

页岩气井产能动态评价技术

倪杰,杜洋,李莉

中石化西南分公司石油工程技术研究院 四川德阳 618000

通讯作者:Email:swpitony@163.com

项目支持:中石化科技部十条龙项目“威远-永川深层页岩气开发关键技术”(P18094)

引用:倪杰,杜洋,李莉. 页岩气井产能动态评价技术[J]. 油气井测试,2021,30(6):61-65.

Cite: NI Jie, DU Yang, LI Li. Productivity capacity evaluation technology of shale gas well [J]. Well Testing, 2021,30(6):61-65.

摘要 页岩气储层具有特低孔、特低渗特征,压力扩散速度慢,测试求产压力递减快,现场无法快速准确评价气井产能。采用稳态和非稳态渗流理论相结合的方法,以稳态渗流理论为基础,建立适用于不同页岩区块的产能计算公式。利用非稳态渗流理论,考虑不同产量下地层压力和井底流压随时间的变化,确定生产压差稳定时的压力作为产能计算时的输入值,确保产能计算的可靠性。对威荣-永川页岩区块8口井进行产能评价,与“一点法”计算结果进行对比,计算精度由59.7%提高到93.1%。页岩气井产能动态评价技术可为页岩气开发评价及方案制定提供可靠的理论技术支撑。

关键词 页岩气储层;致密气藏;产能评价;稳态渗流;非稳态渗流;一点法;效果分析

中图分类号:TE344 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.06.011

Productivity capacity evaluation technology of shale gas well

NI Jie, DU Yang, LI Li

Petroleum Engineering Technology Research Institute, SINOPEC Southwest Branch, Deyang, Sichuan 618000, China

Abstract: Shale gas reservoir is characterized by ultra-low porosity, ultra-low permeability, slow pressure diffusion and rapid decline of test production pressure, which makes it difficult to evaluate the production capacity of gas wells quickly and accurately on site. Combining the steady state seepage theory and unsteady seepage theory, this paper establishes the production capacity calculation formula suitable for different shale blocks based on the steady-state seepage theory. In addition, considering the changes of formation pressure and bottomhole flowing pressure with time under different production, the input value of production capacity calculation is determined as the pressure of stable production differential pressure according to the unsteady seepage theory to ensure the reliability of production capacity calculation. The production capacity of 8 wells in Weiyuan-Yongchuan shale block is evaluated by using the modified technology, and the results are compared with the calculation results of “one point method”. The results show that the calculation accuracy is improved from 59.7% to 93.1%. The production capacity evaluation technology of shale gas wells can provide reliable theoretical and technical support for shale gas development evaluation and scheme formulation.

Keywords: shale gas reservoir; tight gas reservoir; production capacity evaluation; steady state seepage; unsteady seepage; one point method; effect analysis

由于页岩气储层的致密特征,生产初期压力快速递减,导致现场无法快速准确地评价气井的产能^[1-3]。目前,现场在计算和评价页岩气井产能时仍普遍采用常规气井的陈元千“一点法”,采用测试时的压力和产量数据进行计算^[4-5],计算结果与实际情况误差较大,导致对页岩气井的投入和获得的效益不满足设计要求,达不到合理经济评价的目的。

目前,国内针对页岩气井产能评价方法进行了大量研究^[6-7],主要是利用现有的渗流方程,将与页

岩储层渗流相关的特性参数引入方程,从而建立页岩气井产能评价方法^[8-10]。如刘建仪等^[11]结合多级压裂水平井特征和页岩吸附气特性,将应力敏感系数引入 Forchheimer 渗流方程,推导了考虑吸附气和应力敏感的页岩气水平井二项式产能方程。黄婷^[12]、胡德高等^[13]在考虑了多尺度非达西渗流机理的基础上,建立了多种流态多尺度渗流模型,求出考虑有限裂缝流动的页岩气藏压裂井稳态产能方程。还有近些年产生的基于大数据的页岩气产

能预测^[14]。这些方法主要用于产能预测^[15],但对于已经进行了测试求产的页岩气井的产能评价,目前仍缺少针对性的评价方法。因此,需要一种适用于页岩气井的产能评价方法,为页岩气的开发评价及方案制定提供可靠的理论技术支撑。

1 动态产能评价模型的建立

本研究通过 α 值、地层压力、井底流压的确定,建立页岩气井产能动态评价模型。

1.1 动态 α 值的确定

根据区块内系统试井的数据,包括地层压力、井底流压、无阻流量,根据下式计算得到不同产量下的 α 值^[16],即

$$\alpha = \left[\frac{(p_r^2 - p_{wf}^2) Q_{AOF}}{p_r^2 Q_g} - \frac{Q_g}{Q_{AOF}} \right] / \left(1 - \frac{Q_g}{Q_{AOF}} \right) \quad (1)$$

回归计算不同产气量下的 α 值,得到 α 和产量的函数关系,即

$$\alpha = f(Q_g) = \begin{cases} ae^{bQ_g} \\ aQ_g + b \\ a \ln Q_g + b \\ aQ_g^b \end{cases} \quad (2)$$

式中: p_r 为地层压力,MPa; p_{wf} 为井底流压,MPa; Q_g 为产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; Q_{AOF} 为无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

函数类型及 a 、 b 值的确定由页岩储层的渗流特性决定,可通过回归计算得到。

1.2 压力的确定

压力的确定包括地层压力和井底流压的确定。

1.2.1 非稳态渗流模型

根据区块的储层参数、渗流特征,模拟计算不同产量下的地层压力和井底流压随时间的变化^[17]。

非稳态渗流模型如下:

$$\frac{\partial^2 \bar{\Psi}_D}{\partial x_D^2} + \frac{\partial^2 \bar{\Psi}_D}{\partial y_D^2} + \frac{\partial^2 \bar{\Psi}_D}{\partial z_D^2} = \left\{ \omega \mu + \frac{\lambda \beta_m}{5} \times \left[\sqrt{\frac{15((1-\omega)\mu)}{\lambda \gamma \beta_m}} \coth \left(\sqrt{\frac{15((1-\omega)\mu)}{\lambda \gamma \beta_m}} \right) - 1 \right] \right\} \bar{\Psi}_D \quad (3)$$

$\bar{\Psi}_D$ 、 x_D 、 y_D 、 z_D 为无量纲变量,则

$$\bar{\Psi}_D = \frac{\pi K_{fh} h T_{sc}}{p_{sc} Q_{sc} T} (\Psi_i - \Psi_f)$$

$$x_D = \frac{x}{L}, y_D = \frac{y}{L}, z_D = \sqrt{K_{fh}/K_{fv}}$$

$$\omega = \frac{\phi_f \mu_i C_{gfi}}{\mu_i (\phi_m C_{gmi} + \phi_f C_{gfi})}$$

$$\lambda = 15 \frac{K_m L^2}{K_{fh} r_e^2}$$

$$\gamma = \frac{\phi_m C_{gmi} + \phi_f C_{gfi}}{\phi_m C_{lmi} + \phi_f C_{gfi}}$$

式中: Q_{sc} 为标准状况下气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; $\bar{\Psi}_D$ 为无量纲拟压力; C_{gmi} 为气藏原始状态下基质系统气体压缩系数, Pa^{-1} ; C_{gfi} 为气藏原始状态下裂缝系统气体压缩系数, Pa^{-1} ; ϕ_m 、 ϕ_f 分别为基质系统和裂缝系统孔隙度,小数; K_{fh} 为储层水平方向渗透率,mD; K_{fv} 为储层垂直方向渗透率,mD; h 为储层有效厚度,m; T_{sc} 为标准状况下温度,K; p_{sc} 为标准状况下地层压力,MPa; T 为地层温度,K; L 为气井产出层段有效长度,m; μ_i 为天然气黏度,mPa·s; K_m 为储层基质系统渗透率,mD。

对建立的非稳态渗流模型进行数值求解,并生成一系列产量下的地层压力和井底流压随时间变化的数据。

定义压降比为

$$\Delta p_D = (p_i - p_s)/p_i$$

式中: p_i 为开井初始压力,MPa; p_s 为生产压差开始稳定时压力,MPa。

以产量为横坐标,压降比为纵坐标作出一系列数据点进行回归计算,得到产量与压降比的线性函数。

地层压力的压降比为

$$\Delta p_{rD}(Q_g) = a_1 Q_g + b_1 \quad (4)$$

井底流压的压降比为

$$\Delta p_{wD}(Q_g) = a_2 Q_g + b_2 \quad (5)$$

因此,生产压差稳定时的地层压力为

$$p'_r = (1 - a_1 Q_g - b_1) p_r \quad (6)$$

生产压差稳定时的井底流压为

$$p'_{wf} = (1 - a_2 Q_g - b_2) p_{wf} \quad (7)$$

式中: p_r 为地层压力,MPa; p_{wf} 为井底流压,MPa; Q_g 为产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; a_1 、 a_2 、 b_1 、 b_2 与储层渗流特性有关(可通过回归计算得到)。

1.2.2 产能评价模型

基于稳态二项式产能方程的公式为

$$Q_{AOF} = \frac{2(1-\alpha)Q_g}{\alpha \left[\sqrt{1 + 4 \left(\frac{1-\alpha}{\alpha^2} \right) \frac{p_r^2 - p_{wf}^2}{p_r^2}} - 1 \right]} \quad (8)$$

将(2)式、(6)式和(7)式代入(8)式,得到产能计算公式如下:

$$Q_{\text{AOF}} = \left\{ \frac{2(1-\alpha)Q_g}{\alpha \left\{ \sqrt{1 + 4\left(\frac{1-\alpha}{\alpha^2}\right) \frac{[(1-a_1Q_g-b_1)p_r]^2 - [(1-a_2Q_g-b_2)p_{\text{wf}}]^2}{[(1-a_1Q_g-b_1)p_r]^2}} - 1 \right\}} \right. \\ \left. \alpha = (ae^{bQ_g}, aQ_g + b, a\ln Q_g + b, aQ_g^b) \right\} \tag{9}$$

式中: a, b 和储层的渗流特性有关(可通过回归计算得到)。

井的系统试井数据,利用(1)式计算得到不同压力产量下的 α 值(表 1)。

2 实例分析

以威荣-永川页岩气田为例,根据区块内 9 口井的统计表明, α 值与产气量满足幂函数关系如图 1 所示,关系式为

$$\alpha = 6.6146Q_g^{-0.622} \tag{10}$$

表 1 威荣气田系统试井数据统计表
Table 1 Statistics of well testing data of Weirong gas field

井号	二项式产能方程	地层压力/ MPa	产气量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	井底流压/ MPa	无阻流量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	α
WY1HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 72.906Q_g + 4.4864Q_g^2$	68.90	8.255 5	57.420	25.40	0.910 91
		68.90	11.548 7	51.400	25.40	0.954 82
		68.90	17.201 9	42.270	25.40	0.754 70
		68.90	15.752 1	40.390	25.40	1.153 65
WY23-1HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 58.497Q_g + 1.5982Q_g^2$	75.02	10.136 4	63.600	43.80	1.280 29
		75.02	20.186 5	56.760	43.80	0.865 90
		75.02	26.012 8	47.930	43.80	0.991 34
WY29-1HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 60.909Q_g + 3.1926Q_g^2$	75.00	7.492 4	58.001	33.50	2.026 77
		75.00	13.046 4	51.164	33.50	1.610 56
		75.00	20.618 8	43.479	33.50	1.204 67
		75.00	23.818 0	34.993	33.50	1.347 10
WY35-1HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 116.89Q_g + 4.3787Q_g^2$	71.03	3.614 6	61.543	23.10	1.703 16
		71.03	5.959 5	55.992	23.10	1.630 09
		71.03	9.276 2	50.125	23.10	1.417 95
		71.03	13.218 4	43.845	23.10	1.190 97
WY9-1HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 129.27Q_g + 2.3777Q_g^2$	68.95	6.683 0	56.500	25.20	1.324 98
		68.95	9.779 8	52.100	25.20	1.172 44
		68.95	12.355 0	47.800	25.20	1.116 52
YY1HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 0.2655Q_g + 9.6484Q_g^2$	73.60	5.510 1	47.490	23.50	2.945 39
		73.60	8.608 4	43.730	23.50	2.209 08
		73.60	10.360 8	39.010	23.50	2.128 52
		73.60	14.115 7	33.160	23.50	1.818 55
YY2HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 297.57Q_g + 25.537Q_g^2$	76.80	3.482 5	46.240	10.40	2.358 79
		76.80	6.054 3	36.640	10.40	1.782 10
		76.80	7.342 1	25.970	10.40	1.865 62
YY3-1HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 63.16Q_g + 29.82Q_g^2$	72.60	2.562 2	27.350	12.28	4.933 23
		72.60	3.929 0	23.910	12.28	3.626 98
		72.60	5.503 9	20.250	12.28	2.916 57
		72.60	6.156 9	18.820	12.28	2.725 71
YY6HF	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 207.86Q_g + 41.176Q_g^2$	74.93	1.846 3	28.360	9.42	5.193 04
		74.93	2.563 7	26.321	9.42	4.051 45
		74.93	3.201 0	24.312	9.42	3.473 56

采用非稳态渗流模型,根据区块的储层参数、渗流特征,模拟计算产量 $0.5 \times 10^4 \sim 5.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 区间内的地层压力和井底流压随时间的变化。如图 2 所示,开井早期井底流压快速下降,生产压差逐渐拉大,在 500 h 的时候生产压差逐渐趋于稳定。

由此计算地层压力的压降比如图 3a 所示,关系式为

$$\Delta p_{\text{rd}}(Q_g) = 0.076Q_g + 0.000 1 \tag{11}$$

井底流压的压降比如图 3b 所示,关系式为

$$\Delta p_{\text{wd}}(Q_g) = 0.096Q_g + 0.001 7 \tag{12}$$

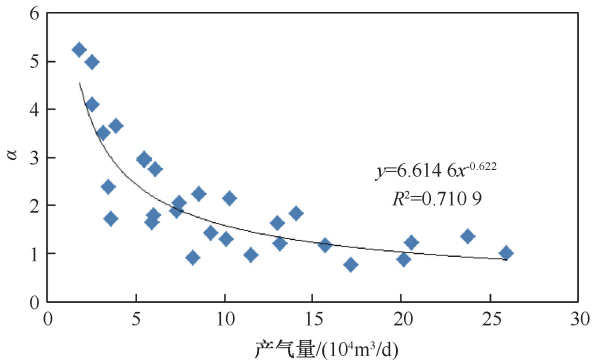


图 1 威远-永川区块 α 值与产气量关系曲线
Fig. 1 Relationship between α value and gas production in Wei Yuan-Yongchuan block

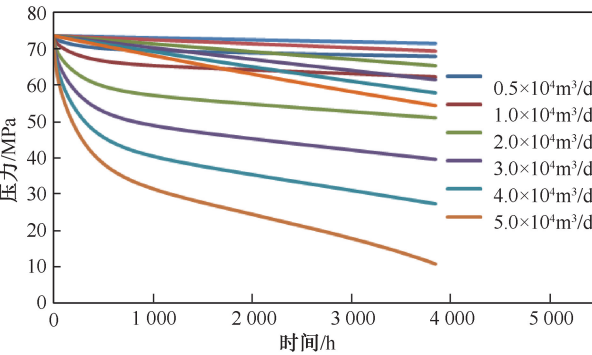
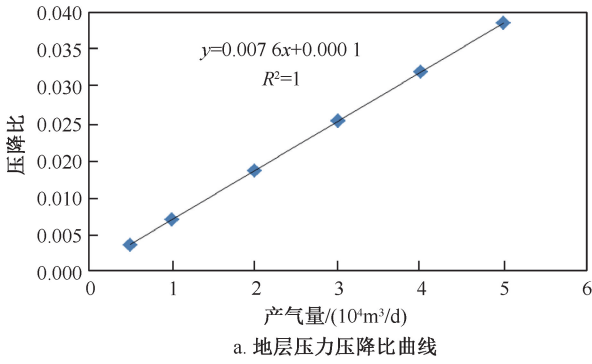
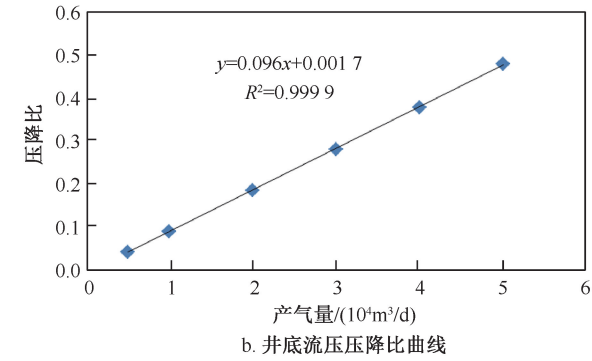


图 2 地层压力和井底流压变化曲线
Fig. 2 Variation curve of formation pressure and bottomhole flowing pressure



a. 地层压力压降比曲线



b. 井底流压压降比曲线

图 3 地层压力和井底流压压降比曲线
Fig. 3 Formation pressure and bottomhole flowing pressure drop ratio curves

将 (10) ~ (12) 式代入 (8) 式, 得到威荣-永川页岩气田产能评价的计算模型, 即

$$Q_{\text{AOF}} = \frac{Q_g^{0.622} - 6.614\ 6Q_g}{3.307\ 3 \left[\sqrt{1 + 4 \left(\frac{1 - 6.614\ 6Q_g^{-0.622}}{643.752\ 9Q_g^{-1.244}} \right) \frac{(0.999\ 9 - 0.076Q_g)^2 p_r^2 - (0.998\ 3 - 0.096Q_g)^2 p_{\text{wf}}^2}{(0.999\ 9 - 0.076Q_g)^2 p_r^2}} - 1 \right]} \quad (13)$$

分别用陈元千“一点法”和本文建立的产能动态评价模型((13)式)计算无阻流量,并与系统试井评价得到的无阻流量进行对比(表 2)。可以看出,本文提供的方法的计算精度由 59.7% 提高到了 93.1%。

表 2 计算精度对比表
Table 2 Comparison of calculation accuracy

井号	$q_{\text{AOF}}/(10^4\ \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$		精度/ %	本方法 $q_{\text{AOF}}/(10^4\ \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	精度/ %
	系统 试井	陈元千“ 一点法”			
WY1HF	25.4	16.36	64.41	22.50	88.58
WY23-1HF	43.8	26.01	59.38	41.50	94.75
WY29-1HF	33.5	23.85	71.19	29.82	89.01
WY35-1HF	23.1	14.10	61.04	24.23	104.89
YY1HF	23.5	14.53	61.83	20.89	88.89
YY2HF	10.4	7.62	73.27	10.41	100.10
YY3-1HF	12.3	6.31	51.30	11.20	91.06
YY6HF	9.4	3.37	35.85	8.24	87.66
平均值	-	-	59.78	-	93.10

3 结论

(1) 由于页岩气井初期压力递减快, 测试期间的产能不具代表性, 对于页岩气井的产能评价, 应在生产压差稳定时进行, 对于威荣-永川气田, 稳定期在开井生产 500 h 后。

(2) 本文建立的产能动态评价模型, 首次采用稳态和非稳态渗流理论相结合的方法, 既考虑了不同产量对 α 值的影响, 又考虑了压力递减对产能的影响, 计算精度由 59.7% 提高到 93.1%。

致谢: 感谢西南分公司工程院同意本文公开发表。

参考文献

[1] 刘传斌, 姜汉桥, 李俊键, 等. 页岩气气藏产能评价方法研究进展[J]. 石油地质与工程, 2015, 29(4): 93-96.
LIU Chuanbin, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. Research progress on shale gas reservoir capacity evaluation methods [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2015, 29(4):

- 93-96.
- [2] 张小涛,陈满,蒋鑫,等. 页岩气井产能评价方法研究[J]. 天然气地球科学,2016,27(3):549-553.
ZHANG Xiaotao, CHEN Man, JIANG Xin, et al. Productivity evaluation method of shale gas well [J]. Natural Gas Geoscience, 2016,27(3):549-553.
- [3] 舒志国,刘莉,梁榜,等. 基于物质平衡原理的页岩气井产能评价方法[J]. 天然气地球科学,2021,32(2):262-267.
SHU Zhiguo, LIU Li, LIANG Bang, et al. Study on productivity evaluation method of shale gas well based on material balance principle [J]. Natural Gas Geoscience, 2021,32(2):262-267.
- [4] 李鹏. 页岩气初期产能评价方法优化[J]. 中国石油和化工标准与质量,2016,36(19):89-90.
LI Peng. Optimization of initial shale gas productivity evaluation method [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2016,36(19):89-90.
- [5] 王永胜. 页岩气水平井产能评价方法研究[D]. 成都:西南石油大学,2015.
WANG Yongsheng. Study on productivity evaluation method of shale gas horizontal well [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [6] 段永刚,魏明强,李建秋,等. 页岩气藏渗流机理及压裂井产能评价[J]. 重庆大学学报,2011,34(4):62-66.
DUAN Yonggang, WEI Mingqiang, LI Jianqiu, et al. shale gas seepage mechanism and fractured wells' production evaluation[J]. Journal of Chongqing University, 2011,34(4):62-66.
- [7] 郑爱维,李继庆,卢文涛,等. 涪陵页岩气田分段压裂水平井非稳态产能评价方法[J]. 油气井测试,2018,27(1):22-30.
ZHENG Aiwei, LI Jiqing, LU Wentao, et al. Unsteady productivity evaluation of horizontal wells with staged fracturing in Fuling shale gas field [J]. Well Testing, 2018,27(1):22-30.
- [8] 姜瑞忠,张福蕾,崔永正,等. 考虑应力敏感和复杂运移的页岩气藏压力动态分析[J]. 岩性油气藏,2019,31(4):149-156.
JIANG Ruizhong, ZHANG Fulei, CUI Yongzheng, et al. Pressure dynamic analysis of shale gas reservoirs considering stress sensitivity and complex migration [J]. Lithologic Reservoirs, 2019,31(4):149-156.
- [9] 肖寒. 威远区块页岩气水平井基于灰色关联分析的产能评价方法[J]. 油气井测试,2018,27(4):73-78.
XIAO Han. Production evaluation method based on grey correlation analysis for shale gas horizontal wells in Weiyuan block [J]. Well Testing, 2018,27(4):73-78
- [10] 陈建华,骆逸婷,刘凯,等. 考虑应力敏感影响的气井产能分析新方法[J]. 油气井测试,2020,29(2):1-6.
CHEN Jianhua, LUO Yiting, LIU Kai, et al. A new method for gas well productivity analysis considering stress sensitivity [J]. Well Testing, 2020,29(2):1-6.
- [11] 刘建仪,何汶亨,廖鑫怡. 考虑应力敏感和压裂液影响的页岩气井动态产能评价方法[J]. 科学技术与工程,2020,20(7):2652-2658.
LIU Jianyi, HE Wenting, LIAO Xinyi. Dynamic deliverability evaluation method of shale gas well considering stress sensitivity and fracturing fluid effects [J]. Science Technology and Engineering, 2020,20(7):2652-2658.
- [12] 黄婷. 基于多尺度流动机理的页岩气藏压裂井渗流理论[D]. 成都:西南石油大学,2016.
HUANG Ting. Research on seepage theory of fractured wells in shale gas reservoir based on multi-scale flow mechanisms [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [13] 胡德高,郭肖,郑爱维,等. 页岩气藏压裂井产能评价及分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2019,41(6):132-138.
HU Degao, GUO Xiao, ZHENG Aiwei, et al. Productivity evaluation of fractured wells in shale gas reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019,41(6):132-138.
- [14] 祝元宠,咸玉席,李清宇,等. 基于大数据的页岩气产能预测[J]. 油气井测试,2019,28(1):1-6.
ZHU Yuanchong, XIAN Yuxi, LI Qingyu, et al. Shale gas productivity forecast based on big data [J]. Well Testing, 2019,28(1):1-6.
- [15] 桑宇,杨胜来,郭小哲,等. 一种已压裂页岩气水平井的产量预测新方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(3):17-24.
SANG Yu, YANG Shenglai, GUO Xiaozhe, et al. A new productivity prediction method for fractured horizontal wells in shale gas reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015,37(3):17-24.
- [16] 姜宝益,李治平,第五鹏祥,等. 页岩气产能评价方法及模型研究[J]. 科学技术与工程,2014,14(25):58-62.
JIANG Baoyi, LI Zhiping, DIWU Pengxiang, et al. 页岩气产能评价方法及模型研究[J]. Science Technology and Engineering, 2014,14(25):58-62.
- [17] 张艺钟,张茂林,喻高明,等. 页岩气藏单井产能计算方法[J]. 大庆石油地质与开发,2017,36(1):161-164.
ZHANG Yizhong, ZHANG Maolin, YU Gaoming, et al. Calculating method of the individual well productivity for the shale gas reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017,36(1):161-164.

编辑 穆立婷

第一作者简介:倪杰,男,1981年出生,硕士,高级工程师,2007年毕业于西南石油大学油气田开发专业。目前主要从事采气工艺和动态评价工作。电话:13778230055;Email:sw-pitony@163.com。通信地址:四川省德阳市旌阳区龙泉山北路298号,邮政编码:618000。