 a时的地层压力分布图,见图3。压裂投产1 a时,两口油井压力波刚开始发生井间干扰,泄油面积开始重叠,2 a后达到极限泄油面积。表6为不同油井井距条件下发生井间干扰时单井累积产油量与不干扰情况相比的下降程度。井距越小,发生井间干扰的时间越早,与不干扰情况相比产量降幅越大。这是因为井距越小井间干扰越严重,泄油面积重叠部分越大,而两口油井在泄油面积重叠部分激发的驱动压力梯度方向相反,容易形成死油区,与相同条件下无干扰的压裂井相比产量也越小。因此,为了获得最好的开发效果,要求实际井网部署中油井之间的极限泄油面积彼此不相交。

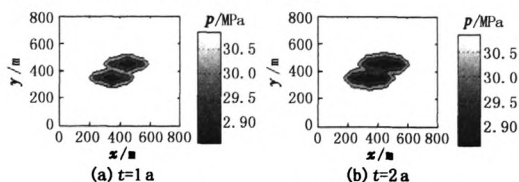


图3 两口油井生产1 a和2 a时的压力分布

Fig.3 Pressure distribution of two interfering oil wells after producing for 1 year and 2 years respectively

表6 油井井距对累积产量的影响

Table 6 Effect of oil well spacing on cumulative oil production volume

井距 d/m	生产1 a 累积 产量减幅/%	生产10 a 累积 产量减幅/%
80	-11.69	-21.99
110	-6.52	-15.32
140	-2.97	-9.84
170	-0.84	-5.58
200	-0.05	-2.74

3.3 一注一采井间干扰

根据单井裂缝优化结果,选取水井半缝长70

m,油井半缝长 120 m,导流能力 $30\ \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 。油水井连线和裂缝方向呈 45° 角。计算得到此时水井极限椭圆的长、短半轴分别为 174.7 和 142.5 m,根据式(4)可知此时油水井极限控制区域不相交的极限井距为 284 m。缩小井距,分析井间干扰情况。

图 4 是注采井距为 170 m 时井组投产 1 a 和 3 a 时的地层压力分布。压裂投产 1 a 时,两口井压力波刚开始发生井间干扰,3 a 后达到极限控制面积。井间干扰使油水井的控制面积不再对称,具体体现在远离水井部分的油井泄油面积缩小,而靠近水井的油井泄油面积部分由于受水井提供的驱动压力作用,一些原来不能流动的区域得到有效动用,泄油面积被扩大;油井对于水井亦有相似的干扰作用。

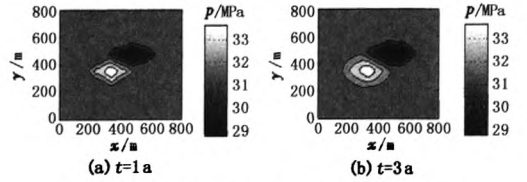


图 4 一注一采生产 1 a 和 3 a 时的压力分布

Fig.4 Pressure distribution of interfering oil and water wells after producing for 1 year and 3 years respectively

油水井距对油井见水时间和含水率的影响见表 7。油水井井距越小油井受效越快,见水时间越早;但井距越小生产过程中油水井的控制面积越小,油井见水后含水率上升也越快,不利于长期稳产。由于极限注采井距是油水井可连通的最大距离,在实际开发方案设计中,注采井距不能大于极限注采井距,需要根据油井采油速度和最终采收率进行合理优化。

表 7 油水井距对油井见水时间和含水率的影响

Table 7 Effect of injector-producer spacing on water breakthrough time and water cut

井距 d/m	见水时间 t_w/d	生产 10 a 含水率 $f_w/\%$
110	196	88.68
140	373	85.80
170	577	82.05
200	816	75.83
230	1057	67.05

4 整体压裂优化设计

裂缝的存在加剧了地层的非均质性,在进行压裂优化设计时要考虑井组和裂缝的匹配性,这是整体压裂优化设计的关键。图 2 中的角度 θ 即反应了油水井组系统和裂缝系统的匹配性。由于海上油田

受平台和施工条件的限制多部署不规则井网,本文中以注采井组为例进行整体压裂优化。

根据单井压裂优化结果,在目标区块油藏参数条件下,注水井和采油井在投产前 1 a 时的压力波及区域增加较快,选择此时的波及区域相切作为合理注采井距,可使地层本身的能量与注水能量都得到较好的利用。计算不同 θ 角及合理井距情况下投产 10 a 的采出程度, θ 取值为 $0^\circ\sim 90^\circ$,结果见图 5。由图 5 可知, $\theta=0^\circ$ 时油井采出程度最低,随着 θ 的增加,油井产量也逐渐增加,说明裂缝与井组匹配性逐渐变好,这与电模拟试验^[9]的结果一致。当 θ 从 0° 增加到 40° 时,产量增加缓慢; θ 为 $40^\circ\sim 70^\circ$ 时,产量有较大幅度的提高; $\theta>70^\circ$ 后产量的增幅又开始变得比较平缓。因此,对于注采压裂井组,为了使油井得到最大程度的驱动能量,注采井连线与裂缝方向的夹角 θ 应大于 70° 。

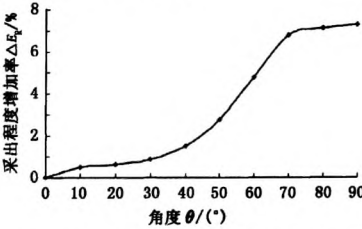


图 5 不同角度下油井采出程度增加率

Fig.5 Recovery increase rate of well unit with different angles between fractures and injection-production well line

目标区块地层渗透率取值为 $1\times 10^{-3}\sim 10\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, $\theta=80^\circ$,绘制不同注采压差和渗透率条件下压裂井组相对应的合理注采井距图,见图 6。从图 6

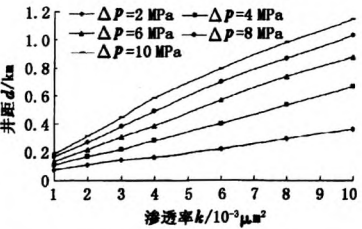


图 6 不同注采压差和渗透率条件下压裂井合理注采井距

Fig.6 Plate of reasonable injector-producer spacing and permeability under different pressure drawdown

中可以看出:渗透率越低,注采井距越小,即其中流体流动的非达西性越强,受到的阻力越大;压差是地层流体的驱动力,可以通过增大压差来扩大注采井距,从而减少井数,提高油田开发效益。

5 结 论

(1)以井生产所诱发的压力波传播为基础,应用渤海湾某低渗透油田实际数据,从极限波及区域的角度对压裂裂缝参数进行了优化,确定出注水井的最优半缝长为50~90 m,导流能力为20~30 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$;采油井的最优半缝长为120~140 m,导流能力为30~40 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

(2)压裂后波及区域的增加是单井增产的主要原因,研究油、水井发生井间干扰时的极限波及区域可以比较直观地判断井网对油田的控制程度以及剩余油的分布情况。

(3)可以根据注水井和采油井在投产后压力波及系数变化开始减缓时的波及区域,确定压裂注采井的合理井距。当注采井连线与裂缝方向的夹角大于70°时,井组系统和裂缝系统的匹配性达到最优,油井可获得最大的驱动能量。

参考文献:

- [1] 李道品,罗迪强.低渗透油田开发的特殊规律—低渗透油田开发系列[J].断块油气田,1997,1(4):30-35.
LI Dao-pin, LUO Di-qiang. The special rule of the low permeability reservoir development[J]. Fault Block Oil & Gas Field, 1997, 1(4): 30-35.
- [2] 黄延章.低渗透油层非线性渗流特征[J].特种油气藏,1997,4(1):9-14.
HUANG Yan-zhang. Nonlinear percolation feature in low permeability reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 1997, 4(1): 9-14.
- [3] 戈尔布诺夫 A T. 异常油田开发[M]. 章树宝,译. 北京:石油工业出版社,1987.
- [4] LIAO Yizhu, LEE W J. Equivalent drawdown time for pressure buildup test analysis for hydraulically fractured wells[R]. SPE 26179, 1993.
- [5] GUILLERMO A, CHEN Her-yuan, LAWRENCE W. Drainage shape and size of a vertically-fractured tight-gas well[R]. SPE 71070, 2001.
- [6] 甘云雁,张士诚,陈利,等.复杂断块油藏不规则井网整体压裂优化设计[J].石油学报,2006,27(4):81-84.
GAN Yun-yan, ZHANG Shi-cheng, CHEN Li, et al. Optimization design of integral hydraulic fracturing for skewed patterns in low-permeability complex faulted reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 81-84.
- [7] 朱维耀,刘今子,宋洪庆,等.低/特低渗透油藏非达西渗流有效动用计算方法[J].石油学报,2010,31(3):452-457.
ZHU Wei-yao, LIU Jin-zi, SONG Hong-qing, et al. Calculation of effective startup degree of non-Darcy flow in low or ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(3): 452-457.
- [8] 吴柏志.低渗透油藏高效开发理论与应用[M].北京:石油工业出版社,2009.
- [9] 张士诚,张劲.压裂开发理论与应用[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [10] 张士诚,魏明臻,李志恩,等.大庆油田密井网水平裂缝参数的优选[J].石油大学学报:自然科学版,1999,22(6):36-38.
ZHANG Shi-cheng, WEI Ming-zhen, LI Zhi-en, et al. Optimization of horizontal fracture parameters with dense well pattern in Daqing Oilfield[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1999, 22(6): 36-38.
- [11] 郝斐,程林松,李春兰,等.特低渗油藏启动压力梯度研究[J].西南石油学院学报,2006,28(6):29-32.
HAO Fei, CHENG Lin-song, LI Chun-lan, et al. Study on threshold pressure gradient in ultra-low permeability reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2006, 28(6): 29-32.
- [12] 温庆志,张士诚.改进的水平缝四点井网整体压裂数值模拟[J].石油大学学报:自然科学版,2005,29(5):57-60.
WEN Qing-zhi, ZHANG Shi-cheng. Improved integral fracturing numerical simulation for four-spot pattern with horizontal fractures[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2005, 29(5): 57-60.

(编辑 李志芬)