

多段压裂水平井三线性流模型适用性研究

刘启国¹,岑雪芳¹,李隆新²,鲁恒¹,金吉焱¹

(1.西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都610500;

2.中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院,四川成都610041)

摘要:三线性流模型是目前求解多段压裂水平井试井模型的常用方法之一。采用正交试验、极差分析法和方差分析法,分析了裂缝半长、内区宽度、储层半长、无因次裂缝导流能力、内区渗透率对三线性流模型与数值模型压力及压力导数双对数曲线拟合的影响。研究表明,影响两种模型压力及压力导数双对数曲线拟合程度的排序为:无因次裂缝导流能力(F_{CD})>内区渗透率(k_i)>裂缝半长(x_f)>储层半长(x_e)>内区宽度(y_e)。无因次裂缝导流能力对两种模型压力特征曲线的拟合有显著影响,当无因次裂缝导流能力小于1时,曲线拟合效果差,线性流模型不适用;当无因次裂缝导流能力大于1时,曲线拟合效果较好,线性流模型适用。

关键词:压裂水平井;三线性流;适用性;正交试验

中图分类号:TE373 文献标识码:A

Study on applicability of trilinear flow model for multistage fractured horizontal well

Liu Qiguo¹, Cen Xuefang¹, Li Longxin², Lu Heng¹ and Jin Jiyan¹

(1.College of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: A trilinear flow model is one of the common methods solving the well test models for the multistage fractured horizontal wells. By the orthogonal test, the range analysis method and the variance analysis method, we analyzed the influence of the half fracture length, the half reservoir thickness, the width of the inner zone, the dimensionless fracture conductivity and the permeability in inner zone on the double log curves fitting of the pressure and the pressure derivative of the trilinear flow model and numerical model. According to this analysis, the factors affecting the curves of the pressure characteristic curves of two models ranged from more to less are the dimensionless fracture conductivity (F_{CD}), the permeability in inner zone (k_i), the half fracture length (x_f), the half reservoir thickness (x_e) and the width of inner zone (y_e). The fracture conductivity affect obviously on the fitting of the pressure characteristic curves of two models. When the fracture conductivity is less than 1, the curve fitting effect is poor, so the linear flow model is not applicable. Otherwise, when the fracture conductivity is greater than 1, the curve fitting effect is good, so the linear flow model is suitable.

Key words: fractured horizontal well, trilinear flow, applicability, orthogonal test

多段压裂水平井具有泄油面积大、单井产量高、多层同时开采等优势,在油气藏开发中的应用越来越广泛^[1-2]。国外对于压裂井模型的解释起步较早,Gringaren^[3]研究了一条垂直裂缝完全穿透均质储层的行为,首次假定流体从储层以均匀流方式流入

裂缝,并且假设裂缝是无限导流能力。Lee和Brockenbrough^[4]假设储层和裂缝之间的流动是三线性流,建立了无限大均质地层有限导流垂直裂缝井的三线性渗流模型,但只考虑了单条裂缝对垂直气井的生产效应影响。2009年,Ozkan、Brown^[5]将三线性流模

收稿日期:2017-06-13。

第一作者简介:刘启国(1969—),男,教授,渗流力学及试井分析研究。

基金项目:国家科技重大专项课题“特低渗—致密油藏不稳定试井分析技术研究”(2017ZX05009-004)和“深层碳酸盐岩气藏气井产能及早期动态特征评价技术研究”(2016ZX05015-003)。

型拓展到压裂水平井模型中,将流体的流动过程分为三个不同的区域,即流体在地层中、天然裂缝中和人工裂缝中的流动。Stalgorova^[6-7]在Brown提出的模型基础上加以改进,先后建立了封闭均质地层压裂水平井的三线性流模型及五区渗流模型。在国内的压裂水平井研究方面,姚军、殷修杏等人^[8]针对低渗透油藏的特征,利用三线性流模型,建立了考虑启动压力梯度的压裂水平井三线性不稳定渗流模型,研究了影响因素。谢亚雄^[9]建立了考虑缝网压裂的压裂水平井三线性流数学模型,分析了压力动态曲线特征与曲线的敏感性因素。王本成^[10]利用源函数理论求解了多段压裂水平井不稳定渗流模型,绘制了压力动态特征曲线,并做了参数敏感性分析。高杰^[11]建立具有吸附解吸及扩散特性的页岩气压裂水平三线性流模型,并划分流动阶段,分析敏感性参数对压力相应特征曲线的影响。

通过调研,目前多段压裂水平井的试井模型不胜枚举,常用的求解方法是三线性流模型与源函数^[12-17]。有学者认为三线性流模型过于简单,对三线性模型的适用性提出了疑问。但前人在建立求解模型后仅分析参数对曲线形状的影响,并未对模型结果进行对比研究。本文参考高杰研究的均质气藏多段压裂水平井三线性渗流模型的解,通过Sethfest数值反演算法可编程绘制了三线性流模型的无因次压力及压力导数特征曲线,并与利用Saphir试井解释软件得到的数值模型计算结果进行对比。采用正交试验和方差分析法,分析了裂缝半长、内区宽度、储层半长、无因次裂缝导流能力、内区渗透率对两种模型曲线拟合的影响。

1 三线性流模型

1.1 物理模型

根据微地震监测结果^[18],水力压裂后形成的不是单一双翼裂缝,而是复杂裂缝网络,为此文章引入一个高渗透率区域代表诱导裂缝。如图1所示,人工裂缝间的浅色区域代表着裂缝延伸的区域,渗透率较高;图中颜色较深的区域代表裂缝未波及的区域,渗透率较低。气藏压裂形成的裂缝一般认为是呈双翼对称的形式。由于该几何模型的对称性,可选取两条人工裂缝之间的四分之一区域为三线性流模型进

行研究。根据渗透能力的差异,可将三线性流模型划分为人工裂缝区、内区和外区三个小区域。气体在各区中的渗流为一维直线渗流,每个区域的流动方向见图2。

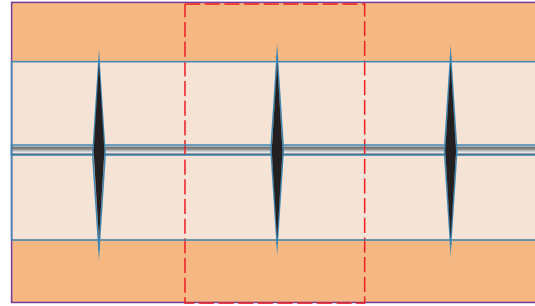


图1 压裂改造区示意图

Fig. 1 Schematic diagram of stimulated reservoir region

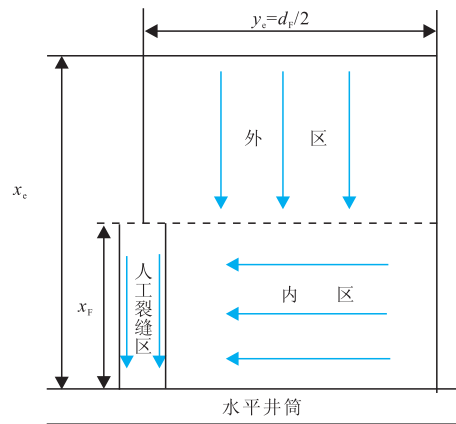


图2 三线性流模型的物理模型

Fig. 2 Physical model of trilinear flow

1.2 三线性流模型的解

参考高杰^[9]的研究,考虑井筒储集效应和表皮效应的情况下,均质气藏多段压裂水平井三线性渗流模型拉普拉斯空间下的无因次井底压力解为:

$$\bar{\psi}_{\text{wD}}(S_c, C_D) = \frac{s\bar{\psi}_{\text{wD}} + S_c}{s[1 + C_D s(s\bar{\psi}_{\text{wD}} + S_c)]} \quad (1)$$

式(1)中

$$\bar{\psi}_{\text{wD}} = \bar{\psi}_{\text{FD}} \Big|_{x_{\text{wD}}=0} = \frac{\pi}{F_{\text{CD}} s \sqrt{\alpha_{\text{F}}} \tanh(\sqrt{\alpha_{\text{F}}})}$$

$$\alpha_{\text{F}} = \frac{2\beta_{\text{F}}}{F_{\text{CD}}} + \frac{s}{\eta_{\text{FD}}}; \quad \alpha_1 = s + \frac{\beta_1}{y_{\text{eD}} R_{\text{CD}}}$$

$$\beta_{\text{F}} = \sqrt{\alpha_1} \tanh \left[\sqrt{\alpha_1} \left(y_{\text{eD}} - \frac{w_{\text{D}}}{2} \right) \right]$$

$$\beta_1 = \sqrt{f_0(s)} \tanh \left[\sqrt{f_0(s)} (x_{ed} - 1) \right]$$

$$f_0(s) = \frac{s}{\eta_{0D}}$$

定义无因次变量如下:无因次拟压力 $\psi_{iD} = \frac{k_1 h_1}{1.273 4 \times 10^{-2} q_F T} [\psi(p_0) - \psi(p_i)]$; 无因次时间 $t_{D} = 3.6 k_{it} / (\mu x_F^2)$; 无因次距离 $x_D = x/x_F, y_D = y/x_F, w_D = w_F/x_F, x_{eD} = x_e/x_F, y_{eD} = y_e/x_F$; 无因次导压系数比 $\eta_{iD} = \eta_i/\eta_1$; 无因次裂缝导流能力 $F_{CD} = k_{Fw_F}/(k_i x_F)$; 无因次储层导流能力 $R_{CD} = k_{ix_F}/(k_0 y_e)$ 。其中:拟压力 $\psi = 2 \int_{p_e}^p \frac{p}{\mu Z} dp$; 导压系数 $\eta_1 = \frac{3.6 k_1}{(\varphi c_1)_1 \mu}, \eta_0 = \frac{3.6 k_0}{(\varphi c_1)_0 \mu}, \eta_F = \frac{3.6 k_F}{\mu(\varphi c_1)_F}$ 。

式中: y_e 为内区宽度,m; x_e 为x方向的储层半长,m; x_F 为人工裂缝半长,m; w_F 为人工裂缝宽度,m; q 为产量, m^3/d ; k 为渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; μ 为气体黏度, $mPa \cdot s$; φ 为孔隙度,无因次; c 为压缩系数, MPa^{-1} ; $\bar{\psi}_{wD}$ 为拉普拉斯空间下无因次井底拟压力; s 为拉普拉斯变量; C_D 为无因次井筒储集系数; S_e 为表皮系数,无因次;下标O代表外区;下标I代表内区;下标F代表人工裂缝区。

2 适用性分析

2.1 拟合对比

通过调研前人的研究成果,可知裂缝半长、储层半长、内区宽度、无因次裂缝导流能力、内区渗透率是影响三线性流模型井底压力动态的敏感参数^[9]。本文以三线性流解析模型与Saphir数值模型(图3)的无因次压力及压力导数双对数曲线拟合的最大相差距离为标准,以裂缝半长、储层半长、内区宽度、无因次裂

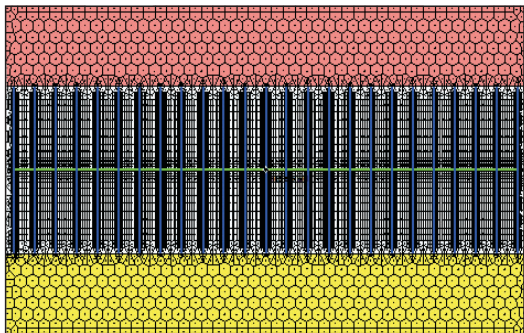


图3 多段压裂水平井数值试井网格模型示意图

Fig. 3 Schematic diagram of numerical well test mesh model for multistage fractured horizontal wells

缝导流能力、内区渗透率为主要影响因素来研究三线性流模型的适用性。5个主要影响因素各取5个水平的合理工程参数,正交试验因素与水平见表1。

表1 正交因素与水平

Table 1 Factors and levels of orthogonal experiments

水平	因素				
	x_i/m	x_e/m	y_e/m	F_{CD}	$k_i/10^{-3} \mu m^2$
1	30	200	20.83	1	0.001
2	60	300	50	5	0.01
3	100	400	83.33	10	0.1
4	140	500	125	50	1
5	180	600	166.67	100	10

根据正交试验法^[20],在考虑水平均匀,因素间无交互作用的前提下,列成正交试验表见表2。根据所得的正交表,利用三线性流模型与数值模型进行井底压力计算,对比两模型无因次压力及压力导数曲线,无因次压力导数最大相差距离见表2。

表2 正交试验结果

Table 2 Results of orthogonal experiments

序号	x_i/m	x_e/m	y_e/m	F_{CD}	$k_i/10^{-3} \mu m^2$	最大相差距离
1	30	200	20.83	0.1	0.001	0.396 631
2	30	300	50	1	0.01	0.279 292
3	30	400	83.33	10	0.1	0.209 394
4	30	500	125	50	1	0.152 497
5	30	600	166.67	100	10	0.102 971
6	60	200	50	10	1	0.107 713
7	60	300	83.33	50	10	0.029 492
8	60	400	125	100	0.001	0.102 189
9	60	500	166.67	0.1	0.01	0.404 976
10	60	600	20.83	1	0.1	0.150 34
11	100	200	83.33	100	0.01	0.087 965
12	100	300	125	0.1	0.1	0.392 069
13	100	400	166.67	1	1	0.075 188
14	100	500	20.83	10	10	0.072 519
15	100	600	50	50	0.001	0.066 288
16	140	200	125	1	10	0.048 006
17	140	300	166.67	10	0.001	0.140 619
18	140	400	20.83	50	0.01	0.169 879
19	140	500	50	100	0.1	0.090 949
20	140	600	83.33	0.1	1	0.387 175
21	180	200	166.67	50	0.1	0.190 454
22	180	300	20.83	100	1	0.165 546
23	180	400	50	0.1	10	0.334 429
24	180	500	83.33	1	0.001	0.070 946
25	180	600	125	10	0.01	0.141 509

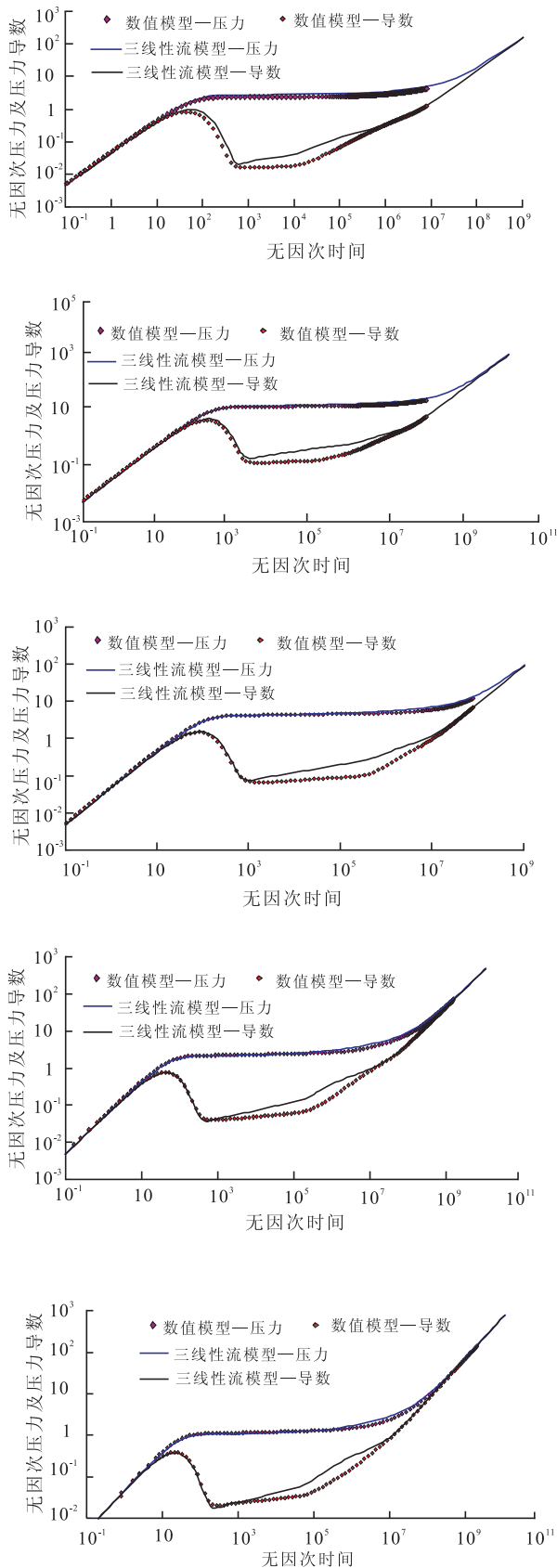


图4 $F_{cd}=0.1$ 时5组试验的曲线拟合图
Fig. 4 Fitting curves when $F_{cd}=0.1$ of five tests

从表2可以看出,无因次裂缝导流能力 F_{cd} 越小,三线性流模型与数值模型无因次压力导数最大相差距离越大。 F_{cd} 等于0.1的5组试验展示结果见图4,其三线性流模型压力导数曲线与数值模型压力导数曲线偏离程度大,拟合效果差。 F_{cd} 为1、10、50和100的4组试验结果见图5,三线性流模型压力及压力导数曲线与数值模型压力及压力导数曲线重合度较高,拟合效果好。

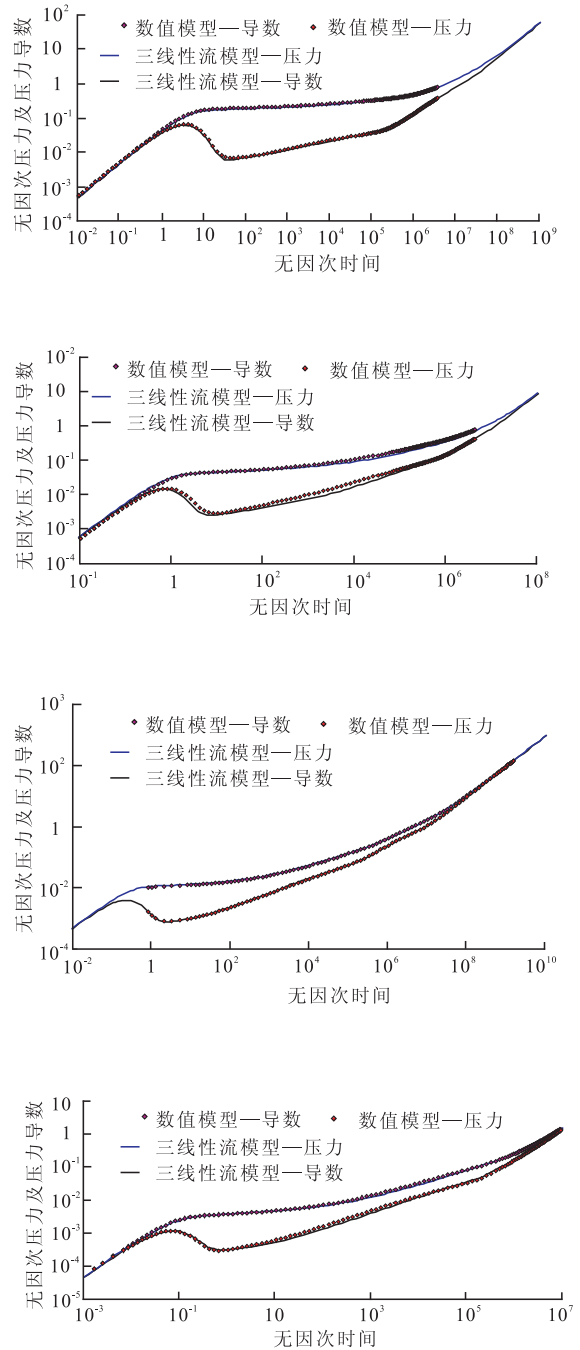


图5 $F_{cd}=1 \sim 100$ 的4组试验曲线拟合图
Fig. 5 Fitting curves when $F_{cd}=1 \sim 100$ of four tests

2.2 极差分析

根据数理统计的理论,可以采用极差分析的方法对试验结果进行影响程度研究。对表2中拟合最大偏差进行极差分析,其结果列于表3。通过对比各因素的极差大小,可以得到各因素对最大相差距离的影响程度为:无因次裂缝导流能力(F_{cd}) > 内区渗透率(k_i) > 裂缝半长(x_f) > 储层半长(x_c) > 内区宽度(y_e),其中,无因次裂缝导流能力对最大相差距离影响最大。从均值与正交试验结果来看,在合理工程参数条件下,当无因次裂缝导流能力(F_{cd})小于1时,曲线拟合效果差,线性流模型不适用;当无因次裂缝导流能力(F_{cd})大于或等于1时,曲线拟合效果好,线性流模型适用。

表3 最大相差距离极差分析
Table 3 Range analysis of maximum distance

水平	最大相差距离均值				
	x_f/m	x_c/m	y_e/m	F_{cd}	$k_i/10^{-3}\mu m^2$
1	0.228 157	0.166 154	0.190 983	0.383 056	0.155 335
2	0.158 942	0.201 404	0.175 734	0.124 754	0.216 724
3	0.138 806	0.178 216	0.156 994	0.134 351	0.206 641
4	0.167 326	0.158 377	0.167 254	0.121 722	0.177 624
5	0.180 577	0.169 657	0.182 842	0.109 924	0.117 483
极差	0.089 351	0.043 026	0.033 989	0.273 132	0.099 241

2.3 方差分析

极差分析过程简便,结果也较直观,但因计算比较粗放,不能很好给出误差大小的估计。因此,需对影响拟合效果的五个因素和最大相差距离进行方差分析,利用 F 检验进行显著性判定,分析结果列于表4。根据 F 值的大小可以判断影响程度主次顺序,即影响最大相差距离的因素排序:无因次裂缝导流能力(F_{cd}) > 内区渗透率(k_i) > 裂缝半长(x_f) > 储层半长(x_c) > 内区宽度(y_e),此结果与极差分析结果一致。判断取显著性水平 $\alpha=0.05$,查得临界值 $F_{0.05}(4,4)=6.39$ 。分别将因素 $x_f, x_c, y_e, F_{cd}, k_i$ 的 F 值与临界值 $F_{0.05}(4,4)$ 对比,仅无因次裂缝导流能力的 F 值远远大于临界值6.39,表明无因次裂缝导流能力对两个模型井底压力的拟合程度有非常显著的影响,而内区渗透率、裂缝半长、储层半长及内区宽度无显著影响。因此,当无因次裂缝导流能力大于1时,三线性流解析模型对高

渗储层和低渗致密储层都适用,可以正确地认识流体在压裂水平井的渗流规律,促进高渗储层与低渗储层的高效开发。

表4 方差分析
Table 4 Analysis of variance

来源	离差	自由度	均方离差	F 值
x_f	0.022 416	4	0.005 604	2.441 234
x_c	0.005 452	4	0.001 363	0.593 706
y_e	0.003 507	4	0.000 877	0.381 93
F_{cd}	0.272 687	4	0.068 172	29.696 84
k_i	0.032 218	4	0.008 054	3.508 662
误差	0.009 182	4	0.002 296	
总和	0.345 462	24		

3 结论

1) 影响三线性流解析模型与Saphir数值模型压力及压力导数双对数曲线拟合程度的因素排序为:无因次裂缝导流能力(F_{cd}) > 内区渗透率(k_i) > 裂缝半长(x_f) > 储层半长(x_c) > 内区宽度(y_e)。

2) 无因次裂缝导流能力对三线性流解析模型与Saphir数值模型压力及压力导数双对数曲线拟合程度有极大的影响。在合理工程参数条件下,当无因次裂缝导流能力小于1时,曲线拟合效果差,线性流模型不适用;当无因次裂缝导流能力大于1时,曲线拟合效果好,线性流模型适用。

3) 在无因次裂缝导流能力(F_{cd})大于1及储层半长(x_c)与内区宽度(y_e)符合实际的条件下,三线性流模型既适用于高渗储层,也适用于低渗致密储层,促进高渗储层与低渗储层的高效开发。

参考文献

- [1] 李传亮,朱苏阳.水平井的表皮因子[J].岩性油气藏,2014,26(4):16-21.
- [2] 单嫻,姚军.压裂水平井生产效果影响因素分析[J].油气田地面工程,2011,30(2):74-76.
- [3] Gringarten A C, Ramey H J. Unsteady-state pressure distributions created by a well with a single horizontal fracture, partial penetration, or restricted entry[J]. Society of Petroleum Engineers Journal,1974,14(4):413-426.
- [4] Lee S T, John R. A new approximate analytic solution for finite-conductivity vertical fractures[J]. SPE Formation Evaluation, 1986,1(1):75-88.

(下转第72页)