



页岩储层多级压裂水平井流固耦合产能分析

亓倩 岳明 朱维耀 马文江

Fluid–solid coupling productivity analysis of multi-stage fractured horizontal wells in shale reservoirs

QI Qian, YUE Ming, ZHU Weiyao, MA Wenjiang

引用本文:

亓倩, 岳明, 朱维耀, 马文江. 页岩储层多级压裂水平井流固耦合产能分析[J]. 北科大: 工程科学学报, 2025, 47(5): 1128–1136. doi: 10.13374/j.issn2095–9389.2024.03.26.001

QI Qian, YUE Ming, ZHU Weiyao, MA Wenjiang. Fluid – solid coupling productivity analysis of multi-stage fractured horizontal wells in shale reservoirs[J]. *Chinese Journal of Engineering*, 2025, 47(5): 1128–1136. doi: 10.13374/j.issn2095–9389.2024.03.26.001

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.13374/j.issn2095–9389.2024.03.26.001>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

中国页岩气开发理论与技术研究进展

Research progress in theories and technologies of shale gas development in China

工程科学学报. 2021, 43(10): 1397 <https://doi.org/10.13374/j.issn2095–9389.2020.11.10.003>

裂隙性储层水平井起裂行为的控制

Control of fracturing behavior of fractured reservoir under horizontal wells

工程科学学报. 2020, 42(11): 1449 <https://doi.org/10.13374/j.issn2095–9389.2019.11.15.003>

中牟区块过渡相页岩气藏产能分析及压裂参数优选

Production analysis and fracturing parameter optimization of shale gas from Zhongmou Block in southern North China Basin

工程科学学报. 2020, 42(12): 1573 <https://doi.org/10.13374/j.issn2095–9389.2020.04.10.002>

非常规油气藏多场耦合渗流理论研究进展

Multiphysical field coupling in unconventional oil and gas reservoirs

工程科学学报. 2023, 45(6): 1045 <https://doi.org/10.13374/j.issn2095–9389.2022.03.29.002>

基于离散裂缝模型的页岩油储层压裂渗吸数值模拟

Numerical simulation of fractured imbibition in a shale oil reservoir based on the discrete fracture model

工程科学学报. 2022, 44(3): 451 <https://doi.org/10.13374/j.issn2095–9389.2021.08.30.007>

页岩数字岩心重构与水力压裂数值试验

Reconstruction of the shale digital core and numerical test of hydraulic fracturing

工程科学学报. 2024, 46(3): 556 <https://doi.org/10.13374/j.issn2095–9389.2023.05.10.004>

页岩储层多级压裂水平井流固耦合产能分析

亓 倩¹⁾, 岳 明^{2)✉}, 朱维耀²⁾, 马文江¹⁾

1) 北京科技大学自然科学基础实验中心, 北京 100083 2) 北京科技大学土木与资源工程学院, 北京 100083

✉通信作者, E-mail: yueming0101@sina.com

摘 要 从渗流微观-宏观动力学行为出发, 通过应力敏感实验研究储层流固耦合作用与流体流动规律, 探究微观与宏观有效应力的相互作用关系; 基于有效应力原理, 考虑页岩气滑移扩散、解吸及页岩变形的多尺度流固耦合作用, 分别建立页岩储层基质和裂缝网络的孔隙度、渗透率在有效应力作用下的数学模型. 基于页岩气储层多区耦合渗流物理模型, 考虑储层变形对页岩基质和裂缝网络孔隙度、渗透率的流固耦合作用, 建立了页岩气水平井流固耦合产能模型, 揭示了多级压裂水平井流固耦合非线性渗流规律, 分析了页岩气储层多级压裂水平井流固耦合页岩气井产能影响因素; 对基质岩样和裂缝岩样进行了应力敏感性实验, 结果表明基质岩样的应力敏感性强于裂缝岩样; 模型研究表明: 考虑与不考虑流固耦合作用对页岩气渗流影响的累计产气量相差 14% 左右, 且缝网区流固耦合作用更为敏感; 解吸吸附发生收缩变形量越大, 弹性模量越小, 泊松比、Biot 系数、初始孔隙度越大, 流固耦合作用越明显, 产气量越低. 泊松比对流固耦合作用的影响比较小, 产气量变化不大. 模型模拟结果与现场实际数据一致, 产气量满足“L 型”递减规律, 且符合率达 70% 以上, 验证了模型的准确性.

关键词 页岩气; 多尺度; 渗流; 渗透率; 流固耦合

分类号 TG142.71

Fluid–solid coupling productivity analysis of multi-stage fractured horizontal wells in shale reservoirs

QI Qian¹⁾, YUE Ming^{2)✉}, ZHU Weiyao²⁾, MA Wenjiang¹⁾

1) Basic Experimental Center for Natural Science, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China

2) School of Civil and Resource Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China

✉Corresponding author, E-mail: yueming0101@sina.com

ABSTRACT Starting from the micro/macro dynamics of seepage behavior, stress-sensitive experiments are conducted to investigate the fluid–solid coupling and fluid flow law in shale gas reservoirs. These experiments elucidate the interaction between micro and macroscopic effective stress based on the dynamic behavior of seepage. By applying the principle of effective stress, a nonlinear seepage mathematical model for matrix–fracture porosity and permeability in shale reservoirs is established, considering multi-scale fluid–solid coupling effects such as slip diffusion, desorption, gas flow, and shale deformation. Based on the multi-zone coupled seepage physical model of a shale gas reservoir, a fluid–solid coupling productivity model for shale gas horizontal wells is established. This model considers the impact of reservoir deformation on shale matrix–fracture porosity and permeability. Additionally, it reveals the nonlinear seepage law of multistage fractured horizontal wells and analyzes factors influencing productivity. Stress sensitivity experiments on matrix rock samples and fracture rock samples indicate that the stress sensitivity of matrix rock samples is stronger than that of fracture rock samples. The research shows that cumulative gas production, accounting for the influence of fluid–solid coupling on shale gas seepage, differs by approximately 14% compared to when it is not considered. The difference is mainly attributed to the fluid–solid

收稿日期: 2024–03–26

基金项目: 国家自然科学基金联合基金资助项目(U23B2083); 中央高校基本科研业务项目(FRF-TP-22-146A1)

coupling in the fracture network of the reconstruction area. Analyzing fluid–solid coupling parameters reveals that larger elastic modulus results in stronger resistance to deformation, leading to a weaker fluid–solid coupling effect and decreased gas production. Shale skeleton shrinkage deformation during desorption makes the fluid–solid coupling effect more pronounced, though it slightly reduces gas production. Higher Poisson’s ratio and Biot coefficient increase the deformation sensitivity of the shale reservoir and decrease the resistance to deformation in the fracture network zone, resulting in a more significant fluid–solid coupling effect and decreased gas production. As initial porosity increases, the absolute value of the fluid–solid coupling stress sensitivity coefficient decreases gradually, significantly enhancing the fluid–solid coupling effect characterized by the permeability model. The simulation results of the model align with actual field data, showing that gas production follows an “L-shaped” decline pattern with a coincidence rate exceeding 70%, verifying the model’s accuracy.

KEY WORDS shale gas; multi-scale; flow; permeability; fluid–solid coupling

页岩气储层具有纳微米孔隙, 储层需经水平井体积压裂改造, 构成人造气藏多尺度(基质、微裂缝、缝网)系统后才能形成有效产能。随着开采的进行, 页岩气藏储层压力不断降低, 储层骨架在外部应力的作用下压缩变形, 造成多尺度介质渗透率发生改变; 吸附在页岩颗粒表面的气体发生解吸, 同样造成页岩骨架的变形, 从而形成页岩储层的流固耦合效应^[1-2]。

流固耦合分析的基础是储层物性参数应力敏感性的变化规律, 流固耦合作用越大, 应力敏感性越强^[3-4]。为研究上述问题, 国内外学者在页岩岩样物性参数应力敏感性规律及流固耦合渗流机理方面开展了一定的研究工作^[5-6]。陈维余等^[7]通过应力敏感测试实验, 研究裂缝型储层中的裂缝受地层应力影响张开或闭合的敏感性。尚春江等^[8]探讨充填天然裂缝对页岩受载过程中渗透率变化规律的影响机理。页岩储层的多尺度流固耦合特性是页岩气产能影响的重要因素。

油气储层应力敏感性是油气储层的渗透率在有效应力发生变化的情况下发生的改变量。储层主要受上覆岩石压力和内部孔隙压力的共同作用, 由于储层所受的应力发生变化, 储层岩石发生弹塑性形变, 增加了储层的驱油气能力; 另一方面, 储层的岩石的变形导致孔隙被压缩, 进而导致渗透率发生变化。因此研究油气储层流固耦合应力敏感特性时, 一般采用有效应力的概念。国内外研究学者在应力敏感性和有效应力关系的实验基础上, 采用多种方法对有效应力和渗透率的关系进行表征^[9-10]。目前, 这些模型主要可分为连续介质模型^[11-14]和离散裂缝网络模型^[15-19]。董鹏等^[20]基于连续介质模型, 利用保角变换和 Pedrosa 替代法, 建立了考虑渗透率应力敏感效应和非圆形边界的大型压裂复杂裂缝直井渗流模型和产能模型; 然而关于流固耦合问题, 考虑应力敏感效应采

用有效应力的指数型经验公式, 此模型更适用于非改造区的应力敏感性。任龙等^[21]基于有效应力原理, 建立孔隙度、渗透率、压缩系数交叉耦合模型, 利用离散裂缝网络模型模拟致密油体积压裂水平井流固全耦合流动; 然而模型求解需采取迭代耦合或者全耦合数值求解技术, 数值求解方法计算量大难收敛。

页岩储层具有多尺度特性, 已有模型应用于页岩储层流体流动模拟时存在尺度偏差^[22]。因此本文从渗流微观-宏观动力学行为出发, 进行页岩岩心应力敏感性测试, 以实验为基础, 基于有效应力原理, 建立页岩储层基质和裂缝系统流固耦合渗流运动方程; 基于多区耦合模型, 考虑储层变形对页岩基质、裂缝孔隙度和渗透率的流固耦合作用, 对页岩气储层多级压裂水平井流固耦合页岩气井产能进行影响分析。

1 流固耦合渗流实验

1.1 实验方法

实验选用 3 块不含微裂缝基质岩样 Ls2-1、Ls2-5、Qj2-6(岩样基础数据表见表 1), 3 块人工压裂的裂缝页岩岩样 Ls1-5、Qj1-6、Qj1-7(岩样基础数据表见表 1), 进行岩心应力敏感性分析。在页岩压裂后渗透率及孔隙度测量的基础上, 控制有效应力在 4、7、11、16 和 22 MPa, 回压设定 4 MPa、进口压力设定 5 MPa 并且保持压力恒定。有效应力点控制夹持时间 8 h, 记录有效应力加载和卸载过程中的渗透率, 对同一有效应力点的渗透率采用多次重复测量, 求取平均渗透率。

1.2 实验结果与分析

页岩储层岩石存在微观孔隙结构, 有效应力作用下所含粘土内部发育的片状孔隙在外力作用下更容易闭合, 导致页岩储层渗流能力下降较快且不容易恢复。图 1(a)基质岩样有效应力增加到

表 1 岩样基础数据表

Table 1 Basic rock sample data				
Number	Length/ (10 ⁻² m)	Diameter/ (10 ⁻² m)	Porosity/%	Permeability/ (10 ⁻³ μm ²)
Ls2-1	4.84	2.53	2	0.0008
Ls2-5	5.23	2.51	3	0.0053
Qj2-6	5.08	2.51	2	0.0072
Ls1-5	4.16	2.52	1.04	161.3
Qj1-6	4.57	2.53	1.88	50.60
Qj1-7	4.75	2.53	1.15	31.45

22 MPa 时, 渗透率下降幅度约 90%~99%, 即基质页岩渗透率保持率低于 10%, 基质岩样应力敏感性较强. 随着有效应力的降低, 岩样渗透率恢复到初始渗透率的 5%~25%, 因此应力敏感对页岩基质岩样的伤害具有不可逆的特性.

有效应力作用下储层岩石内部矿物颗粒的位移变化是导致裂缝岩石渗透率应力敏感的主导因素, 裂缝在外力的作用下, 存在自支撑作用, 在应力的作用下渗透性能降低较基质慢且恢复较快. 图 1(b) 中裂缝页岩有效应力增大到 22 MPa 时, 初始渗透率下降约 80%~90%, 随着有效应力的降低, 岩样渗透率恢复到初始渗透率的 95%~99%; 有效应力的作用下岩样中裂缝发生闭合导致渗透能力的迅速降低; 渗透率越小, 渗透率下降幅度越为明显, 应力敏感性越强.

2 页岩储层流固耦合渗流模型

2.1 页岩基质流固耦合渗透率模型

页岩基质在受压弹性阶段, 随着应力的增大, 页岩孔隙压实发生弹性变形, 渗透系数随着有效应力增大逐渐减小. 下文基于有效应力原理, 分析页岩基质孔隙度的变化及渗透系数的改变.

页岩基质流固耦合孔隙度模型^[23]:

$$\frac{\phi_m}{\phi_{m0}} = \exp \left[\frac{1}{E_p} \frac{(1-2\nu_m)(1+\nu_m)}{(1-\nu_m)} (1+\alpha_p)(p_m - p_{m0}) \right] \quad (1)$$

式中, ϕ_{m0} 为基质初始孔隙度; ϕ_m 为基质孔隙度; E_p 为孔隙弹性模量, Pa; ν_m 为基质泊松比; α_p 为基质区孔隙侧限应力下的有效应力系数; p_m 为基质区压力, Pa; p_{m0} 为基质区初始压力, Pa.

页岩基质渗透率和孔隙度满足以下立方关系:

$$K_m/K_{m0} = (\phi_m/\phi_{m0})^3 \quad (2)$$

将式(2)带入式(1)得页岩基质流固耦合渗透率模型为:

$$\frac{K_m}{K_{m0}} = \exp \left[\frac{3}{E_p} \frac{(1-2\nu_m)(1+\nu_m)}{(1-\nu_m)} (1+\alpha_p)(p_m - p_{m0}) \right] \quad (3)$$

式中, K_{m0} 为基质初始渗透率, μm^2 ; K_m 为基质渗透率, μm^2 .

根据 Betti-Maxwell 互惠定理, 孔隙弹性模量与基质单元弹性模量的关系为:

$$E_p = E_m(\phi_{m0}/\alpha_m) \quad (4)$$

其中, $\alpha_m = \beta_m + \frac{E_m}{3(1-2\nu_m)} \frac{\varepsilon_L p_L}{(\bar{p}_m + p_L)(p_{m0} + p_L)}$. α_m 为考虑解吸基质区侧限应力下的有效应力系数, β_m 为基质 Biot 系数; ε_L 为 Langmuir 应变, 表示最大应变; p_L 为 Langmuir 压力, 表示吸附量达到最大吸附量 50% 时的压力, Pa; $\bar{p}_m$ 为基质区的平均压力, Pa; E_m 为基质弹性模量, Pa.

将式(4)带入式(3)得页岩基质储层流固耦合渗透率变化数学模型:

$$K_m = K_{m0} \exp \left[\frac{3\alpha_m}{E_m\phi_{m0}} \frac{(1-2\nu_m)(1+\nu_m)}{(1-\nu_m)} \times (1+\alpha_p)(p_m - p_{m0}) \right] \quad (5)$$

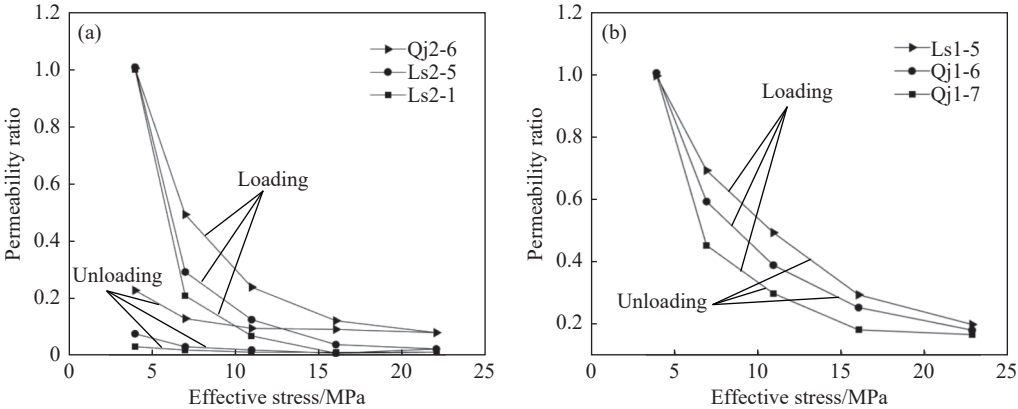


图 1 渗透率与有效应力的变化关系. (a) 基质岩样; (b) 裂缝岩样

Fig.1 Relationship between permeability and effective stress: (a) matrix samples; (b) fracture samples

2.2 缝网区流固耦合渗透率模型

基于网状裂缝物理模型及网状裂缝等效渗透率模型^[24-25], 据等效渗流阻力原理, 将基质-裂缝单元视为并联组合层平行非线性流动单元, 则有效应力状态下裂缝系统的渗透率的变化为:

$$\Delta K_f = K_f \left(\frac{3\Delta W}{W} - \frac{\Delta X}{X} \right) \quad (6)$$

式中, K_f 为裂缝渗透率, μm^2 ; X 为微裂缝的宽度, mm; ΔX 为基质-微裂缝体变化, mm; W 为裂缝开度, mm; ΔW 为裂缝开度变化, mm.

将式(6)代入单轴应力下的有效应力表达式^[23], 得:

$$\frac{\partial K_f}{K_f} = \frac{X+W}{W} \frac{(1-2\nu_f)(1+\nu_f)}{1-\nu_f} \left[\left(\frac{1}{K_{fn}} + \frac{1}{K_m} \right) + \left(\frac{\beta_{fn}}{K_{fn}} + \frac{\beta_m}{K_m} \right) + \frac{2}{3K_m} \frac{K_m \varepsilon_L p_L}{(p_m + p_L)(p_{m0} + p_L)} \right] \partial p_f \quad (7)$$

式中, K_{fn} 为缝网渗透率, μm^2 ; ν_f 为裂缝泊松比; β_{fn} 为缝网 Biot 系数.

对式(7)进行积分, 忽略裂缝区域基质的变形, 得基质-裂缝单元体流固耦合渗透率模型:

$$K_{fn} = K_{f0} \exp \left[\frac{3}{E_{fn}} \frac{(1-2\nu_{fn})(1+\nu_{fn})}{1-\nu_{fn}} \frac{X+W}{W} \times (1+\alpha_{fn})(p_f - p_{f0}) \right] \quad (8)$$

式中, K_{f0} 为裂缝初始渗透率, μm^2 ; ν_{fn} 为缝网泊松比; $\alpha_{fn} = \beta_{fn}$ 为缝网区侧限应力下的有效应力系数; p_f 为裂缝压力, Pa; p_{f0} 为裂缝初始压力, Pa.

3 页岩储层流固耦合渗流模型

页岩气藏为具有独立物理性质的基质系统和裂缝网络系统组成. 将页岩气的流动分为两大区域: I改造区、II未改造区, 如图2所示. 在这种分区结构中, I区改造区为由压裂主裂缝、裂缝分支与地层微裂缝连通形成的裂缝网络系统, II区未改造区为发育微裂缝的基质系统; 基于以上物理模型, 建立了考虑滑移扩散、解吸及流固耦合综合作用下的页岩气储层多级压裂水平井非稳态渗流数学模型, 分析解吸附及流固耦合效应(弹性模量、泊松比、Biot系数、初始孔隙度等)等多因素影响下产气量随时间的变化, 并与实际生产数据进行拟合对比.

3.1 页岩储层基质-缝网两区流固耦合控制方程

基于基质和缝网渗透率流固耦合模型式(5)、(8), 定义考虑流固耦合和滑移扩散效应的拟压力函数:

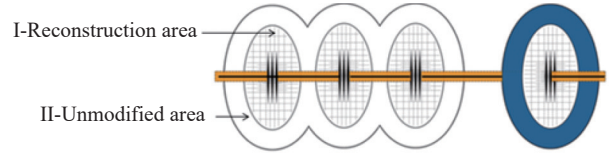


图2 页岩气储层水平井复杂缝网压裂示意图

Fig.2 Schematic diagram of complex fracture network fracturing in horizontal wells within shale gas reservoirs

$$\psi_{m,fn} = 2 \int_{p_a}^{p_{m,fn}} \left[\frac{K_{m,fn}(\bar{p})}{K_{m0,fn0}} + \frac{3\pi a\mu D_k}{16K_{m0,fn0}p} \right] \frac{p}{\mu Z} dp \quad (9)$$

式中, $m_{m,fn} = \frac{K_{m,fn}(\bar{p})}{K_{m0,fn0}} + \frac{3\pi a\mu D_k}{16K_{m0,fn0}p}$ 为基质区和缝网区拟压力函数, Pa; $\psi_{m,fn}$ 为基质区和缝网区非线性拟压力函数, Pa^2 ; 下标分别表示基质区和缝网区; a 为稀疏因子, $a = 1.34$; μ 为气体黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; Z 为气体压缩因子; K_{fn0} 为缝网初始渗透率, μm^2 ; D_k 为气体扩散系数, $\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}$; p 为储层压力, Pa; $\bar{p}$ 为储层平均压力, Pa; p_a 为储层某一已知压力, Pa.

3.1.1 II区未改造区(基质区)流固耦合气体流动方程

考虑页岩气储层基质解吸、扩散、滑移等微尺度及流固耦合效应, 基于天然气渗流连续性方程、运动方程和状态方程, 建立用拟压力式(10)表示的未改造区流固耦合不稳定渗流的基本微分方程:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial \psi_m}{\partial r} \right) + \frac{p_{sc} T}{T_{sc} Z_{sc} \rho_{gsc} K_m} q_{md} = \frac{\phi_m \mu c_m}{K_{m0}} \left[\frac{p_m}{m_m} \frac{\partial \psi_m}{\partial t} \right] \quad (10)$$

式中, p_{sc} 为标准压强, MPa; T 为地层温度, K; T_{sc} 为标准状态下温度, K; Z_{sc} 为标准状态下气体压缩因子; ρ_{gsc} 为标准状态下气体密度, $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$; q_{md} 为单位时间气体从单位体积基质中的解吸量, $\text{m}^3\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$; t 为生产时间, s.

$$q_{md} = -\rho_{gsc} \mu Z \frac{p_L V_L}{(p_m + p_L)^2} \frac{1}{m_m} \frac{\partial \psi_m}{\partial t} \quad (11)$$

定义导压系数: $1/\eta_m = \phi_m \mu c_{mt} (\bar{p}_m)/K_m$;

因此式(10)可表示为:

$$\frac{\partial^2 \psi_m}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \psi_m}{\partial r} = \frac{1}{\eta_m} \frac{\partial \psi_m}{\partial t} \quad (12)$$

式中, $c_{mt} = c_{mg} + c_{md} = c_m \cdot \frac{p_m}{\bar{m}_m} + \frac{p_{sc} T Z}{T_{sc} Z_{sc}} \frac{p_L V_L}{(\bar{p}_m + p_L)^2} \frac{1}{\bar{m}_m}$; c_{mt} 为基质区综合压缩系数, Pa^{-1} ; c_{mg} 为基质区气体扩散压缩系数, Pa^{-1} ; c_{md} 为基质区解吸压缩系数, Pa^{-1} ; c_m 为基质区压缩系数, Pa^{-1} ; $\bar{m}_m$ 为基质区平均拟压力函数, Pa; $\bar{p}_m$ 为基质区平均压力, Pa; r 为距井筒距离, m.

通过玻尔兹曼变换, 引入 $u_m = r^2/(4\eta_m t)$, 将偏微分方程变换为常微分方程, 根据复合函数求导

法则, 式(12)可转化为:

$$u \frac{\partial^2 \psi_m}{\partial u^2} + (1 + u_m) \frac{\partial \psi_m}{\partial u} = 0 \quad (13)$$

令 $\psi'_m = \frac{\partial \psi_m}{\partial u_m}$, 式(13)变为:

$$u_m \frac{\partial \psi'_m}{\partial u_m} + (1 + u_m) \psi'_m = 0 \quad (14)$$

分离变量并积分得:

$$\psi'_m = C_1 \exp(-u_m)/u_m \quad (15)$$

初始条件: $t = 0, u_m \rightarrow \infty, \psi_m = \psi_i$, 代入初始条件对式(15)进行积分:

$$\int_{\psi_i}^{\psi_m(r,t)} d\psi_m = C_1 \int_{\infty}^{\frac{r^2}{4\eta_m t}} [\exp(-u_m)/u_m] du_m \quad (16)$$

其中,

$$\int_{\frac{r^2}{4\eta_m t}}^{\infty} [\exp(-u_m)/u_m] du_m = -\text{Ei}(-u_m) = -\text{Ei}\left(-\frac{r^2}{4\eta_m t}\right).$$

因此 II 区未改造区(基质区)流固耦合压力方程解析解为:

$$\psi_m(r, t) = \psi_i - C_1 \left[-\text{Ei}\left(-\frac{r^2}{4\eta_m t}\right) \right] + C_2 \quad (17)$$

3.1.2 I 区改造区(缝网区)流固耦合气体流动方程

同理, 基于天然气渗流连续性方程、运动方程和状态方程, 建立 I 区改造区裂缝网络流固耦合不稳定渗流控制方程:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial \psi_{\text{fn}}}{\partial r} \right) = \frac{\phi_{\text{fi}} \mu c_{\text{fnt}}}{K_{\text{fnt}}} \frac{\partial \psi_{\text{fn}}}{\partial t} \quad (18)$$

式中, $c_{\text{fnt}} = c_{\text{fng}} + c_{\text{fnd}} = c_{\text{fn}} \cdot (p_{\text{fn}}/\bar{m}_{\text{fn}})$; c_{fnt} 为缝网区综合压缩系数, Pa^{-1} ; c_{fng} 为缝网区气体扩散压缩系数, Pa^{-1} ; c_{fnd} 为缝网区解吸压缩系数, Pa^{-1} ; $\bar{m}_{\text{fn}}$ 为缝网

$$q_{\text{sc}} = \frac{\psi_i - \psi_{\text{fn}}(r, t)}{\frac{p_{\text{sc}} T}{\pi \bar{K}_{\text{fn}} h Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \left[-\text{Ei}\left(-\frac{r_w^2}{4\eta_{\text{ft}} t}\right) + \text{Ei}\left(-\frac{r_c^2}{4\eta_{\text{ft}} t}\right) \right] - \frac{p_{\text{sc}} T}{\pi K_{\text{m}} h Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \text{Ei}\left(-\frac{r_c^2}{4\eta_{\text{mt}} t}\right) \exp\left[-\frac{r_c^2 (N-1)}{4\eta_{\text{mt}} t}\right]} \quad (21)$$

式中, $\bar{K}_{\text{fn}}$ 为缝网区平均渗透率, μm^2 ; ψ_w 为井底非线性拟压力, Pa^2 ; q_{sc} 为标准条件下气井流量, $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$.

4 多级压裂水平井产气量特征分析

对式(21)进行模拟计算. 根据中国南海相龙马溪组页岩气储层物性, 流固耦合作用模拟基本参数如表 2 所示. 在以下条件下, 分别模拟不同流固耦合参数影响下产气量变化曲线.

图 3 为不同区域流固耦合作用对产气量的影响. 由图可见, 日产气量呈“L”型递减规律, 随着生产的进行, 累计产气量逐渐增大. 当生产时间为 1000 d 时, 考虑流固耦合作用较未考虑流固耦合

区平均拟压力函数, Pa .

同基质区的玻尔兹曼变换求解方法, 可得 I 区改造区(缝网区)流固耦合压力方程解析解为:

$$\psi_{\text{fn}}(r, t) = \psi_i - C_3 \left[-\text{Ei}\left(-\frac{r^2}{4\eta_{\text{fn}} t}\right) + \text{Ei}\left(-\frac{r_c^2}{4\eta_{\text{fn}} t}\right) \right] + C_4 \quad (19)$$

式中, $1/\eta_{\text{fn}} = \phi_{\text{fn}} \mu c_{\text{fnt}} (\bar{p}_{\text{fn}})/K_{\text{fn}}$; p_{fn} 为缝网区平均压力, Pa ; r_c 为区域边界半径, m .

3.2 定解条件及求解

由外边界条件 $\psi_m(r \rightarrow \infty, t > 0) = \psi_i$ 得: $C_2 = 0$;

由内边界条件 $r \frac{\partial \psi_{\text{fn}}}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \frac{q_{\text{sc}} p_{\text{sc}} T}{\pi \bar{K}_{\text{fn}} h Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}}$ 得: $C_3 = \frac{q_{\text{sc}} p_{\text{sc}} T}{\pi \bar{K}_{\text{fn}} h Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}}$;

由界面连接条件 $\frac{\bar{K}_{\text{fn}}}{K_{\text{m}}} \frac{\partial \bar{\psi}_{\text{fn}}}{\partial r} = \frac{\partial \bar{\psi}_m}{\partial r} \Big|_{r=r_c}$ 得: $C_1 = \frac{q_{\text{sc}} p_{\text{sc}} T}{\pi \bar{K}_{\text{fn}} h Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \exp\left[-\frac{r_c^2 (N-1)}{4\eta_{\text{mt}} t}\right]$;

由界面连接条件 $\bar{\psi}_m(r_c, t) = \bar{\psi}_{\text{fn}}(r_c, t)$ 得: $C_4 = \frac{q_{\text{sc}} p_{\text{sc}} T}{\pi \bar{K}_{\text{fn}} h Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \text{Ei}\left(-\frac{r_c^2}{4\eta_{\text{mt}} t}\right) \exp\left[-\frac{r_c^2 (N-1)}{4\eta_{\text{mt}} t}\right]$;

式中, h 为储层厚度, m ; $N = \eta_{\text{m}}/\eta_{\text{fn}}$.

当 $r=r_w$ 时, 将 C_1 、 C_2 、 C_3 、 C_4 代入方程, 得到考虑多尺度效应及流固耦合作用的页岩气储层压裂井井底拟压力为:

$$\psi_w(r, t) = \psi_i - \frac{q_{\text{sc}} p_{\text{sc}} T}{\pi \bar{K}_{\text{fn}} h Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \left[-\text{Ei}\left(-\frac{r_w^2}{4\eta_{\text{fn}} t}\right) + \text{Ei}\left(-\frac{r_c^2}{4\eta_{\text{fn}} t}\right) \right] + \frac{q_{\text{sc}} p_{\text{sc}} T}{\pi K_{\text{m}} h Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \text{Ei}\left(-\frac{r_c^2}{4\eta_{\text{mt}} t}\right) \exp\left[-\frac{r_c^2 (N-1)}{4\eta_{\text{mt}} t}\right] \quad (20)$$

由式(20)得到考虑多尺度效应及流固耦合作用的页岩气储层体积压裂井产气量为:

作用累计产气量降低 14%; 未改造区基质流固耦合作用较小, 改造区人工裂缝网络对有效应力更为敏感, 流固耦合作用更为凸显; 累计产气量的差异主要是由改造区人工裂缝网络的流固耦合作用导致.

图 4 为考虑和不考虑解吸吸附对产气量的影响. 由图可见, 页岩解吸吸附作用使页岩气发生吸附膨胀和解吸收缩变形, 随着生产的进行, 吸附在页岩孔隙壁的页岩气发生解吸, 随之页岩骨架收缩变形, 流固耦合作用明显, 日产气量和累计产气量减小, 但减小幅度不大.

图 5 为不同弹性模量对产气量的影响. 由图可

表 2 页岩气储层模拟基本参数

Table 2 Basic parameters for shale gas reservoir simulations

Basic parameter (matrix)	Numerical value	Basic parameter (fracture network)	Numerical value
Initial porosity, ϕ_{m0}	0.05	Initial porosity, ϕ_{f0}	0.02
Initial permeability, $K_{m0}/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	0.0005	Initial permeability, $K_{f0}/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	500
Elastic modulus, $E_m/(10^9 \text{ Pa})$	15	Elastic modulus, $E_{fn}/(10^9 \text{ Pa})$	30
Biot coefficient, β_m	0.3	Biot coefficient, β_f	0.8
Biot coefficient of pores, β_p	0.4	Normal stiffness/(10^9 Pa)	100
Poisson's ratio, ν_m	0.25	Poisson's ratio, ν_f	0.15

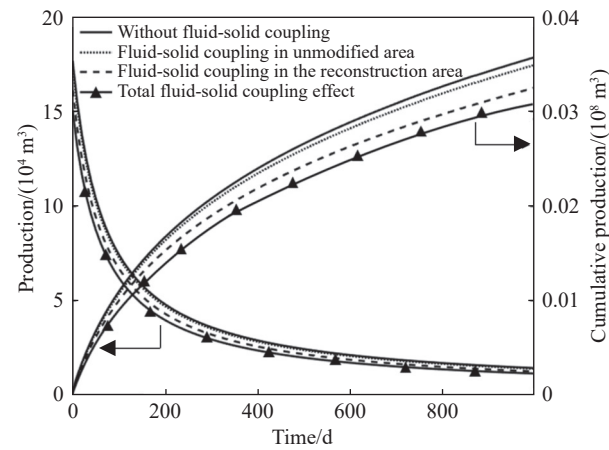


图 3 不同区域流固耦合作用对产气量的影响

Fig.3 Influence of fluid-solid coupling in different regions on gas production

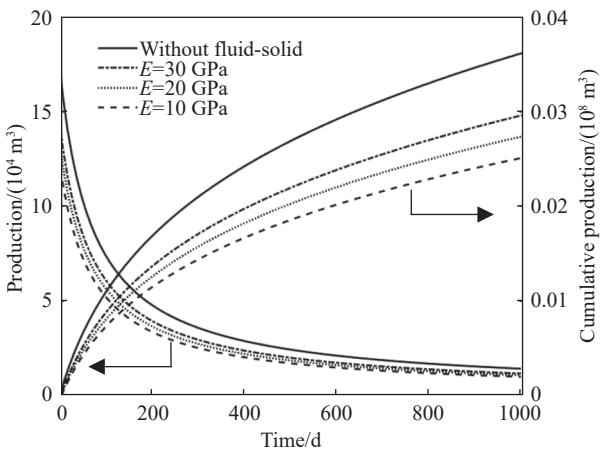


图 5 缝网弹性模量对产气量的影响

Fig.5 Influence of elastic modulus of fracture network on gas production

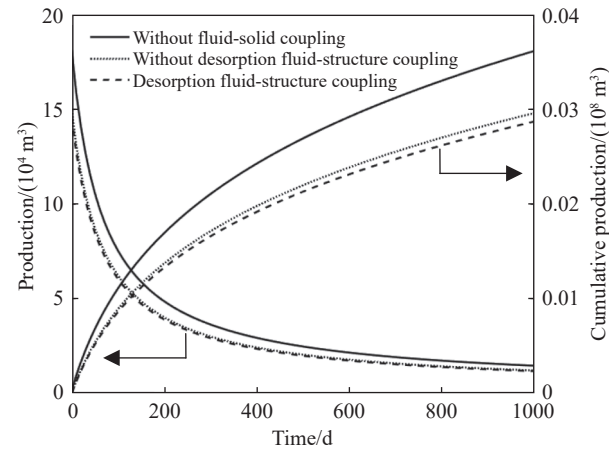


图 4 解吸吸附对产气量的影响

Fig.4 Influence of desorption and adsorption on gas production

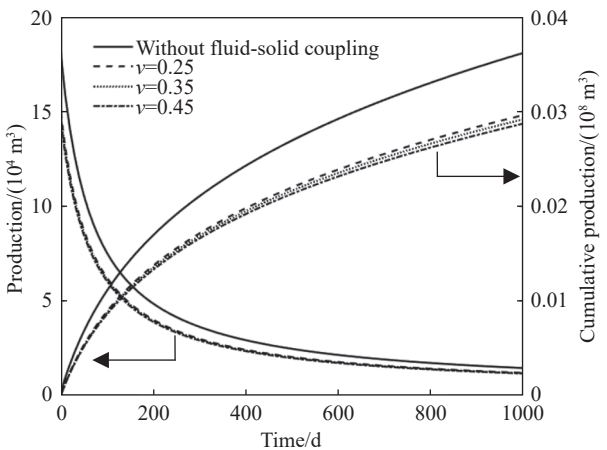


图 6 泊松比对产气量的影响

Fig.6 Influence of Poisson's ratio on gas production

见, 弹性模量越大, 缝网区抵抗变形的能力越强, 缝网刚度模量越大, 表现出的流固耦合作用越弱; 即弹性模量越大, 缝网刚度越大, 日产气量和累计产气量越低, 流固耦合作用对产气量的影响越小; 因此, 弹性模量对页岩气储层流固耦合作用具有一定影响。

图 6 为不同泊松比对产气量的影响。由图可

见, 泊松比越大, 页岩储层横向和纵向形变比值的横向形变系数越大, 缝网区抵抗变形的能力越弱, 表现出的流固耦合作用越强; 即: 泊松比越大, 日产气量和累计产气量越低, 流固耦合作用对产气量的影响越强, $\nu = 0.25$ 较 $\nu = 0.45$ 时流固耦合作用影响的产气量下降 1%; 因此, 泊松比对页岩气储层流固耦合作用的影响比较小。

图 7 为不同 Biot 系数对产气量的影响. 由图可见, Biot 系数为储层的有效应力系数, Biot 系数越大, 页岩储层形变造成的孔隙变形敏感性越强, 缝网区抵抗变形的能力越弱, 日产气量和累计产气量越低, 流固耦合作用对产气量的影响越大; 因此, Biot 系数对页岩气储层流固耦合作用具有一定影响.

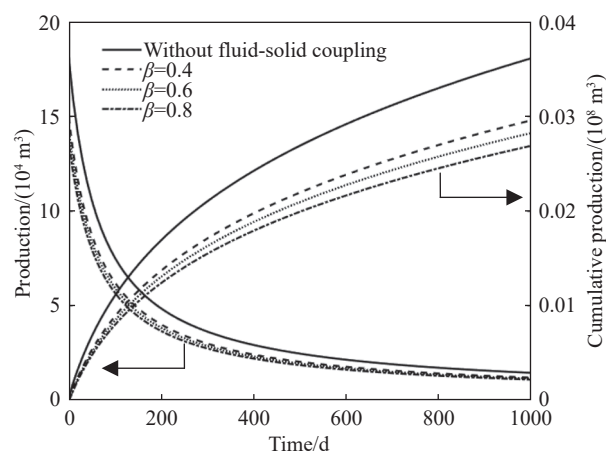


图 7 缝网 Biot 系数对产气量的影响

Fig.7 Influence of Biot coefficient of fracture network on gas production

图 8 为缝网初始孔隙度对产气量的影响. 由图可见, 初始孔隙度越大, 日产气量和累计产气量越低, 流固耦合作用对产气量的影响越大; 由式(8)有效应力变化使页岩储层发生形变, 进而改变储层孔隙度和渗透率, 随着初始孔隙度的增大, 流固耦合应力敏感系数的绝对值逐渐减小, 用初始孔隙度的变化量构建渗透率模型流固耦合影响增强; 因此, 初始孔隙度对页岩气储层流固耦合作用的影响比较显著.

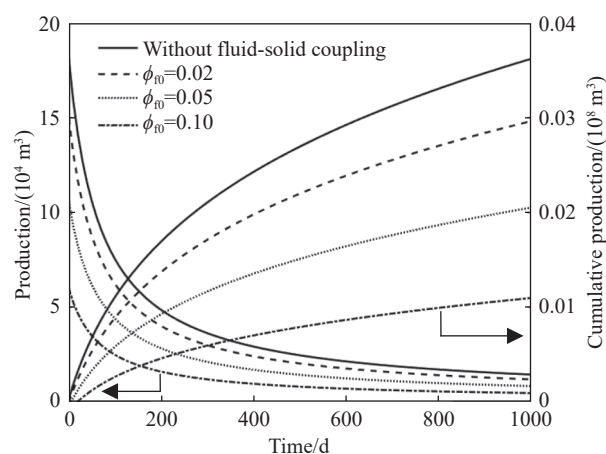


图 8 缝网初始孔隙度对产气量的影响

Fig.8 Influence of initial porosity of fracture network on gas production

5 典型生产井的模拟验证和产能预测

下文对长宁区块生产井进行生产数据与理论模型的模拟验证和产能预测, 实际生产数据如表 3 所示, 压裂水平井拟合数据如表 3 所示.

表 3 压裂水平井压裂生产参数

Table 3 Fracturing production parameters for horizontal wells

Well name	Number of fracturing sections	Average spacing/m	Poduction time/d
CH1	19	71.52	551
CH2	21	69.40	562

结合压裂水平井生产参数, 流固耦合拟合数据见表 4; 利用程序对长宁区块压裂水平井的采气井史进行对比拟合, 并预测 20 年气井累计产气量. 如图 9 ~ 10 所示.

图 9 ~ 10 为 CH1、CH2 压裂水平井生产数据产能模型与拟合曲线, 从图中可以看出单井日产气量随时间递减, 且在一年之内递减率下降到最大日产气量的 60% 以上, 随后趋于平缓.

模型模拟参数取值表 4 与压裂生产参数表 3 一致, 模型模拟结果与实际生产数据拟合较好, 符合率达 70% 以上, 说明了该理论模型的适用性. 经拟合, 页岩单井产气量符合“L 型”递减规律曲线, 初期产气量越大, “L 型”递减越慢, EUR(20 a 累计产气量)越高; “L 型”规律越明显, 产气量越稳定, 累计产气量越高; 模拟缝网渗流范围分布在 150 ~ 160 m, 为现场压裂段间距及井间距提供指导意见.

6 结论

(1) 应力敏感性实验分析了基质岩样和裂缝岩样的应力敏感性, 认为基质岩样的应力敏感性强于裂缝岩样的应力敏感性; 基于实验, 考虑储层变形对页岩基质、缝网孔隙度和渗透率的流固耦合作用, 建立了页岩考虑滑移扩散和解吸基质、缝网流固耦合渗透率数学模型.

(2) 基于页岩气储层多区耦合渗流物理模型, 在基质和缝网流固耦合孔隙度和渗透率模型的基础上, 建立考虑应力敏感性的页岩气井两区流固耦合不稳定渗流方程, 揭示了多级压裂水平井流固耦合非线性渗流规律, 分析了页岩气储层多级压裂水平井流固耦合产能影响因素; 结合现场数据, 验证了模型的准确性.

(3) 研究表明: 考虑流固耦合作用较未考虑流固耦合作用累计产气量降低 14%; 且缝网区流固

表 4 页岩气储层流固耦合拟合数据

Table 4 Fluid solid coupling fitting data for shale gas reservoirs

Well name	Initial porosity		Elastic modulus/(10 ⁹ Pa)		Biot coefficient		Poisson's ratio	
	Matrix	Fracture network	Matrix	Fracture network	Matrix	Fracture network	Matrix	Fracture network
CH1	0.05	0.02	12	20	0.35	0.90	0.20	0.13
CH2	0.05	0.02	12	23	0.3	0.70	0.21	0.12

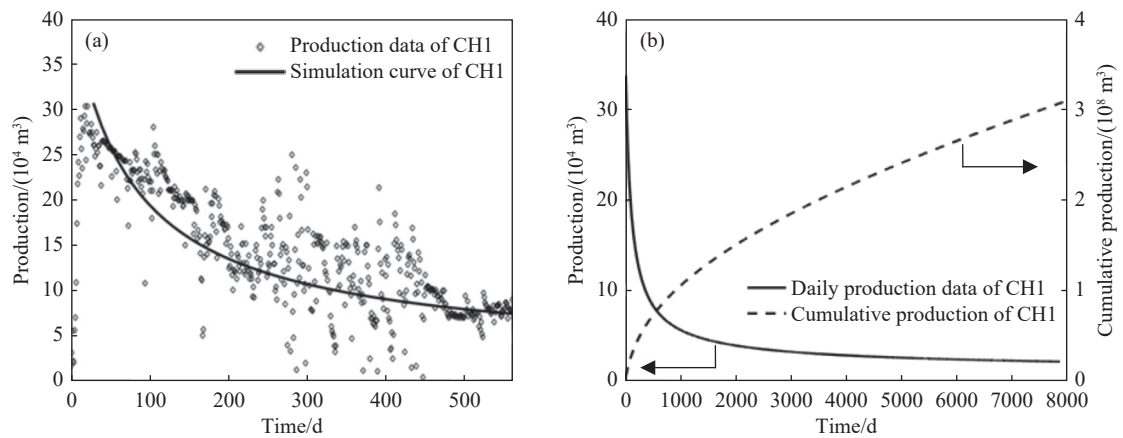


图 9 CH1 井生产数据与产能模型拟合曲线。(a) 拟合曲线; (b) 预测曲线

Fig.9 Production data and production capacity model fitting curve of CH1 well: (a) fitting curve; (b) prediction curve

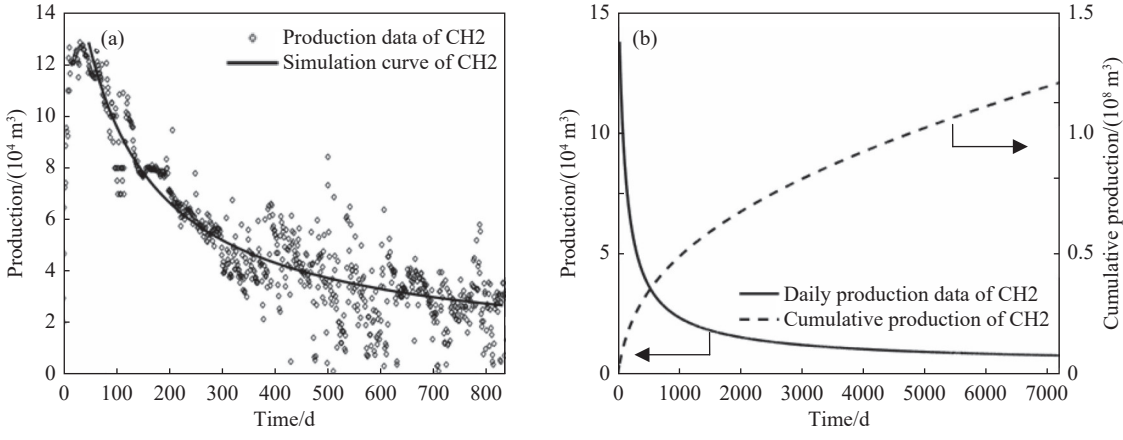


图 10 CH2 井生产数据与产能模型拟合曲线。(a) 拟合曲线; (b) 预测曲线

Fig.10 Production data and production capacity model fitting curve of CH2 well: (a) fitting curve; (b) prediction curve

耦合作用更为敏感; 解吸吸附发生膨胀变形量越大, 弹性模量越小, 泊松比、Biot 系数、初始孔隙度越大, 流固耦合作用越明显, 产气量越低。泊松比对流固耦合作用的影响比较小, 产气量曲线变化不大。模型模拟结果与现场实际数据一致, 日产气量满足“L 型”递减规律, 且符合率达 70% 以上, 验证了模型的准确性。

参 考 文 献

[1] Zhu W Y, Chen Z, Song Z Y, et al. Research progress in theories and technologies of shale gas development in China. *Chin J Eng*, 2021, 43(10): 1397

(朱维耀, 陈震, 宋智勇, 等. 中国页岩气开发理论与技术研究进展. *工程科学学报*, 2021, 43(10): 1397)

[2] Ren N, Wu Z H, Song H L, et al. Numerical simulation of the pore-fracture propagation law of single-hole shale during hydraulic fracturing with fluid-solid coupling. *Arabian J Geosci*, 2022, 15: art No. 908

[3] Yan X, Wang D Y, Fan W P, et al. Upscaling of hydro-mechanical coupling in shale matrix based on homogenization theory. *J China Univ Pet (Ed Nat Sci)*, 2021, 45(1): 101

(颜侠, 王东英, 樊伟鹏, 等. 基于均匀化理论的页岩基质流固耦合尺度升级. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2021, 45(1): 101)

[4] Chalmers G R L, Ross D J K, Bustin R M. Geological controls on

- matrix permeability of Devonian Gas Shales in the Horn River and Liard basins, northeastern British Columbia, Canada. *Int J Coal Geol*, 2012, 103: 120
- [5] Ma D X. *Study on Fluid-solid Coupling in Multiple Medium and Its Influence on Seepage Law for Shale Gas Reservoirs* [Dissertation]. Beijing: University of Science and Technology Beijing, 2019
(马东旭. 页岩气藏多重介质流-固耦合渗流规律研究[学位论文]. 北京: 北京科技大学, 2019)
- [6] [Zeng B, Liu T, Li S P, et al. Experimental research and application on productivity of low permeability gas reservoirs considering stress sensitivity. *J Xi'an Univ (Nat Sci Ed)*, 2023, 26(3): 100
(曾波, 刘婷, 李绍鹏, 等. 考虑应力敏感低渗气藏产能实验研究及应用. *西安文理学院学报(自然科学版)*, 2023, 26(3): 100)
- [7] Chen W Y, Liu T J, Wen S G, et al. Experiment on multiphase flow rules in stress-sensitive fractured reservoirs. *Oil Drill Prod Technol*, 2022, 44(4): 450
(陈维余, 刘同敬, 温守国, 等. 应力敏感裂缝型储层多相渗流规律实验. *石油钻采工艺*, 2022, 44(4): 450)
- [8] Shang C J, Kang Y S, Deng Z, et al. The influence mechanism of filled natural fractures on the variation law of shale permeability in loading process. *J Geomech*, 2019, 25(3): 382
(尚春江, 康永尚, 邓泽, 等. 充填天然裂缝对页岩受载过程中渗透率变化规律影响机理分析. *地质力学学报*, 2019, 25(3): 382)
- [9] Karl T. *Theoretical Soil Mechanics*. London: Wiley, 1943
- [10] Biot M A. General theory of three-dimensional consolidation. *J Appl Phys*, 1941, 12(2): 155
- [11] Terrell L M. Societal stress, political instability, and levels of military effort. *J Conflict Resolut*, 1971, 15(3): 329
- [12] Dong P C, Jiang T W, Tang M L. Research on stress-sensitivity in abnormal high pressure gas reservoir. *Chin J Rock Mech Eng*, 2008, 27(10): 2087
(董平川, 江同文, 唐明龙. 异常高压气藏应力敏感性研究. *岩石力学与工程学报*, 2008, 27(10): 2087)
- [13] Fan X P, Li X S, Zhang S C, et al. Mathematical simulation of coupled fluid flow and geomechanical behavior for full low permeability gas reservoir fracturing. *Pet Explor Dev*, 2000, 27(1): 76
(范学平, 李秀生, 张士诚, 等. 低渗透气藏整体压裂流-固耦合渗流数学模拟. *石油勘探与开发*, 2000, 27(1): 76)
- [14] Xia Y, Deng Y H, Wei S M, et al. Numerical simulation of multi-scale coupled flow in after-fracturing shale gas reservoirs. *Chin J Theor Appl Mech*, 2023, 55(3): 616
(夏阳, 邓英豪, 韦世明, 等. 压裂页岩气藏多尺度耦合流动数值模拟研究. *力学学报*, 2023, 55(3): 616)
- [15] Nazari Moghaddam R, Jamiolahmady M. Fluid transport in shale gas reservoirs: Simultaneous effects of stress and slippage on matrix permeability. *Int J Coal Geol*, 2016, 163: 87
- [16] Wu J F, Zhu W Y, Zhang D L, et al. Non-grid numerical simulation of two-phase fluid-solid coupling for shale gas reservoir. *Spec Oil Gas Reservoirs*, 2023, 30(4): 96
(吴建发, 朱维耀, 张德良, 等. 页岩气藏两相流固耦合无网格数值模拟. *特种油气藏*, 2023, 30(4): 96)
- [17] Chen X Y, Zha G C, Yang M T. Numerical simulation of 3-D wing flutter with fully coupled fluid-structural interaction. *Comput Fluids*, 2007, 36(5): 856
- [18] Urban-rascon E, Virues C, Aguilera R. 3D geotechnical modeling in the complex fracture network of the Horn River shale using a fully-coupled hybrid hydraulic fracture HHH model: Permeability evolution and depletion // *Proceedings of the SPE Canada Unconventional Resources Conference*. Calgary, 2018: SPE-189795
- [19] Fan W P, Sun H, Yao J, et al. An upscaled transport model for shale gas considering multiple mechanisms and heterogeneity based on homogenization theory. *J Pet Sci Eng*, 2019, 183: 106392
- [20] Dong P, Chen Z M, Yu W. Study on productivity model for multiple-fracture vertical well in shale oil reservoirs after fractured: A case of shale oil wells in Ordos Basin. *Pet Geol Oilfield Dev Daqing*, 2022, 41(1): 155
(董鹏, 陈志明, 于伟. 压裂后页岩油藏多裂缝直井产能模型——以鄂尔多斯盆地页岩油井为例. *大庆石油地质与开发*, 2022, 41(1): 155)
- [21] Ren L, Su Y L, Zhou D S, et al. Fluid-solid fully coupling flow simulation for SRV-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs. *Chin J Rock Mech Eng*, 2019, 38(Sup 1): 2614
(任龙, 苏玉亮, 周德胜, 等. 致密油体积压裂水平井流固全耦合流动模拟. *岩石力学与工程学报*, 2019, 38(增刊 1): 2614)
- [22] Shi Z L, Jiang X, Kou Y Y, et al. Research status and prospect of theoretical model of shale gas seepage. *Petrochem Ind Appl*, 2021, 40(8): 10
(石朝龙, 姜旭, 寇园园, 等. 页岩气渗流理论模型研究现状与展望. *石油化工应用*, 2021, 40(8): 10)
- [23] Hu B W. *Fluid-solid Coupling Theory Between Multiple Flows of Shale Gas and Fractal Structure of Pores and Fractures in Fractured Shale Reservoirs* [Dissertation]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2022
(胡波文. 页岩气多流态流动与孔裂隙分形结构流固耦合理论研究[学位论文]. 徐州: 中国矿业大学, 2022)
- [24] Zhang H X, Liu W Q. Evolution mechanism of shale gas reservoirs permeability under thermal-fluid-solid coupling. *Chin J High Pressure Phys*, 2023, 37(3): 170
(张宏学, 刘卫群. 热-流-固耦合作用下页岩气储层渗透率的演化机制. *高压物理学报*, 2023, 37(3): 170)
- [25] Ren W X, Lau H C. Analytical modeling and probabilistic evaluation of gas production from a hydraulically fractured shale reservoir using a quad-linear flow model. *J Pet Sci Eng*, 2020, 184: 106516