

引用格式:梁洪彬,曾黄奔,戚志林,等.考虑岩石蠕变的页岩气压裂水平井产能预测模型研究[J].油气藏评价与开发,2026,16(4):828-836.

LIANG Hongbin, ZENG Huangben, QI Zhilin, et al. Production capacity prediction model of shale gas fractured horizontal wells considering rock creep[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(4): 828-836.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025148

考虑岩石蠕变的页岩气压裂水平井产能预测模型研究

梁洪彬^{1,2}, 曾黄奔³, 戚志林³, 刘 华², 王妍妍², 李慧琳⁴, 余启奎⁵, 刘爱华⁵

(1. 重庆科技大学非常规油气开发研究院, 重庆 401331; 2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 3. 重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆 401331; 4. 中国石油西南油气田分公司重庆气矿, 重庆 401331; 5. 中国石化中原油田分公司, 河南 濮阳 457001)

摘要:页岩气井产量通常递减快,导致气井最终可采储量低,亟须开展页岩气产能影响因素研究。因此,根据页岩岩石流变特征,首先采用 Burgers (伯格)模型描述了页岩黏弹性特征下的蠕变过程,并结合应变定义进一步提出考虑蠕变效应的页岩基质孔径、孔隙度和渗透率的表征方法;然后,根据页岩气压裂水平井储层内的气体流动特征,基于五线性流理论建立考虑岩石蠕变等复杂作用机理的页岩气压裂水平井产能预测模型,并综合利用产能试算法与牛顿迭代法提出了页岩气压裂水平井产能计算流程;最后,利用实际页岩气井生产数据校验了模型计算结果的可靠性,并分析了各作用机理对气井产能的影响规律。研究结果表明:①页岩作为软岩的一种,在气井生产过程中基质以发生稳态蠕变为主,应考虑黏弹性特征,而压裂裂缝中含有高强度支撑剂,则主要考虑线性弹性特征;②页岩气产能预测应充分考虑吸附作用、岩石蠕变效应、微纳尺度效应、应力敏感效应等影响因素,忽略吸附作用、微纳尺度效应将低估气井产能,而忽略岩石蠕变效应、应力敏感效应则会高估气井产能;③尽管页岩气井控压生产初期产能低,但由于控压生产降低了储层应力敏感效应的不利影响,导致气井中后期产能会高于放压生产,因此,页岩气井采用控压生产要优于放压生产。研究成果可为页岩气有效开发提供理论指导。

关键词:页岩气;产能预测;蠕变;吸附;应力敏感

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Production capacity prediction model of shale gas fractured horizontal wells considering rock creep

LIANG Hongbin^{1,2}, ZENG Huangben³, QI Zhilin³, LIU Hua², WANG Yanyan², LI Huilin⁴, YU Qikui⁵, LIU Aihua⁵

(1. Chongqing Unconventional Oil and Gas Development Institute, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing 401331, China; 2. National Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China; 3. School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing 401331, China; 4. Chongqing Gas Mine, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chongqing 401331, China; 5. Sinopec Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan 457001, China)

Abstract: Shale gas wells usually decline rapidly in production, resulting in low estimated ultimate recovery (EUR). Therefore, it is urgent to study the influencing factors of shale gas production capacity. First, according to the rheological characteristics of shale rocks, the creep process under the viscoelastic characteristics of shale was described by the Burgers model, and a characterization method for shale matrix pore size, porosity, and permeability considering the creep effects was further proposed based on the strain definition. Then, according to the gas flow characteristics in reservoirs of shale gas fractured horizontal wells, a production capacity prediction model for shale gas fractured horizontal wells considering complex mechanisms such as rock creep was established based on the five-linear flow theory, and a production capacity calculation flowchart was proposed by comprehensively using the production capacity trial method and Newton iteration method. Finally, the reliability of the model calculation results was verified using actual production data from shale gas wells, and the influence patterns of various mechanisms on the production capacity of gas wells were analyzed. The results showed that (1) shale, as a type of soft

收稿日期:2025-08-18。

第一作者简介:梁洪彬(1991—),男,博士,副教授,主要从事非常规油气田开发研究工作。地址:重庆市沙坪坝区大学城东路20号,邮政编码:401331。E-mail: 1272958896@qq.com

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金项目“深层页岩多场耦合吸附解吸机制及数学模型研究”(52304024);国家自然科学基金面上项目“深层页岩气储层压裂裂缝变形机制及渗流机理研究”(52474034);重庆市自然科学基金面上项目“深层页岩气藏压裂水平井流固耦合气水两相流动机理研究”(CSTB2023NSCQ-MSX0264);页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室开放基金项目“高闭合应力影响下深层页岩气流动机理及产能预测方法研究”(33550000-24-ZC0613-0111)。

rock, mainly underwent steady-state creep in the matrix during gas-well production, and its viscoelastic characteristics should be considered. Hydraulic fractures contained high-strength proppants, so linear elastic characteristics should mainly be considered. (2) The impact of adsorption, rock creep, micro-nanoscale effects, and stress sensitivity should be fully considered in shale gas production capacity prediction. Ignoring adsorption effects and micro-nanoscale effects will underestimate the production capacity of gas wells, while ignoring rock creep effects and stress sensitivity effects will overestimate the production capacity of gas wells. (3) Although controlled-pressure production of shale gas wells resulted in lower production capacity in the early stage, it yielded higher production capacity in the middle and later stages because it reduced the adverse impact of reservoir stress sensitivity. Therefore, controlled-pressure production was superior to depressurization production for shale gas wells. The research findings can provide theoretical guidance for the effective development of shale gas.

Keywords: shale gas; production prediction; creep; adsorption; stress sensitivity

中国页岩气资源储量丰富,但开发难度大,特别是受储层超低孔、超低渗等地质特征影响,导致页岩气产量初期递减快,气井最终可采储量(Estimated Ultimate Recovery, EUR)低^[1-3],亟须开展页岩气井产能预测方法研究,明确各因素对气井产能的影响规律。

目前,针对页岩气渗流机理的研究已取得丰硕的成果。页岩气在基质孔内流动时,受微纳米孔道限域效应影响,游离气与孔隙壁面间的碰撞频率更高,同时部分气体以吸附态赋存在孔隙壁面,因此,气体在基质孔内以黏滞流、努森扩散、表面扩散等多种形式进行传质^[4-6],其中,表面扩散对基质传质能力的影响会随着压力的降低而增大^[7-8]。页岩储层中的天然裂缝和压裂裂缝尺度通常介于微米至毫米级^[9],故气体在裂缝系统内的渗流机理与常规气藏相近,主要为达西渗流^[10],但由于页岩气常采用压裂水平井开发^[11],导致压后气井附近的气体流动更加复杂,需分区描述,如三线性流^[12]、五线性流^[13]。页岩气井EUR预测方法主要有解析法、数值模拟法、经验产量递减法、现代产量递减法、物质平衡法、概率法、机器学习法^[14-18]。其中,解析法因其物理意义明确,可考虑页岩气复杂渗流机理,同时能够表征出产能与地层压力等物理参数间的函数关系,目前应用广泛^[19-22]。

在页岩气产能影响因素分析中,现阶段考虑的影响因素主要分为吸附参数等地质因素和压裂参数等工程因素两大类,但由于评价方法不同,主控因素尚存在认识分歧^[23-26]。近年来,为进一步提高页岩气井EUR,气井生产制度已由放压生产向控压生产转变,并会出现气井“产能反转”现象^[27],即控压井累积产气量相较于放压井累积产气量呈现出先低后高的变化特征。针对控压生产增产机理,有研究表明可能与应力敏感效应^[28]、岩石蠕变效应有关^[27],但目前相关理论研究较少,多以现场实践认识为主,特别是岩石蠕变效应对页岩气井产能的影响尚不明确。因此,该研究结合页岩蠕变特征,提出考虑岩石蠕变等复杂作用机理的页岩气压裂水平井产能预测方法,明确岩石蠕变、吸附作用等因素对气井产能的影响规律,揭示页岩气井控压增产机理,为页岩气井开发方案的科学编制提供理论依据。

1 裂缝变形与岩石蠕变

受支撑剂压实、变形、破碎、嵌入及运移等影响,页岩压裂裂缝常表现出较强的应力敏感性^[29-30],即裂缝渗透率会随着有效应力的增加而降低,通常采用指数型应力敏感模型进行描述,即:

$$k_f = k_{fi} \exp[-\eta(\sigma_i - \sigma)] \quad (1)$$

式中: k_f 为裂缝渗透率,单位 $10^{-3}\mu\text{m}^2$; k_{fi} 为初始裂缝渗透率,单位 $10^{-3}\mu\text{m}^2$; η 为应力敏感系数,单位 MPa^{-1} ; σ_i 为初始应力,单位 MPa ; σ 为当前应力,单位 MPa 。

将页岩气在裂缝内的流动视为平行板间的流动,则裂缝渗透率可表示为^[31]:

$$k_f = \frac{\varphi_f w_f^2}{12} \quad (2)$$

式中: φ_f 为裂缝孔隙度; w_f 为裂缝宽度,单位 m 。

根据裂缝密度的定义,裂缝孔隙度可表达为^[32]:

$$\varphi_f = n_f w_f \quad (3)$$

式中: n_f 为裂缝密度,单位 m^{-1} 。

由式(2)和式(3)可得当前裂缝渗透率与初始裂缝渗透率间的关系为:

$$k_f = \frac{w_f^3}{w_{fi}^3} k_{fi} \quad (4)$$

式中: w_{fi} 为初始裂缝宽度,单位 m 。

根据应变定义,并结合式(1)和式(4)有:

$$\varepsilon_f = \frac{\Delta w_f}{w_{fi}} = \frac{w_{fi} - w_f}{w_{fi}} = 1 - \exp\left[-\frac{1}{3}\eta(\sigma_i - \sigma)\right] \quad (5)$$

式中: ε_f 为裂缝应变; Δw_f 为裂缝变形量,单位 m 。

对式(5)进行泰勒展开得:

$$\varepsilon_f \approx \frac{1}{3}\eta(\sigma_i - \sigma) \quad (6)$$

由式(6)可知,现有的页岩裂缝应力敏感模型主要反映的是裂缝线弹性特征,这与缝内受高强度支撑剂影响有关。然而,页岩作为软岩的一种,还应考虑其黏弹性特征。由岩石力学实验表明^[32],页岩存在蠕变效应,可分为衰减蠕变、稳态蠕变和加速蠕变3个阶段。由于页岩气

开发时地层有效应力是缓慢增大的,且储层上覆岩层压力作用可增大页岩瞬时抗压强度,因此,在气井生产过程中页岩应以稳态蠕变为主,可借助应用广泛的 Burgers 模型^[33]来综合描述页岩黏弹性特征,即:

$$\begin{cases} \sigma_i = \sigma_1 = \sigma_2 \\ \varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 \\ \dot{\varepsilon}_1 = \dot{\sigma}_1/E_1 + \sigma_1/\eta_M \\ \sigma_2 = E_2\varepsilon_2 + \eta_K\dot{\varepsilon}_2 \end{cases} \quad (7)$$

式中: σ_1 和 σ_2 分别为 Maxwell(马克斯威尔)体和 Kelvin(开尔文)体所受应力,单位 MPa; ε 为总应变; ε_1 和 ε_2 分别为 Maxwell 体和 Kelvin 体的应变; $\dot{\varepsilon}_1$ 为 Maxwell 体的应变对时间 t 的一阶导数,单位 s^{-1} ; $\dot{\varepsilon}_2$ 为 Kelvin 体的应变对时间 t 的一阶导数,单位 s^{-1} ; $\dot{\sigma}_1$ 为 Maxwell 体所受应力对时间 t 的一阶导数,单位 MPa/s; E_1 和 E_2 分别为 Maxwell 体和 Kelvin 体的弹性模量,单位 MPa; η_M 和 η_K 分别为 Maxwell 体和 Kelvin 体的黏滞系数,单位 MPa·s。

求解式(7),并考虑页岩储层蠕变主要受有效应力影响,因此,页岩蠕变效应引起的应变量为:

$$\varepsilon = \left\{ \frac{1}{E_1} + \frac{1}{\eta_M}t + \frac{1}{E_2} \left[1 - \exp\left(-\frac{E_2}{\eta_K}t\right) \right] \right\} (\sigma_i - \sigma) \quad (8)$$

2 页岩气压裂水平井产能预测模型

2.1 页岩基质渗透率模型

假设基质孔为圆管型,则根据应变定义,基质孔发生蠕变效应后的应变量为:

$$\varepsilon = \frac{\Delta V_c}{V_p} = \frac{V_p - V_c}{V_p} = 1 - \frac{\pi r_c^2 L}{\pi r_o^2 L} = 1 - \frac{r_c^2}{r_o^2} \quad (9)$$

发生蠕变效应后的基质孔隙半径为:

$$r_c = r_o \sqrt{1 - \varepsilon} \quad (10)$$

式中: ΔV_c 为蠕变效应引起的体积变化量,单位 m^3 ; V_c 为岩石蠕变后的孔隙体积,单位 m^3 ; V_p 为岩石初始孔隙体积,单位 m^3 ; r_c 为岩石蠕变后的孔隙半径,单位 m; r_o 为页岩吸附前的孔隙半径,单位 m; L 为岩石孔隙长度,单位 m。

由蠕变效应引起的孔隙半径变化率为:

$$\xi_c = \frac{r_c}{r_o} = \sqrt{1 - \varepsilon} \quad (11)$$

式中: ξ_c 为蠕变效应引起的孔隙半径变化率。

蠕变具有时间相关性,使孔径不仅受压力作用,还随时间发生变化,进而增大了解析模型的非线性程度与求解难度。因此,将蠕变引起的孔径随时间的变化近似处理为不同离散时间下的孔径修正系数。

若基质孔壁完全被气体吸附,且满足 Langmuir(朗格缪尔)吸附规律,则基质孔隙半径为:

$$r_{ao} = r_o - d_{CH_4} \quad (12)$$

式中: r_{ao} 为吸附后的孔隙半径,单位 m; d_{CH_4} 为甲烷分子直径,单位 m。

若气体在基质孔内的表面覆盖度为 θ ,将吸附区域进行面积等效处理,则有:

$$(\pi r_o^2 - \pi r_{ao}^2)\theta = \pi r_o^2 - \pi r_a^2 \quad (13)$$

其中:

$$\theta = \frac{V_a}{V_L} = \frac{p}{p_L + p} \quad (14)$$

式中: θ 为表面覆盖度; r_a 为等效孔隙半径,单位 m; V_a 为页岩气吸附体积,单位 m^3/t ; V_L 为 Langmuir 体积,单位 m^3/t ; p 为地层压力,单位 MPa; p_L 为 Langmuir 压力,单位 MPa。

由式(13)可得:

$$r_a = \sqrt{r_o^2 - \theta(2r_o - d_{CH_4})d_{CH_4}} \quad (15)$$

因此,由吸附效应引起的孔隙半径变化率为:

$$\xi_a = \frac{r_a}{r_o} = \sqrt{1 - \theta \left(2 - \frac{d_{CH_4}}{r_o} \right) \frac{d_{CH_4}}{r_o}} \quad (16)$$

式中: ξ_a 为吸附效应引起的孔隙半径变化率。

结合式(11)和式(16)可得综合考虑蠕变效应和吸附效应影响的基质孔隙半径为:

$$r_{ac} = r_o \xi_a \xi_c \quad (17)$$

式中: r_{ac} 为综合考虑吸附效应和蠕变效应影响的基质孔隙半径,单位 m。

若页岩外表体积 V_b 中有 n_m 根半径为 r_o 、长度为 L 的毛管束孔隙,则根据孔隙度定义式可分别获得页岩吸附前后的孔隙度模型分别为:

$$\varphi_o = \frac{V_o}{V_b} = \frac{n_m \pi r_o^2 L}{V_b} \quad (18)$$

$$\varphi_{ac} = \frac{V_{ac}}{V_b} = \frac{n_m \pi r_{ac}^2 L}{V_b} \quad (19)$$

式中: φ_o 为页岩吸附前初始基质孔隙度; φ_{ac} 为当前基质孔隙度; V_o 为页岩吸附前初始基质孔隙体积,单位 m^3 ; n_m 为基质毛管束根数,单位根; V_{ac} 为当前基质孔隙体积,单位 m^3 ; V_b 为页岩外表体积,单位 m^3 。

由式(18)和式(19)可得:

$$\varphi_{ac} = \frac{r_{ac}^2}{r_o^2} \varphi_o \quad (20)$$

根据 Kozeny-Carman(高才尼-卡尔曼)模型,并考虑基质微纳米孔隙对气体流动的影响^[34],基质渗透率可表示为:

$$k_m = F \frac{\varphi_{ac} r_{ac}^2}{8\tau^2} = F \frac{\varphi_o r_o^4}{8\tau^2 r_o^2} = F \xi_a^4 \xi_c^4 \frac{\varphi_o r_o^2}{8\tau^2} = F \xi_a^4 \xi_c^4 k_{mi} \quad (21)$$

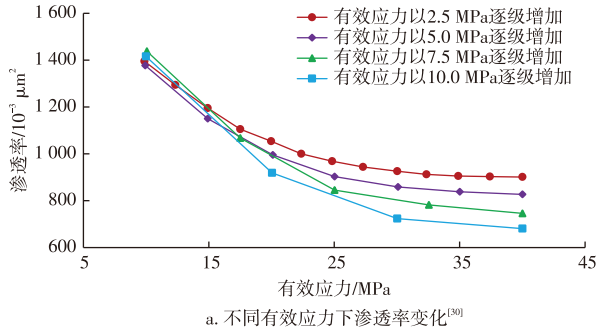
其中:

$$k_{mi} = \frac{\varphi_o r_o^2}{8\tau^2} \quad (22)$$

$$F = 1 + D_{Kna} \frac{3\pi\mu_g}{2r_{ac}^2 p} \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) \quad (23)$$

$$D_{Kna} = (1 - \theta) D_{Kn} + \theta D_s \quad (24)$$

式中: k_m 为基质渗透率,单位 $10^{-3} \mu m^2$; k_{mi} 为初始基质渗透率,单位 $10^{-3} \mu m^2$; F 为孔道内滑移速度的无量纲校正系数; τ 为迂曲度; μ_g 为气体黏度,单位 $mPa \cdot s$; α 为稀薄效应系数; D_{Kn} 为努森扩散系数,单位 m^2/s ; D_{Kna} 为吸附作用影响下努森扩散系数,单位 m^2/s ; D_s 为表面扩散系数,单位 m^2/s 。



2.2 页岩裂缝渗透率模型

吴建发等^[30]通过对川南地区龙马溪组页岩开展页岩压裂缝应力敏感性实验测试发现,相同有效应力变化范围内,有效应力加载幅度越大,后期对渗透率的伤害越显著(图1a)。采用指数型应力敏感模型式(1)对实验数据进行拟合,并进一步绘制应力敏感系数与有效应力加载幅度间的关系图发现,应力敏感系数随有效应力加载幅度呈线性关系(图1b)。

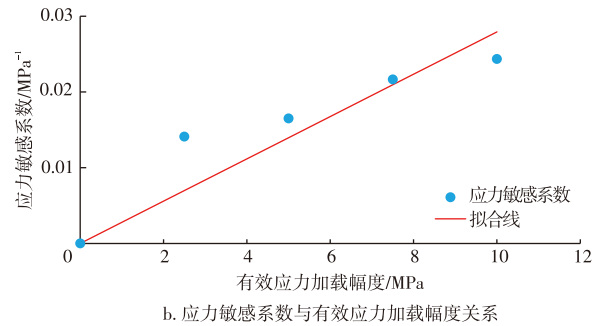


图1 应力敏感效应对页岩压裂缝渗透率影响规律

Fig. 1 Impact of stress sensitivity on permeability of shale hydraulic fractures

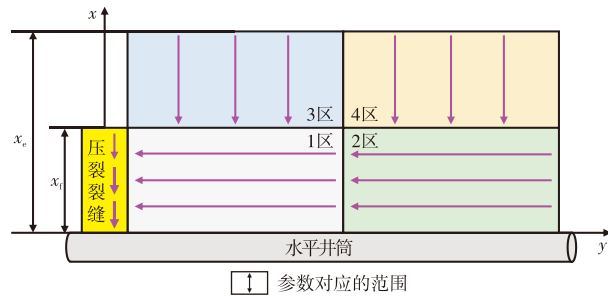
因此,页岩裂缝渗透率模型可表示为:

$$k_f = k_{fi} \exp[-m\sigma_{eff}(p_i - p)] \quad (25)$$

式中: p_i 为初始地层压力,单位 MPa ; σ_{eff} 为有效应力加载幅度,单位 MPa ; m 为单位有效应力加载幅度下应力敏感系数的变化,单位 MPa^{-2} 。

2.3 页岩气产能预测模型

页岩储层经水力压裂后可将储层分为压裂裂缝区、改造区和未改造区。当把压裂裂缝间的区域均视为诱导裂缝影响区时,页岩气符合三线性流特征;若只将压裂裂缝附近区域视为诱导裂缝影响区,则页岩气符合五线性流特征。相较之下,五线性流更符合页岩储层的实际压裂特征,其中1区为存在诱导裂缝的未压裂区,2、3、4区为不存在诱导裂缝的未压裂区^[35],其气体流动方向如图2所示。



注: x 为单井控制范围的储层半宽,单位 m ; x_f 为压裂裂缝半长,单位 m ; x 为沿 x 方向; y 为沿 y 方向;图内紫色箭头表示气体流动方向。

图2 页岩气压裂水平井五线性流机理

Fig. 2 Schematic diagram of five-linear flow mechanism in shale gas fractured horizontal wells

考虑到该研究涉及的非线性问题更复杂,包括与压力相关的吸附、应力敏感等机理,以及与时间相关的蠕变效应。因此,采用显式求解思路来简化问题的复杂程度,即如果五线性流方程的基本形式保持不变,则模型的无因次定义和通解不变,然后将每一离散时间节点下的压力、时间代入相应的机理模型中,算出相应的孔隙度、渗透率等物性参数值后带回通解,最终完成求解。基于五线性流模型建立在Laplace(拉普拉斯)空间考虑井筒储存和表皮效应的页岩气压裂水平井井底压力解为^[35]:

$$\bar{m}_{wD}(S_e, C_D) = \frac{s\bar{m}_{wD} + S_e}{s[1 + C_D s(s\bar{m}_{wD} + S_e)]} \quad (26)$$

其中, $\bar{m}_{wD}$ 为Laplace空间中无因次井底压力,表达式为:

$$\bar{m}_{wD} = \frac{\pi}{F_{CD} s \sqrt{\alpha_f} \tanh(\sqrt{\alpha_f})} \quad (27)$$

模型中包含的参数表达式总结如下:

$$\alpha_f = \frac{s}{\eta_{fi}} - \frac{2\beta_f}{F_{CD}} \quad (28)$$

$$\beta_f = \sqrt{\alpha_1} \frac{\tanh[\sqrt{\alpha_1}(w_D/2 - y_{1D})] + \alpha_0}{\alpha_0 \tanh[\sqrt{\alpha_1}(w_D/2 - y_{1D})] + 1} \quad (29)$$

$$\alpha_0 = -\frac{k_{m2} b_2 \sqrt{\alpha_2}}{k_{m1} b_1 \sqrt{\alpha_1}} \tanh[\sqrt{\alpha_2}(y_{eD} - y_{1D})] \quad (30)$$

$$\alpha_1 = \frac{k_{m3}b_3}{k_{m1}b_1}\beta_1 + f_1(s) \quad (31)$$

$$\alpha_2 = \frac{k_{m4}b_4}{k_{m2}b_2}\beta_2 + f_2(s) \quad (32)$$

$$\beta_1 = \sqrt{f_3(s)} \tanh\left[\sqrt{f_3(s)}(x_{eD} - 1)\right] \quad (33)$$

$$\beta_2 = \sqrt{f_4(s)} \tanh\left[\sqrt{f_4(s)}(x_{eD} - 1)\right] \quad (34)$$

$$f_4(s) = \frac{s}{a_4\eta_{41}b_4} \quad (35)$$

$$f_3(s) = \frac{s}{a_3\eta_{31}b_3} \quad (36)$$

$$f_2(s) = \frac{s}{a_2\eta_{21}b_2} \quad (37)$$

$$f_1(s) = \frac{s}{a_1b_1} \quad (38)$$

式中: $\bar{m}_{wD}$ 为无因次井底拟压力; S_e 为表皮系数; C_D 为无因次井筒储存系数; s 为 Laplace 算子; F_{CD} 为无因次裂缝导流能力; η_{f1} 、 η_{21} 、 η_{31} 、 η_{41} 分别为压裂裂缝区、基质 2 区、3 区、4 区的无因次导压系数; a_1 、 a_2 、 a_3 、 a_4 分别为基质 1 区、2 区、3 区和 4 区的无因次气体吸附系数; b_1 、 b_2 、 b_3 、 b_4 分别为基质 1 区、2 区、3 区和 4 区的无因次视渗透率系数; k_{m1} 、 k_{m2} 、 k_{m3} 、 k_{m4} 分别为基质 1 区、2 区、3 区和 4 区的渗透率, 单位 $10^{-3}\mu\text{m}^2$; w_D 为无因次压裂裂缝缝宽; x_{eD} 为单井控制范围的储层无因次半宽, 单位 m; y_{eD} 为相邻 2 条压裂裂缝间

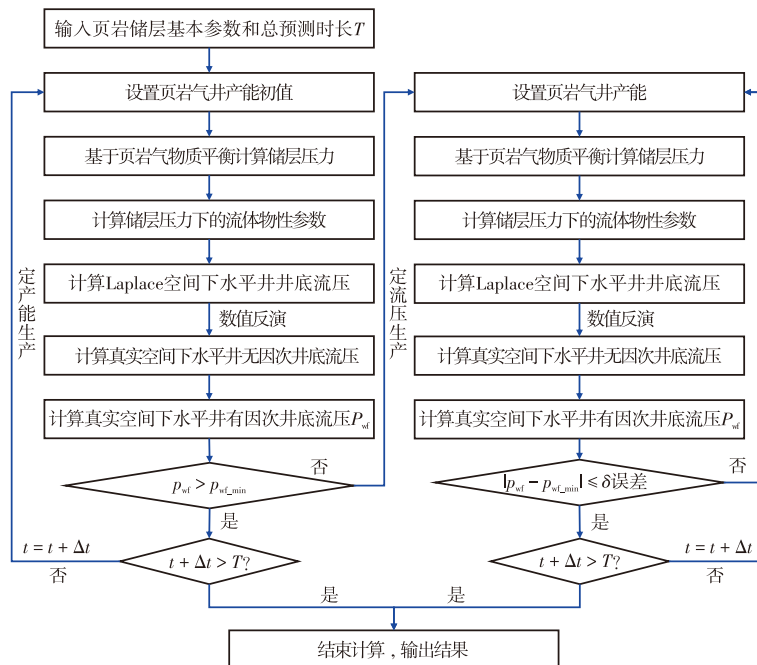
距之半的无因次距离; y_{1D} 为 1 区沿 y 方向的无因次距离; α_0 、 α_1 、 α_2 、 α_f 、 β_1 、 β_2 、 β_f 、 $f_1(s)$ 、 $f_2(s)$ 、 $f_3(s)$ 、 $f_4(s)$ 均为中间参数量。

页岩气压裂水平井五线性流模型通常求解到真实空间下的无因次压力解后, 主要采用压力响应特征曲线进行生产动态分析。在采用 Stehfest(施特费斯特)数值反演方法^[36]将 Laplace 空间中的解转换到真实空间解的基础之上, 进一步结合气体物性特征以及数值分析方法, 将无因次解转换为有因次解。同时, 引入蠕变效应和应力敏感效应分别对基质渗透率和裂缝渗透率进行修正, 即结合产能试算法与页岩气物质平衡方程^[37], 采用牛顿迭代法求解时间节点的地层压力, 进而根据式(21)和式(25)分别计算基质和裂缝的渗透率。通过编程完成页岩气压裂水平井产能计算, 相应的计算流程如图 3 所示。

3 模型验证与分析

3.1 模型验证

选取四川盆地某区块页岩气井实际生产动态数据, 采用建立的页岩气产能预测模型, 根据气井实际产量计算井底流压, 结果表明, 井底流压整体拟合率为 81.82%。结合图 4 可知, 该井受实际工况影响, 产气量呈现多段式变化。因此, 以生产第 205 天为节点将生产数据划分为前后两段, 则井底流压拟合误差分别为 27.18% 和 9.04%, 且模型对后半段井底流压的变化规律



注: P_{wf} 为井底流压, 单位 MPa; P_{wf_min} 为最小井底流压, 单位 MPa; t 为时间, 单位 d; Δt 为时间步长, 单位 d; T 为总预测时长, 单位 d; δ 为绝对允许误差。

图 3 页岩气压裂水平井产能计算流程

Fig. 3 Production capacity calculation flowchart for shale gas fractured horizontal wells

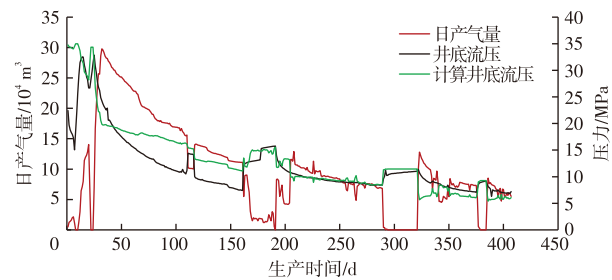


图4 页岩气压裂水平井井底流压拟合结果
Fig. 4 Fitting results of bottomhole flowing pressure for shale gas fractured horizontal wells

拟合较好。产量多段式变化实质上是由于受工程影响而导致储层物性发生了改变,而解析法仅能采用一套储层物性数据计算,因此应以代表当前储层物性的后一段数据进行分析。综上所述,该研究建立的页岩气产能预测模型是可靠的。

3.2 模型分析

根据表1中的物性参数,结合该研究建立的页岩气压裂水平井产能预测模型,进一步开展不同因素对页岩气井产能的影响规律分析。

表1 模型计算基本参数
Table 1 Basic parameters for model calculation

基本参数	参数值	基本参数	参数值
地层压力/MPa	45	岩石压缩系数/MPa ⁻¹	1.5×10 ⁻⁵
地层温度/K	373.15	井筒储集系数	1×10 ⁻⁵
储层有效长度/m	1 800	表皮系数	1×10 ⁻³
储层有效宽度/m	250	Langmuir体积/(m ³ /kg)	0.004
储层有效厚度/m	30	Langmuir压力/MPa	5
基质渗透率/10 ⁻³ μm ²	5×10 ⁻⁵	水平井长度/m	1 500
裂缝渗透率/10 ⁻³ μm ²	2	压裂段数/段	25
孔隙度	0.05	裂缝半长/m	60
页岩密度/(kg/m ³)	2 500	最小井底流压/MPa	5

3.2.1 吸附作用

通过计算对比考虑和忽略吸附作用这两种情况可知,吸附作用对页岩气井产能的影响程度将随着生产时间的增加而增大,若忽略吸附作用的影响,则EUR将被低估5.95%(图5)。在气井投产初期,吸附作用影响并不显著,主要以采出裂缝内游离气为主;随着裂缝周边基质内的压力不断下降,吸附气开始解吸,当气井进入中后期生产,吸附作用对气井产能的影响程度将进一步增大。因此,忽略吸附作用将会低估气井中后期产能。

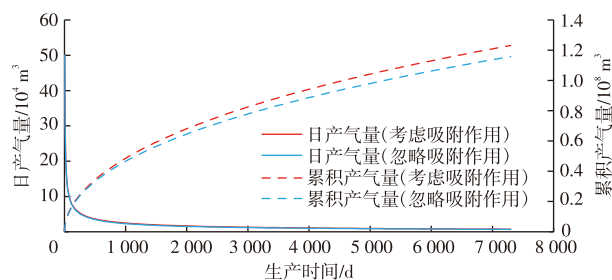


图5 吸附作用对页岩气井产能影响预测
Fig. 5 Prediction of impact of adsorption effects on shale gas well production capacity

3.2.2 蠕变效应

通过计算对比忽略蠕变量、分别考虑5%蠕变及

10%蠕变量这三种情况下的页岩气井产能可知,尽管页岩储层开发过程中主要发生的是稳态蠕变,即蠕变量通常不大,但蠕变效应在早期便已对气井产能产生显著影响,且蠕变量越大,气井EUR越低(图6)。如当10%蠕变量被忽略时,EUR将被高估4.31%。因此,页岩蠕变对气井产能的影响不可忽略。

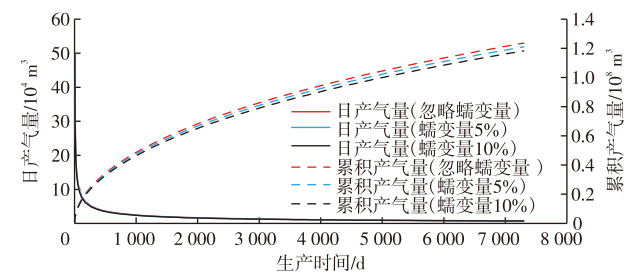


图6 岩石蠕变效应对页岩气井产能影响预测
Fig. 6 Prediction of impact of rock creep effects on shale gas well production capacity

3.2.3 微纳米尺度效应

通过计算对比考虑和忽略微纳米尺度效应这两种情况可知,尺度效应对气井产能的影响程度会随着生产时间的增加而增大(图7)。若忽略微纳米尺度效应影响,则EUR将被低估10.65%,即忽略尺度效应影响将低估气井后期产能。这是由于页岩基质富含微纳米孔,受表面扩散等限域空间内

气固作用的综合影响,气体在小孔道低压区的流动能力增强。因此,微纳米尺度效应影响应被充分考虑。

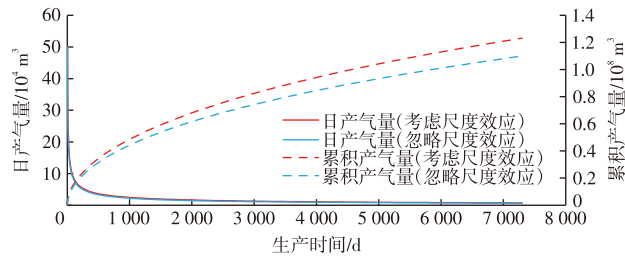


图7 微纳米尺度效应对页岩气井产能影响预测

Fig. 7 Prediction of impact of micro-nanoscale effects on shale gas well production capacity

3.2.4 应力敏感效应

通过计算不同应力敏感强度下的气井生产动态可知,当应力敏感系数从 0.08 MPa^{-1} 降至 0.04 MPa^{-1} 时,气井EUR可提升12.92%,即应力敏感效应对气井产能影响显著(图8)。因此,气井在生产过程中应充分考虑产能大小与应力敏感效应间的关系,即在确保一定经济效益下,需通过合理配产来保护储层,降低应力敏感效应的影响。

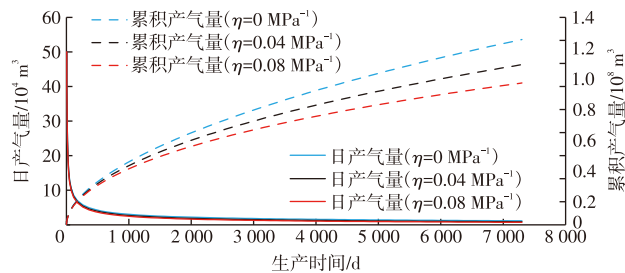


图8 应力敏感效应对页岩气井产能影响预测

Fig. 8 Prediction of impact of stress sensitivity on shale gas well production capacity

3.2.5 生产制度

由图9可知,尽管在页岩气井生产初期,放压生产产

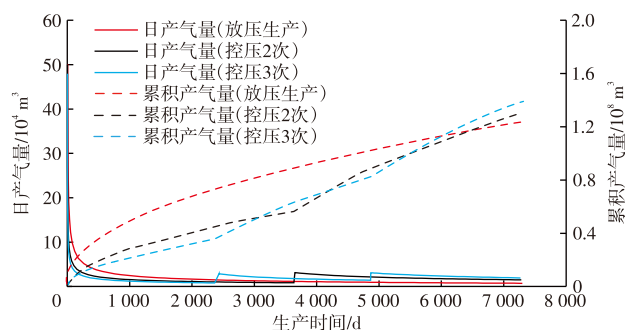


图9 不同生产制度对页岩气井产能影响预测

Fig. 9 Prediction of impact of different production regimes on shale gas well production capacity

能高于控压生产,但随着开发时间的增加,控压生产产能在气井生产中后期显著高于放压生产,提高了页岩气井的EUR,并且控压3次气井的最终可采储量优于控压2次气井。这是由于控压生产降低了应力敏感效应的不利影响,保障了气井中长期更加有效的生产。

4 结论

1)页岩作为软岩的一种具有流变特征,在气井生产过程中可发生稳态蠕变,因此,采用Burgers模型对页岩黏弹性特征下的蠕变过程进行了描述。结合应变定义,进一步提出了考虑蠕变效应的基质孔径、孔隙度和渗透率的表征方法。

2)根据页岩气压裂水平井储层内气体的流动特征,建立了考虑岩石蠕变等复杂作用机理的页岩气压裂水平井产能预测模型及相应的产能计算流程。计算结果表明:忽略吸附作用、微纳米尺度效应将低估气井产能,而忽略岩石蠕变效应、应力敏感效应则会高估气井产能。

3)页岩气井采用控压生产要优于放压生产。控压生产尽管初期产能较低,但中后期产能会更高,其增产本质是降低了应力敏感效应带来的不利影响,保障气井中长期稳产增产。

参考文献

- [1] 邹才能,林敏捷,马锋,等.碳中和目标下中国天然气工业进展、挑战及对策[J].石油勘探与开发,2024,51(2):418-435.
ZOU Caineng, LIN Minjie, MA Feng, et al. Development, challenges and strategies of natural gas industry under carbon neutral target in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 418-435.
- [2] 王红岩,施振生,赵群,等.上扬子地区下寒武统筇竹寺组地层特征及页岩气富集段分布[J].煤田地质与勘探,2025,53(3):72-89.
WANG Hongyan, SHI Zhensheng, ZHAO Qun, et al. Stratigraphic characteristics and shale gas enrichment interval distribution of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Upper Yangtze region, China [J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(3): 72-89.
- [3] 刘金立,侯振学,梁长久,等.鄂尔多斯盆地东缘页岩气关键参数计算及储层评价[J].石油地质与工程,2025,39(1):1-6.
LIU Jinli, HOU Zhenxue, LIANG Changjiu, et al. Key parameter calculation and reservoir evaluation of shale gas in the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2025, 39(1): 1-6.
- [4] ZHANG L H, LIANG H B, ZHAO Y L, et al. Gas transport characteristics in shale matrix based on multiple mechanisms[J]. Chemical Engineering Journal, 2020, 386: 124002.
- [5] LI J Q, CAI J C. Quantitative characterization of fluid occurrence in shale reservoirs[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2023, 9(3): 146-151.
- [6] ZHANG Y C, HE K, WANG X M, et al. Adsorption and diffusion of shale gas in kerogen matrix: Insights from molecular simulations[J].

- Fuel, 2025, 386: 134246.
- [7] YANG R, MA D P, XIE S L, et al. Time-dependent gas dynamic diffusion process in shale matrix: model development and numerical analysis[J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2024, 10(1): 110.
- [8] DENG J, GUO S J, WAN J, et al. Molecular dynamics of CH₄ adsorption and diffusion characteristics through different geometric shale kerogen nanopores[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2024, 500: 156784.
- [9] 杨兆中, 袁健峰, 张景强, 等. 四川盆地海相页岩水平井压裂裂缝研究进展及认识[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(4): 600-609.
- YANG Zhaozhong, YUAN Jianfeng, ZHANG Jingqiang, et al. Research progress and understanding of fracturing fractures in horizontal wells of marine shale in Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(4): 600-609.
- [10] CAI J C, ZHAO L X, ZHANG F, et al. Advances in multiscale rock physics for unconventional reservoirs[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2022, 6(4): 271-275.
- [11] 胡文瑞, 张书通, 徐思源, 等. 中国油气田开发实践、挑战与展望[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(5): 1-11.
- HU Wenrui, ZHANG Shutong, XU Siyuan, et al. Practice, challenges and prospects of oil and gas field development in China[J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(5): 1-11.
- [12] WU Y H, CHEN L S, HUANG S J, et al. A practical method for production data analysis from multistage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. *Fuel*, 2016, 186: 821-829.
- [13] 张烈辉, 崔乾晨, 谢军, 等. 页岩气藏压裂水平井线性耦合渗流模型研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 41(6): 1-12.
- ZHANG Liehui, CUI Qianchen, XIE Jun, et al. Linear coupling seepage model for fractured horizontal wells in shale gas reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2019, 41(6): 1-12.
- [14] 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.
- WANG Qianyu, WU Feipeng, SUN Qiufen, et al. Optimization and evaluation of prediction methods for shale gas productivity[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(4): 559-565.
- [15] 李亚龙, 刘先贵, 胡志明, 等. 页岩气水平井产能预测数值模型综述[J]. *地球科学进展*, 2020, 35(4): 350-362.
- LI Yalong, LIU Xiangui, HU Zhiming, et al. Summary of numerical models for predicting productivity of shale gas horizontal wells[J]. *Advances in Earth Science*, 2020, 35(4): 350-362.
- [16] 崔英敏, 郭红霞, 陆建峰, 等. 非常规气井产量递减与EUR预测方法评述[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(6): 119-126.
- CUI Yingmin, GUO Hongxia, LU Jianfeng, et al. A review of unconventional gas well production decline and EUR prediction methods[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(6): 119-126.
- [17] LI H T, YU G, FANG Y Z, et al. Gas production prediction and risk quantification of shale gas reservoirs in Sichuan Basin based on Gauss prediction model and Monte Carlo probability method[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2022, 10: 977200.
- [18] 郭子熙, 马磊, 张帅, 等. 深度学习在油气产量预测中的研究进展与技术展望[J]. *天然气工业*, 2024, 44(9): 88-98.
- GUO Zixi, MA Biao, ZHANG Shuai, et al. Research status and prospects of deep learning in oil and gas production prediction[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(9): 88-98.
- [19] 赵康, 陈民锋, 王艺文, 等. 四川盆地SZ页岩气藏气井产量变化规律及递减预测新模型[J]. *中国海上油气*, 2024, 36(3): 129-136.
- ZHAO Kang, CHEN Minfeng, WANG Yiwen, et al. A new model for production variation patterns and decline prediction of SZ shale gas reservoir in Sichuan Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(3): 129-136.
- [20] 蔡潇, 高玉巧, 何希鹏, 等. 陆相页岩层系纹层组合特征及烃类富集机制: 以苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(6): 1315-1327.
- CAI Xiao, GAO Yuqiao, HE Xipeng, et al. Lamina combination characteristics and hydrocarbon enrichment mechanism of continental shale formations: A case study of the second member of the Paleogene Funing Formation in the Qintong Sag, Subei Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(6): 1315-1327.
- [21] 何贵松, 孙斌, 高玉巧, 等. 川东南地区二叠系茅口组一段非常规天然气富集高产主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(2): 362-373.
- HE Guisong, SUN Bin, GAO Yuqiao, et al. Main factors controlling unconventional gas enrichment and high production in the first member of Permian Maokou Formation, southeastern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(2): 362-373.
- [22] 高玉巧, 郑永旺, 张莉娜, 等. 南川常压页岩气田注CO₂吞吐矿场实践[J]. *石油实验地质*, 2025, 47(2): 395-405.
- GAO Yuqiao, ZHENG Yongwang, ZHANG Lina, et al. Field tests of CO₂ huff-n-puff technology in Nanchuan normal-pressure shale gas field[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(2): 395-405.
- [23] 魏水建, 徐天吉, 唐建明, 等. 考虑储层力学性质与破裂条件的裂缝预测方法及应用: 以四川盆地WR页岩气田为例[J]. *中国海上油气*, 2025, 37(3): 142-156.
- WEI Shuijian, XU Tianji, TANG Jianming, et al. Fracture prediction method considering reservoir mechanical properties and rupture conditions and its application: A case of the WR Shale Gas Field in Sichuan Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2025, 37(3): 142-156.
- [24] 高全芳, 张培先, 关琳琳, 等. 低级别逆断层对页岩气富集高产影响研究: 以四川盆地东南缘南川地区平桥东1断层为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(3): 458-467.
- GAO Quanfang, ZHANG Peixian, GUAN Linlin, et al. Influence of lower-level reverse faults on shale gas enrichment and high yield: A case study of Pingqiao Dong-1 Fault in Nanchuan area, southeast margin of Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 458-467.
- [25] 官文洁, 彭小龙, 朱苏阳, 等. 基于改进LSTM神经网络的加密井产能预测研究: 以川南中深层页岩气为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2025, 15(3): 479-487.
- GUAN Wenjie, PENG Xiaolong, ZHU Suyang, et al. Research on productivity prediction method of infilling well based on improved LSTM neural network: A case study of the middle-deep shale gas in South Sichuan[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2025, 15(3): 479-487.
- [26] 朱苏阳, 彭真, 邸云婷, 等. 页岩气产能评价研究进展: 内涵、方法

- 和方向[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 488–499.
- ZHU Suyang, PENG Zhen, DI Yunting, et al. Research progress on shale gas productivity evaluation: concepts, methods and future directions[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 488–499.
- [27] 郭为, 柳家正, 张晓伟, 等. 考虑蠕变效应的页岩气水平井控压生产增产机理研究[J]. 力学学报, 2023, 55(3): 630–642.
- GUO Wei, LIU Jiazhen, ZHANG Xiaowei, et al. Study on the mechanism of drawdown management of shale gas horizontal well considering creep effect[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2023, 55(3): 630–642.
- [28] 何封, 冯强, 崔宇诗. W页岩气藏气井控压生产制度数值模拟研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(1): 91–99.
- HE Feng, FENG Qiang, CUI Yushi. Production schedule optimization of gas wells in W shale gas reservoir under controlled pressure difference based on numerical simulation[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 91–99.
- [29] 李海, 郑马嘉, 赵文韬, 等. 页岩气压后返排油嘴动态调整技术应用及效果评价[J]. 石油地质与工程, 2025, 39(1): 13–20.
- LI Hai, ZHENG Majia, ZHAO Wentao, et al. Application and effectiveness evaluation of dynamic adjustment technology for shale gas pressure flowback nozzle[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2025, 39(1): 13–20.
- [30] 吴建发, 樊怀才, 张鉴, 等. 页岩人工裂缝应力敏感性实验研究: 以川南地区龙马溪组页岩为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 71–81.
- WU Jianfa, FAN Huaicai, ZHANG Jian, et al. An experimental study on stress sensitivity of hydraulic fractures in shale: A case study on Longmaxi Formation shale in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(2): 71–81.
- [31] 何更生, 唐海. 油层物理[M]. 第2版. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- HE Gengsheng, TANG Hai. Petrophysics[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [32] 徐全胜. 页岩的加速蠕变力学特征研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- XU Quansheng. Study on accelerated creep mechanical characteristics of shale[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [33] 曹利军, 马超, 王伟. 考虑时效损伤的岩石黏弹塑性本构模型[J]. 中国农村水利水电, 2021, 63(9): 160–166.
- CAO Lijun, MA Chao, WANG Wei. Viscoelastic plastic constitutive model of rock considering aging damage[J]. China Rural Water and Hydropower, 2021, 63(9): 160–166.
- [34] JAVADPOUR F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone)[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16–21.
- [35] 高杰. 页岩气藏多段压裂水平井压力动态特征研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- GAO Jie. Study on pressure dynamic characteristics of multi-stage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [36] 孙贺东. 油气井现代产量递减分析方法及应用[M]. 第2版. 北京: 石油工业出版社, 2024.
- SUN Hedong. Advanced production decline analysis and application [M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2024.
- [37] LIANG H B, YOU K T, QI Z L, et al. A novel EUR prediction model for fractured horizontal shale gas wells based on material balance theory[J]. Natural Gas Industry B, 2024, 11(5): 569–580.

(编辑 常燕)