

页岩气压裂水平井产量预测模型研究

邹昊男, 蒋葵霖, 杨雨晨, 曲政翰

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年3月17日; 录用日期: 2024年4月17日; 发布日期: 2024年4月28日

摘要

准确预测页岩气井生产动态特征是页岩气藏开发的关键。然而, 页岩气井通常具有初期产量递减快、后期产量低的生产变化特征, 导致页岩气井产量预测难度大。因此, 通过考虑页岩气赋存特征, 结合等值渗流阻力法, 建立了考虑吸附作用下的页岩气压裂水平井产量预测模型, 并完成了模型的校验及分析。研究表明: 页岩气吸附作用对气井产量影响显著, 其中页岩气井产量受Langmuir体积因素影响高于Langmuir压力因素; 裂缝半长和压裂段数对页岩气产量影响也是不可忽略的, 尽管页岩气井产量与裂缝半长和压裂段数都呈正相关, 但裂缝半长对于页岩气井整个生产阶段都有较大的影响, 而压裂段数对气井产量的影响会随生产时间的增加而逐渐减小。

关键词

页岩气, 产量, 数学模型, 吸附

Research on Production Prediction Model of Shale Gas Fracturing Horizontal Well

Haonan Zou, Kuilin Jiang, Yuchen Yang, Zhenhan Qu

School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Mar. 17th, 2024; accepted: Apr. 17th, 2024; published: Apr. 29th, 2024

Abstract

Accurate prediction of the production dynamic characteristics of shale gas wells is crucial and essential for the development of shale gas reservoirs. However, shale gas wells typically exhibit characteristics of rapid initial production decline and low output in later stages, which is difficult to accurately estimate the ultimate output of shale gas wells during the shale gas development process. Therefore, by considering the characteristics of shale gas occurrence, the production prediction model of shale gas fractured horizontal well under the consideration of adsorption is established with equivalent seepage resistance method, and then the model is verified and ana-

lyzed. The results show that shale gas adsorption has a significant effect on gas well production, and the effect of Langmuir volume factor is higher than that of Langmuir pressure factor. The impact of fracture half-length and number of fracturing stages on shale gas production cannot be ignored. Although the production of shale gas wells is positively correlated with the fracture half-length and number of fracturing stages, the fracture half-length has a great impact on the entire production stage of shale gas wells, and the impact of fracturing stages on the production of gas wells will gradually decrease with the increase of production time.

Keywords

Shale Gas, Production, Mathematical Model, Adsorption

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

天然气作为一种清洁低碳的化石能源，是化石能源向新能源转换的重要过渡能源，在全球能源绿色低碳转型中发挥重要作用[1]。仅 2022 年世界天然气消费量仍高达 3.94 万亿立方米。页岩气作为一种非常规天然气资源，是一种清洁、高效的能源资源，资源储量丰富。其大规模开发利用有助于降低我国对于石油、天然气等传统能源的进口依赖，提高能源自主保障能力、保障国家能源安全。

目前我国技术可采页岩气储量可达 $8.82 \times 10^8 \text{ m}^3$ [2]，在涪陵、长宁、威远等地区，以实现较为完善的工业化开发[3]。然而，页岩储层通常具有低孔、超低渗等特征，导致页岩气在储层内流动十分困难，目前水平井分段压裂技术已成为页岩气开发的一种关键手段，须采用“体积压裂 + 水平井”技术才能对页岩气进行商业开发[4]。国内外专业学者对页岩气生产规律、递减特征、产能主控因素等开展了大量工作研究，发现页岩气生产压力具有初期递减快、后期递减慢的特征[5]；产能影响因素有优质储层发育厚度、钻遇长度、储层改造程度、Langmuir 体积、应力敏感系数等，导致如何准确预测页岩气井最终可采储量(EUR)目前仍是业界难点[6]。目前，常用的页岩气井产量计算方法有解析法、数值模拟法、经验法、物质平衡法。其中，数值模拟法是一种基于对连续性方程进行数值化求解，从而模拟地下流体渗流规律并进行油气藏动态预测的方法，模型推导难度大，涉及的物理参数多，计算难度高，而且无法表征产量与压力间的函数关系[7]。解析法是一种基于对连续性方程进行线性化处理，采用数学手段进行解析求解，从而实现产量预测的方法[8] [9]。模型解析求解难度通常较大，且通常须对非线性问题进行线性化处理。物质平衡法则是基于质量守恒定律建立的，即原始地质储采量等于采出量与地下剩余量之和，通常只研究采出气量与地层压力之间的关系[10]。经验法是一种基于矿场实际生产数据变化特征，采用经验模型进行回归的方法，但因为参数较多且以试算得到，没有累计气量的直接计算公式，且误差较大[11]。

基于上述分析，现有的页岩气产量计算方法均有一定不足。因此，本文将基于页岩气渗流阻力理论，结合物质平衡方法，建立了页岩气压裂水平井产量预测模型。该模型物理意义明确，推导简便，且易于计算，能准确地表征页岩气井生产动态特征。

2. 页岩气物质平衡方程的建立

由于页岩气藏孔隙度和渗透率极低，且具有自生自储特征，因此，可将页岩气藏视为封闭气藏。根

据物质守恒原理，页岩气藏的物质平衡方程(气体体积守恒)的基本形式为：

$$G_a^i + G_f^i = G_a + G_f + G_p \quad (1)$$

式中： G_f^i 为页岩储层原始游离气量， m^3 ； G_a^i 为页岩储层原始吸附气量， m^3 ； G_f 为页岩储层当前游离气量， m^3 ； G_a 为页岩储层当前吸附气量， m^3 ； G_p 为页岩储层累计产出气量， m^3 。

通过考虑页岩气体积、孔隙体积和束缚水的体积，可得原始条件下页岩气藏容积为：

$$V_{ci} = V_p - V_{wc} = A_g h \phi (1 - S_{wc}) \quad (2)$$

页岩气藏原始吸附气体积为：

$$G_a^i = \frac{\rho_s V_b}{1000} V_a^i \quad (3)$$

式中： A_g 为气藏面积， m^2 ； h 为气藏厚度， m ； ϕ 为孔隙度，无因次； S_{wc} 为束缚水饱和度，无因次； V_p 为气藏孔隙体积， m^3 ； V_{wc} 为气藏束缚水体积， m^3 。

当气藏产出一定气量 G_p 之后，地层压力从 p_i 下降到某一压力 p 时，页岩气藏吸附气体积：

$$G_a = \frac{\rho_s V_b}{1000} V_a \quad (4)$$

其中，页岩气吸附量用 Langmuir 模型进行表示：

$$V_a = \frac{V_L p}{p_L + p} \quad (5)$$

气藏孔隙体积减小量：

$$\Delta V_p = V_p c_p \Delta p \quad (6)$$

束缚水体积膨胀量：

$$\Delta V_{wc} = V_p c_w \Delta p \quad (7)$$

其中

$$\Delta p = p_i - p \quad (8)$$

因此，页岩气藏当前体积为：

$$V_c = V_{ci} \left(1 - \frac{c_p + c_w S_{wc}}{1 - S_{wc}} \Delta p \right) \quad (9)$$

式中： ρ_s 为岩石密度， kg/m^3 ； V_b 为气藏体积， m^3 ； V_a 为页岩储层当前吸附气量， m^3 ； c_p 为岩石压缩系数， $1/\text{MPa}$ ； c_w 为地层水压缩系数， $1/\text{MPa}$ 。

封闭气藏中的原始气量为：

$$G_f^i = \frac{V_f^i}{B_{gi}} = \frac{V_{ci}}{B_{gi}} \quad (10)$$

其中，体积系数可表示为：

$$B_{gi} = \frac{p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc}} \frac{Z_i T_i}{p_i} \quad (11)$$

当前地面游离气量体积为:

$$G_f = \frac{V_c}{B_g} = \frac{V_{ci}}{B_g} \left(1 - \frac{c_p + c_w S_{wc}}{1 - S_{wc}} \Delta p \right) \quad (12)$$

其中, 体积系数可表示为:

$$B_{gi} = \frac{p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc}} \frac{Z_i T_i}{p} \quad (13)$$

将式(3)、式(4)、式(10)和式(12)代入式(1), 并整理得:

$$\frac{p}{Z} (1 - c_c \Delta p) = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p^f}{G_f^i} \right) \quad (14)$$

其中,

$$G_p^f = G_p - \frac{\rho_s V_b}{1000} (V_a^i - V_a) \quad (15)$$

$$c_c = \frac{c_p + c_w S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (16)$$

式中: B_{gi} 为原始条件下气体体积压缩系数, 1/MPa; V_f^i 为原始地下游离气量; Z_{sc} 为标准状态压因子, 无因次; T_{sc} 为标准状态温度, K; p_{sc} 为标准状态压力, MPa; Z_i 为气藏当前地层压缩因子, 无因次; T_i 为气藏原始地层温度, K; p_i 为气藏原始地层压力, MPa。

3. 页岩气压裂水平井产量预测模型研究

根据渗流阻力法, 并利用面积等值原则, 建立压裂水平井产能公式为:

$$q_{sc} = \frac{\pi N h Z_{sc} T_{sc} [\psi(P) - \psi(P_{wf})]}{P_{sc} T \left[\frac{1}{k_m} \ln \sqrt{\frac{x_e}{2x_f} + \frac{1}{k_f} \ln \left(\frac{1}{r_{wef}} \sqrt{\frac{2Lx_f}{\pi N}} \right)} \right]} \quad (17)$$

其中,

$$\psi(P) = 2 \int_{P_i}^P \frac{P}{\mu Z} dP \quad (18)$$

式中: L 为压裂水平井有效长度, m; N 为压裂段数, 段; x_e 为储层宽度, m; k_f 为裂缝渗透率, mD; k_m 为储层渗透率, mD; x_f 为裂缝半长, m; q_{sc} 为地面条件下日产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; ψ 为地层压力对应的拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; $\psi(P_{wf})$ 为井底流压对应的拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。

4. 页岩气压裂水平井产量预测模型校验与分析

4.1. 页岩气压裂水平井产量预测模型的校验

选取四川盆地某页岩气井真实生产数据, 首先通过该井实际日产气量, 利用本文所建的产量预测模型反算出井底流压, 然后根据井底流压的拟合情况完成所建模型的可靠性分析。拟合结果如图 1 所示, 新建的产量预测模型能够较好地描述出真实气井的井底流压变化特征。因此, 本文所建的产量预测模型是可靠的。

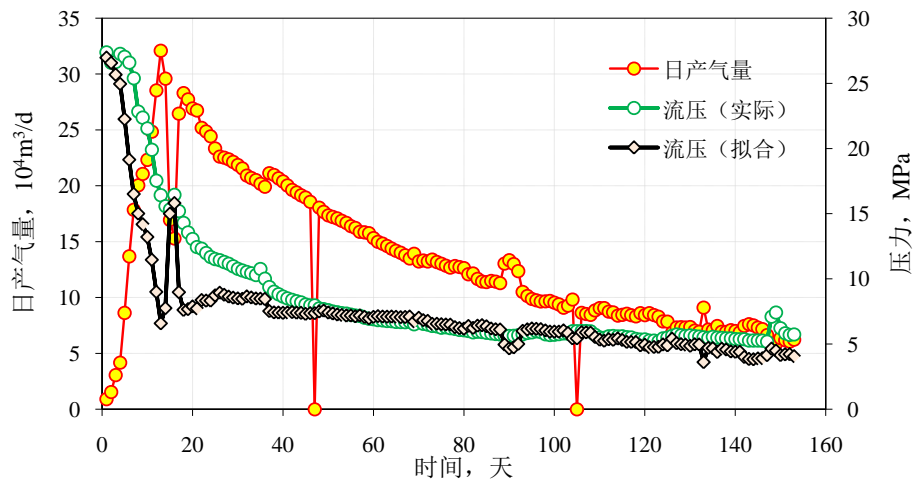


Figure 1. Evaluation diagram of calculation results by using shale gas fractured horizontal well production prediction model

图 1. 页岩气压裂水平井产量预测模型计算结果评价图

4.2. 页岩气压裂水平井产能影响因素分析

1) 吸附作用

页岩气主要以游离态和吸附态两种形式赋存于页岩储层中，不同地质条件下，页岩气的赋存状态有较大差异[12]。吸附气是页岩气重要的赋存形式之一。页岩气吸附规律常采用 Langmuir 模型进行描述，因此，本文研究了 Langmuir 体积和 Langmuir 压力对于页岩气井产量影响。由图 2 可知，页岩气井稳产期和累产气量均随着 Langmuir 体积和 Langmuir 压力的增加而增加，不考虑吸附作用会显著低估气井产量，并且 Langmuir 体积对页岩气井产量的影响要高于 Langmuir 压力。(由图 2 和图 3 可知)

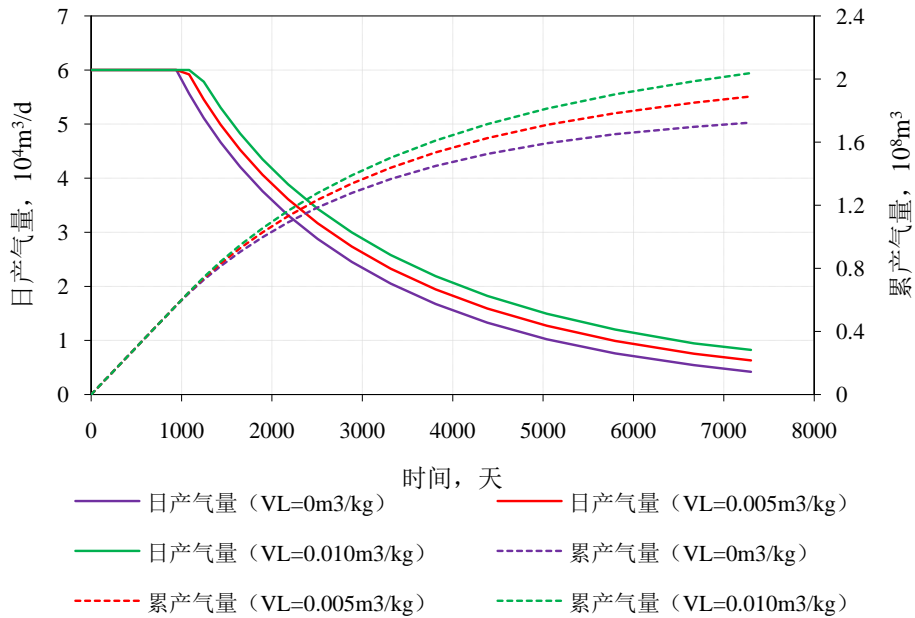


Figure 2. Analysis of the effect of Langmuir volume on the productivity of shale gas fractured horizontal wells

图 2. Langmuir 体积对页岩气压裂水平井产量影响分析图

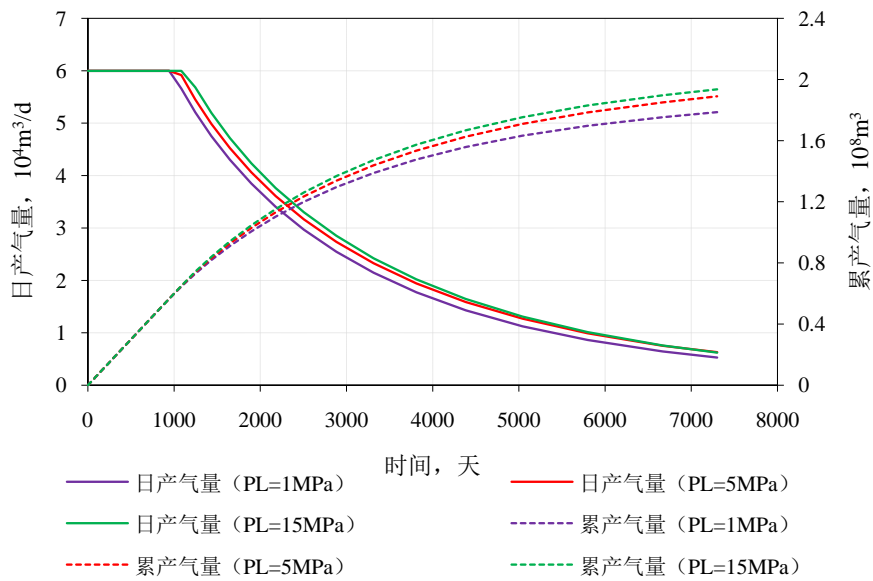


Figure 3. Analysis of the effect of Langmuir pressure on the productivity of shale gas fractured horizontal wells

图 3. Langmuir 压力对页岩气压裂水平井产量影响分析图

2) 裂缝段数

多级压裂水平井技术已是页岩气藏成功开发的核心技术[13]，但由于地层条件和压裂工艺的复杂性导致压裂裂缝呈现出不同形态，对页岩气产量造成影响[14]。由图 4 可知，当裂缝段数由 10 段分别增至 13 段和 15 段时，稳产期由 202 天分别增至 942 天和 1895 天，气井累计产量由 $1.27 \times 10^8 \text{ m}^3$ 分别增至 $1.89 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $2.48 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，增大倍数依次为 0.49 倍和 0.96 倍。因此，压裂段数的增加可促进页岩气井产量的增加，但随着气井持续生产，相较于压裂段数对气井早期产量的影响，压裂段数对气井中后期产量的影响将逐渐变小。

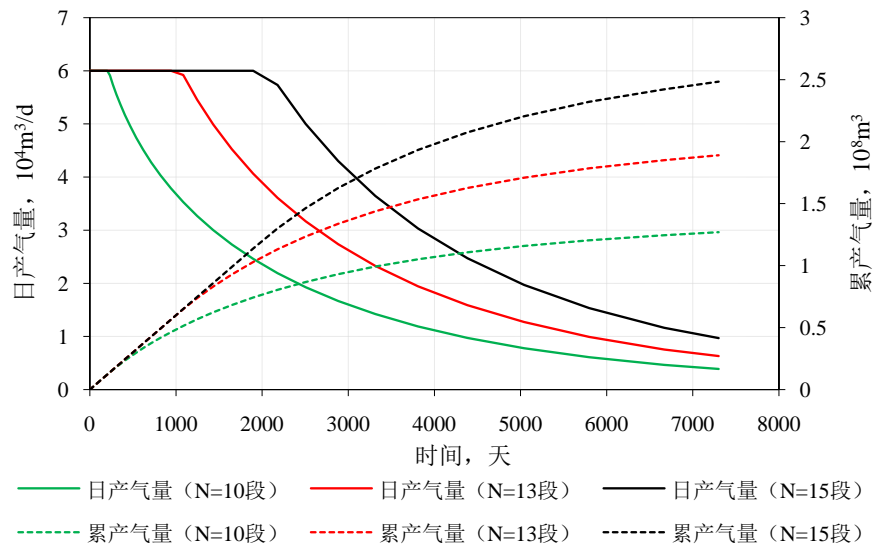


Figure 4. Analysis of the influence of the number of fracturing stages on the productivity of shale gas fractured horizontal wells

图 4. 压裂段数对页岩气压裂水平井产能影响分析图

3) 裂缝半长

由图5可知,当裂缝半长由30 m分别提高至60 m、90 m和120 m时,稳产期由407天分别增至942天、1648天和2179天,增大倍数分别为1.31倍、3.05倍和4.35倍,气井累计产量由 $1.25 \times 10^8 \text{ m}^3$ 分别增至 $1.89 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $2.41 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $2.95 \times 10^8 \text{ m}^3$,增大倍数依次为0.51倍、0.93倍和1.35倍。因此,在不考虑经济约束条件下,增大裂缝半长将有利于提高气井产能。

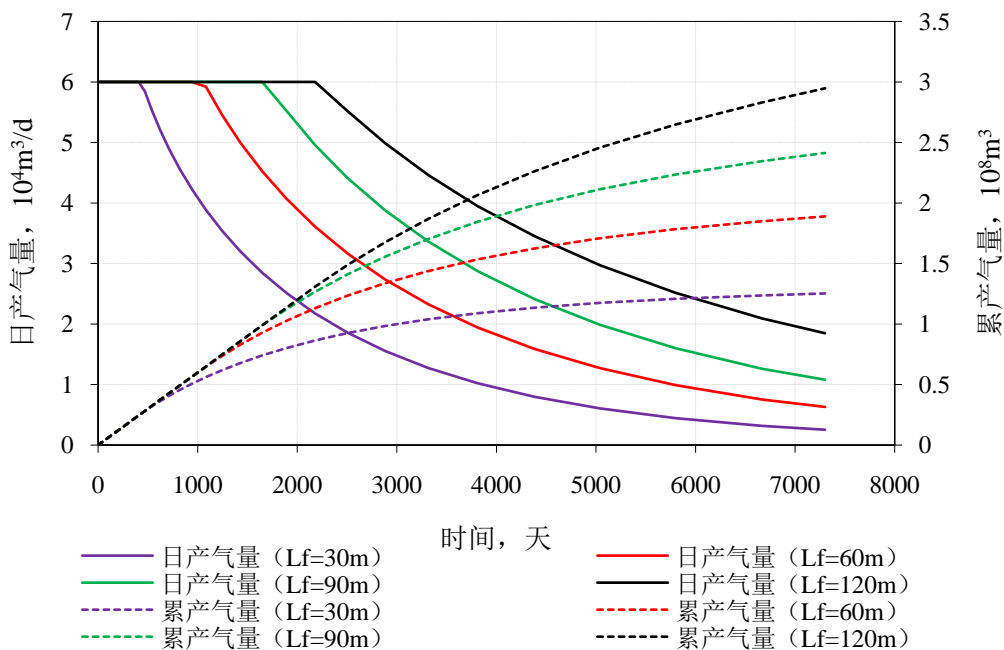


Figure 5. Analysis of the influence of fracture half-length on the productivity of shale gas fractured horizontal wells

图 5. 裂缝半长对页岩气压裂水平井产能影响分析图

5. 结论

本文基于物质平衡方法建立了页岩气压裂水平井产量预测模型,并且通过真实页岩气井生产数据对该模型进行了校验。在此基础上,完成了吸附作用、压裂半长和压裂段数对页岩气井产量的影响规律研究。计算分析表明:

1) Langmuir 体积对页岩气井产量的影响要高于 Langmuir 压力,若不考虑页岩气吸附作用则会显著低估气井产量。因此,考虑页岩气吸附作用并准确获取吸附参数是提高页岩气井产量预测结果可靠性的关键因素之一。

2) 页岩气井产量与裂缝半长和压裂段数都呈正相关,但裂缝半长对于页岩气井整个生产阶段都有较大的影响,而压裂段数对气井产量的影响会随生产时间的增加而逐渐减小,因此在页岩气储层改造时应充分发挥二者的协同效应。

基金资助

重庆科技学院大学生科技创新训练计划项目(项目编号: 2023144); 重庆市自然科学基金面上项目(项目编号: CSTB2023NSCQ-MSX0264); 重庆市教委科学技术研究项目青年项目(项目编号: KJQN202201517); 重庆科技学院人才引进科研启动资助项目(项目编号: ckrc2022025)。

参考文献

- [1] 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14.
- [2] 邹才能, 赵群, 王红岩, 等. 非常规油气勘探开发理论技术助力我国油气增储上产[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 72-79.
- [3] 陈渝川, 林伟, 李明涛, 韩登林, 郭伟. 川南-川东地区龙马溪组优质页岩分布及主控因素分析[[J/OL]. 特种油气藏. <https://link.cnki.net/urlid/21.1357.TE.20240305.1339.007>, 2024-03-07.
- [4] 徐骞, 李静嘉, 李雪琴. 页岩气水平井分段压裂工艺技术在渝东南地区的应用[J]. 中国石油和化工, 2014(7): 50-53.
- [5] 王乾宇, 吴飞鹏, 孙秋分, 等. 页岩气产能预测方法的优选与评价[J]. 断块油气田, 2023, 30(4): 559-565+578.
- [6] 汤亚顽. 页岩气开发调整区生产特征及产能影响因素[J]. 江汉石油职工大学学报, 2023, 36(3): 8-10+16.
- [7] 赵玉龙, 黄鑫, 张烈辉, 等. 基于嵌入式离散裂缝模型优化的海陆过渡相页岩气压裂水平井数值模拟[J]. 天然气工业, 2023, 43(4): 116-126.
- [8] 徐兵祥, 白玉湖, 陈岭, 等. 页岩气解析模型产量预测技术优化方案[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(9): 3571-3575.
- [9] 吴永辉, 程林松, 黄世军, 等. 考虑页岩气赋存及非线性流动机理的产能预测半解析方法[J]. 中国科学: 技术科学, 2018, 48(6): 691-700.
- [10] 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.
- [11] 李海涛, 王科, 补成中, 等. 预测页岩气单井产量及最终储量的经验法分析[J]. 特种油气藏, 2019, 26(3): 74-78.
- [12] 云露. 四川盆地东南缘浅层常压页岩气聚集特征与勘探启示[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(6): 1140-1149.
- [13] 张跃磊, 李大华, 郭东鑫. 页岩气储层压裂改造技术综述[J]. 非常规油气, 2015, 2(1): 76-82.
- [14] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(3): 425-430.