

页岩气井压裂液返排与生产阶段的压裂裂缝特征差异研究¹⁾

刘文超^{*,2)} 乔成成^{*} 汪萍[†] 黄文松[†] 刘曰武^{**} 丁伟[†] 孙玉平[†]

^{*}(北京科技大学土木与资源工程学院, 北京 100083)

[†](中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

^{**}(中国科学院力学研究所, 北京 100190)

摘要 水平井分段压裂是实现页岩气经济开发的关键技术, 生产过程压裂裂缝闭合会对开采产生不利影响. 由于生产动态数据误差较大且震荡严重, 与渗流数学模型内边界条件不匹配, 目前很少有基于生产动态数据分析来定量评价压裂液返排与页岩气生产阶段压裂裂缝特征差异的方法. 为此, 文章提出一种基于反褶积的量化评估返排与生产阶段压裂裂缝特征差异的生产动态数据分析系统新方法. 首先, 给出返排和生产阶段的渗流模型及其 Laplace 解. 之后, 利用压力反褶积算法分别对两阶段的生产动态数据进行归一化处理. 并使反褶积计算的归一化参数调试与渗流模型计算的参数调试在特征曲线拟合过程中相互制约, 分别解释出两阶段的裂缝半长及裂缝导流能力. 最后, 引入导流能力模量, 对两阶段的压裂裂缝特征差异进行了量化评估. 利用此方法对现场 10 口井的分析结果表明: 本方法可以有效量化评估返排与生产阶段压裂裂缝特征差异; 相比于返排阶段, 生产阶段的裂缝导流能力下降了约两个数量级, 裂缝发生了明显闭合. 文章建立的分析方法对页岩气藏后期增产措施优化有重要参考价值.

关键词 页岩气, 分段压裂水平井, 动态数据分析, 反褶积, 特征曲线

中图分类号: TE33+2 文献标识码: A doi: 10.6052/0459-1879-23-031

STUDY ON FRACTURE CHARACTERISTICS DIFFERENCE BETWEEN FRACTURING FLUID FLOWBACK AND GAS PRODUCTION STAGES OF SHALE GAS WELLS¹⁾

Liu Wenchao^{*,2)} Qiao Chengcheng^{*} Wang Ping[†] Huang Wensong[†] Liu Yuewu^{**} Ding Wei[†] Sun Yuping[†]

^{*}(School of Civil and Resource Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China)

[†](PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

^{**}(Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract Horizontal well staged fracturing is the key technology to realize the economic development of shale gas. The closure of fracturing fractures in the production process will have adverse effects on the exploitation. Due to the large errors and serious oscillations of dynamic production data, it does not match the internal boundary conditions of the

2023-02-02 收稿, 2023-04-26 录用, 2023-04-27 网络版发表.

1) 中国石油科技创新基金资助项目 (2021DQ02-0901).

2) 通讯作者: 刘文超, 副教授, 主要研究方向为非常规油气渗流力学. E-mail: liuwenchao@ustb.edu.cn

引用格式: 刘文超, 乔成成, 汪萍, 黄文松, 刘曰武, 丁伟, 孙玉平. 页岩气井压裂液返排与生产阶段的压裂裂缝特征差异研究. 力学学报, 2023, 55(6): 1382-1393

Liu Wenchao, Qiao Chengcheng, Wang Ping, Huang Wensong, Liu Yuewu, Ding Wei, Sun Yuping. Study on fracture characteristics difference between fracturing fluid flowback and gas production stages of shale gas wells. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(6): 1382-1393

seepage flow mathematical model. Therefore, there are few quantitative methods to evaluate the difference of fracture characteristics between fracturing fluid flowback stage and shale gas production stage based on dynamic production data analysis currently. Based on this concern, a new method of production dynamic data analysis based on deconvolution is proposed to quantitatively evaluate the difference of fracture characteristics between flowback stage and production stage in this paper. Firstly, the seepage flow models and their Laplace solutions corresponding to flowback stage and production stage are given. Secondly, the pressure deconvolution algorithm is used to normalize the dynamic production data of the two stages. Then, the normalization parameter adjustment of deconvolution calculation and the parameter adjustment of theoretical seepage flow model calculation are mutually restricted in the process of typical curve fitting, and the fracture half-length and fracture conductivity of the two stages are interpreted respectively. Finally, the conductivity modulus is introduced to quantitatively evaluate the difference of fracture characteristics between flowback stage and production stage. The established method is used to analyze 10 wells in the field. The results show that this method can effectively quantify the difference of fracturing fracture characteristics between flowback stage and production stage; compared with the flowback stage, the fracture conductivity decreased by about two orders of magnitude in the production stage, and the fracture closed significantly. The analysis method established in this paper has important reference value for the optimization of stimulation measures in the later stage of shale gas reservoir.

Key words shale gas, multi-stage fractured horizontal well, dynamic data analysis, deconvolution, typical curve

引言

化石能源燃烧是二氧化碳的主要来源之一, 同等热值的天然气燃烧产生的二氧化碳远少于煤炭和石油燃烧产生的二氧化碳^[1]. 因此, 增加天然气在能源消耗中的占比可以有效减少二氧化碳排放. 页岩气是目前全球最炙手可热的油气资源之一, 全球页岩气可采储量约为 $2.367 \times 10^{14} \text{ m}^3$, 占非常规天然气资源量的 77.4%, 广泛分布在北美、亚太、中东和俄罗斯等地^[2], 且随着勘探开发的持续深化, 页岩气的可采储量仍在不断增加. 受北美“页岩气革命”的刺激, 中国经过 10 多年的勘探开发探索, 2020 年全国页岩气产量已达 $2.0 \times 10^{10} \text{ m}^3$, 随着勘探以及开发技术的不断进步, 页岩气将成为中国天然气产量增长的重要组成部分^[3], 将对实现“双碳”目标起到重要作用^[4].

虽然页岩气资源量丰富, 但是储层总体的孔隙结构尺度极低, 微小尺度的孔喉难以形成有效的页岩气渗流通道. 只有通过水平井和体积压裂技术进行储层改造, 使得储层内形成气体可以高速流动的大型人工裂缝, 才能实现页岩气藏的经济开发^[5-6]. 利用分段压裂水平井开采页岩气藏的完整过程主要包括前期压裂液返排和后期生产两个阶段. 水力压裂时, 利用压裂液携砂和造缝. 压裂完成后, 及时进行压裂液返排可以疏通裂缝, 提高支撑剂的支撑效

率, 是压裂工作中不可或缺的一环^[7-8]. 然而, 页岩储层埋深可达 2000 ~ 4500 m, 异常高压和闭合应力高, 随着返排过程中地层压力的降低, 地应力施加在水力裂缝表面的载荷增大, 使得裂缝开度减小, 裂缝发生动态闭合, 裂缝导流能力下降, 对产能造成影响^[9-10]. 因此, 对返排和生产两个不同阶段的水力裂缝的特征进行研究, 可以为页岩气的生产提供指导.

针对上述问题, 学者进行了大量研究. 2019 年, 姜瑞忠等^[11]以常规油气藏直井的 Blasingame 产量递减曲线建立方法为参考, 考虑了页岩气藏的解吸以及溶解, 得到了页岩气藏压裂水平井的 Blasingame 递减曲线图版, 建立了一套页岩气藏分段压裂水平井生产数据分析方法, 为页岩气藏的长期生产动态数据分析提供了一定的理论依据. 2020 年, Ren 等^[12]考虑水力裂缝周围形成的次级裂缝, 建立页岩气藏分段压裂水平井的四线性流动模型, 使用两口井的长期生产数据对模型进行了验证, 还对模型中的不确定性参数进行了敏感性分析, 确定了裂缝导流能力等重要参数. 同年, Zhang 等^[13]考虑裂缝和基质中的水气两相流动, 建立分段压裂水平井的半解析返排模型, 进而提出一套根据裂缝体积和裂缝渗透率的损失量来量化裂缝动态变化的流程, 使用该方法对 Marcellus 页岩分段压裂水平井生产数据进行分析. 结果表明, 由于裂缝闭合, 生产过程中裂缝体积和裂缝渗透率显著降低. 2020 年,

Meng 等^[14] 提出非均匀裂缝的页岩油分段压裂水平井三线性渗流模型, 利用建立的模型, 结合鄂尔多斯盆地页岩油井的试井数据对非均匀裂缝的性质进行了估计, 结果表明压裂施工参数与产生的裂缝性质之间存在较好的对应关系, 但该方法存在多解性问题. 2020 年, Zhang 等^[15] 提出一种用于分析分段压裂水平井早期返排数据的半解析两相模型, 并在恒定井底压力、恒定流量和变流量/变井底压力的条件下评估裂缝性质, 通过与以往的流动物质平衡模型对比发现该模型在评估裂缝性质方面具有优越性. 2021 年, Luo 等^[16] 提出时间归一化导流能力概念, 通过压力瞬态分析表征了致密气藏中动态闭合裂缝的分析模型, 考察了裂缝导流能力和生产历史对瞬态压力响应的影响. 通过对现场储层衰竭过程中裂缝导流能力的变化进行诊断识别, 提供了预测裂缝导流能力变化趋势的方法. 2021 年, Cui 等^[17] 建立考虑裂缝应力敏感性的页岩气藏分段压裂水平井模型, 通过数值反演和迭代法得到了半解析解, 建立不稳定压力特征曲线, 并利用标准遗传算法基于该模型进行现场数据拟合, 解释出了裂缝长度和导流能力等裂缝特征参数. 2021 年, 陈志明等^[18] 建立海陆过渡相页岩气藏不稳定渗流数学模型, 将模型应用在海陆过渡相页岩气试井过程中, 对生产过程中的流动状态识别及压裂效果评价提供了支撑. 2022 年, Tu 等^[19] 在 G 函数模型的基础上, 建立多裂缝参数反演模型, 根据该模型, 利用水平井压裂过程中多裂缝同时扩展后的水力压裂处理压降数据反演计算各裂缝的几何形态. 可以见得, 现有的研究大多仅单独针对一个阶段的裂缝特征进行了研究^[20], 同时对返排和长期生产两个阶段的裂缝特征进行研究并量化比较其差异的研究成果还相对较少.

生产动态数据特征曲线分析在压裂裂缝动态变化的研究中应用广泛, 然而页岩气藏的生产动态数据特征曲线分析存在两大难点. 第一, 页岩储层极低的渗透率与复杂的开发方式导致其生产动态数据严重震荡、分辨率低、误差较大, 利用直接测得的数据进行特征曲线拟合时, 拟合效果较差, 解释结果有较大的不确定性. 第二, 用于特征曲线分析的数学模型内边界条件一般为定压力 (或定流量) 的条件, 现场随时间变化的压力和流量数据与之不匹配. 因此, 生产数据归一化方法被常用来解决数据散乱、数据与模型内边界条件不匹配的问题. 然而, 传统的归一

化方法^[21-22] 仅适用于流量和压力平稳且缓慢变化的情况, 并且处理后的生产数据仍然存在特征数据点分布散乱、光滑程度差的缺陷, 解释结果不确定性较大, 可能得到错误的裂缝特征. 而基于 Duhamel 原理的反褶积方法可以将变流量变压力的生产数据转化为单位流量下的压力数据或者单位压力下的流量数据, 既可以解决生产数据与渗流模型内边界条件不匹配的问题, 又可以产生较光滑的特征数据曲线, 提高特征曲线分析方法的精确度. 压力反褶积算法可以将原始生产数据转化为单位流量下的压力, 经过 40 多年的研究, 算法发展已较为成熟. 其中代表性的反褶积算法包括 Von Schroeter 算法^[23]、Levitan 算法^[24]、ILK 算法^[25] 及其改进算法^[26], 消除井筒储集效应影响的两步反褶积算法^[27] 以及数据驱动的压力反褶积算法^[28]. 随着压力反褶积算法的不断改进发展, 算法的计算速度、稳定性以及准确性越来越高, 对于特征曲线拟合效果的提升具有重要作用.

基于以上背景, 本工作将从渗流理论出发, 利用改进的压力反褶积算法对生产数据进行归一化处理, 再采用基于特征曲线分析的页岩气藏生产数据分析方法, 分别对页岩气分段压裂水平井的长期生产阶段的生产动态数据和前期返排阶段的生产动态数据进行特征曲线拟合, 解释出不同阶段的水力裂缝的裂缝半长与裂缝导流能力, 进而对不同阶段的裂缝特征进行量化比较, 为页岩气藏分段压裂水平井的压裂效果评估提供依据, 为页岩气藏的产能预测以及增产措施优化提供参考.

1 渗流理论模型

1.1 前期返排阶段的液体渗流理论模型

前期返排阶段主要产液. 参考 Brown 等^[29] 建立的页岩储层分段压裂水平井的三线性渗流模型, 将储层中流体渗流划分为 3 个“线性流”区域: 储层流动区域、缝间流动区域和主裂缝流动区域. 建立相应的渗流物理模型^[29] 如图 1 所示, 与传统页岩储层三线性渗流模型不同的是, 返排阶段压裂液的流动主要集中在主裂缝流动区域, 如图 1 红色虚线框标注所示.

基于渗流理论, 结合图 1 分段压裂水平井压裂液返排的渗流物理模型, 建立其主裂缝流动区域线性化后的无因次液体渗流数学模型^[29] 为

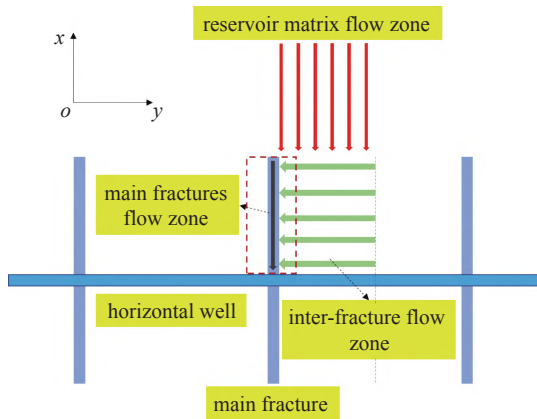


图 1 分段压裂水平井三线性渗流物理模型

Fig. 1 Trilinear seepage physical model of multi-stage fractured horizontal wells

$$\frac{\partial^2 P_{FD}}{\partial x_D^2} + \frac{2}{C_{FD}} \frac{\partial P_{ID}}{\partial y_D} \Big|_{y_D = \frac{w_D}{2}} = \frac{1}{\eta_{FD}} \frac{\partial P_{FD}}{\partial t_D} \quad (1)$$

$$\frac{\partial P_{FD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=1} = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial P_{FD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} = -\frac{\pi}{C_{FD}} \quad (3)$$

式中, P_{FD} 是主裂缝流动区域的无因次压力, P_{ID} 是缝间流动区域的无因次压力, x_D 是无因次的与水平井筒的距离, η_{FD} 是无因次的主裂缝扩散系数, y_D 是无因次的沿着 y 方向的距离, w_D 是无因次的主裂缝宽度, t_D 是无因次时间, C_{FD} 是无因次裂缝导流能力系数。

对线性化的液体渗流数学模型进行 Laplace 变换, 进而求得 Laplace 空间中的定流量下的无因次井底流压与长期生产阶段的解^[29] 如下

$$p_{wD} = \frac{1}{2C_{FD}s\sqrt{\alpha_F \tanh \sqrt{\alpha_F}}} + \frac{k_1 h}{k_{FW} s} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] \quad (4)$$

式中, p_{wD} 是定流量下的无因次井底流压, s 是 Laplace 变换参数, α_F 是水力裂缝参数, h 为储层厚度, r_w 为井筒半径。

水力裂缝参数 α_F 的表达式为

$$\alpha_F = \frac{s}{\eta_{FD}} + \frac{2}{C_{FD}} \left\{ \sqrt{\frac{\beta_O}{y_{eD} C_{RD}}} + s \cdot \tanh \left[\sqrt{\frac{\beta_O}{y_{eD} C_{RD}}} + s \left(y_{eD} - \frac{w_D}{2} \right) \right] \right\} \quad (5)$$

其中

$$\beta_O = \sqrt{\frac{s}{\eta_{OD}}} \tanh \left[\sqrt{\frac{s}{\eta_{OD}}} (x_{eD} - 1) \right] \quad (6)$$

式中, x_{eD} 是 x 方向上无因次储层尺寸, y_{eD} 是无因次的相邻主裂缝间距的一半, η_{OD} 是无因次的基质扩散系数。

返排阶段液体渗流数学模型中无因次变量定义如下, 其余未提及的无因次变量定义与后期生产阶段定义相同, 在 1.2 节一并介绍

$$P_{jD} = \frac{2\pi k_1 h}{q_{FW} B \mu} (P_{ini} - P_j) \quad (7)$$

式中, 下标 j 分别代表基质线性流动区域 O 、缝间流动区域 I 以及主裂缝流动区域 F , q_{FW} 为平均每一条裂缝中压裂液的流量, P_{ini} 为初始压力, B 为地层体积系数。

1.2 后期生产阶段的气体渗流理论模型

后期生产阶段主要产气。在利用水平井分段压裂技术对页岩储层进行改造后, 储层会出现明显的可持续数年的线性流动特征。因此可以将页岩气藏在储层中复杂的流动过程简化为从储层流动区域流入缝间流动区域, 缝间流动区域流入主裂缝流动区域, 再从主裂缝流动区域流入井筒中的“三线性”渗流过程。后期生产阶段的页岩气在 3 个区域的渗流物理模型如图 1 所示。假设水力压裂后的水力裂缝等间距分布且裂缝长度相等; 不考虑水平井筒内的流体流动, 认为水平井无限导流; 也不考虑页岩储层中的微纳米孔隙的限域效应^[30-32]。

基于渗流理论, 结合图 1 页岩气藏分段压裂水平井的三线性渗流物理模型, 对 3 个线性流动区域分别建立其渗流数学模型如下。

鉴于气体的压缩性, 定义气体拟压力表达式为

$$m = 2 \int_0^P \frac{P}{\mu Z} dP \quad (8)$$

式中, m 是拟压力, P 为压力, μ 为页岩气黏度, Z 为页岩气压缩因子。

考虑页岩气的吸附解吸效应, 采用 Langmuir 方程进行表征

$$V_E = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (9)$$

式中, V_E 是页岩气吸附体积, V_L 是 Langmuir 体积, P_L 是 Langmuir 压力。

对于基质线性流动区域, 其线性化后的无因次

气体渗流数学模型^[29] 为

$$\frac{\partial^2 m_{OD}}{\partial x_D^2} = \frac{1}{\eta_{OD}} \frac{\partial m_{OD}}{\partial t_D} \quad (10)$$

$$\left. \frac{\partial m_{OD}}{\partial x_D} \right|_{x_D=x_eD} = 0 \quad (11)$$

$$m_{OD}|_{x_D=1} = m_{ID}|_{x_D=1} \quad (12)$$

式中, m_{OD} 是基质区域的无因次拟压力, m_{ID} 是缝间流动区域的无因次拟压力.

对于缝间流动区域, 其线性化后的无因次气体渗流数学模型^[29] 为

$$\frac{\partial^2 m_{ID}}{\partial y_D^2} + \frac{1}{y_eD C_{RD}} \left. \frac{\partial m_{OD}}{\partial x_D} \right|_{x_D=1} = \frac{\partial m_{ID}}{\partial t_D} \quad (13)$$

$$\left. \frac{\partial m_{ID}}{\partial y_D} \right|_{y_D=y_eD} = 0 \quad (14)$$

$$m_{ID}|_{y_D=\frac{w_D}{2}} = m_{FD}|_{y_D=\frac{w_D}{2}} \quad (15)$$

式中, C_{RD} 是无因次储层导流能力系数, m_{FD} 是无因次的主裂缝区域拟压力.

对于主裂缝流动区域, 其线性化后的无因次气体渗流数学模型^[29] 为

$$\frac{\partial^2 m_{FD}}{\partial x_D^2} + \frac{2}{C_{FD}} \left. \frac{\partial m_{ID}}{\partial y_D} \right|_{y_D=\frac{w_D}{2}} = \frac{1}{\eta_{FD}} \frac{\partial m_{FD}}{\partial t_D} \quad (16)$$

$$\left. \frac{\partial m_{FD}}{\partial x_D} \right|_{x_D=1} = 0 \quad (17)$$

$$\left. \frac{\partial m_{FD}}{\partial x_D} \right|_{x_D=0} = -\frac{1}{2C_{FD}} \quad (18)$$

式中, m_{FD} 是主裂缝流动区域的无因次拟压力.

对以上 3 个区域线性化的渗流数学模型进行 Laplace 变换, 进而求得 Laplace 空间中的定流量下的无因次拟井底流压解与式 (4) 形式相同, 不同之处在于无因次变量定义以及综合压缩系数定义.

无因次拟井底压力的定义为

$$p_{wD} = \frac{k_1 h T_{SC}}{q_{Fg} P_{SCT}} (m_i - m_F) \quad (19)$$

以上返排阶段模型和后期生产阶段模型中相同的各个无因次变量定义如下

$$C_{RD} = \frac{k_1 x_F}{k_0 y_e} \quad (20)$$

$$C_{FD} = \frac{k_F w_F}{k_1 x_F} \quad (21)$$

$$\eta_{FD} = \frac{\eta_F}{\eta_I} = \frac{k_F (\phi C_t)_I}{k_1 (\phi C_t)_F} \quad (22)$$

$$\eta_{OD} = \frac{\eta_O}{\eta_I} = \frac{k_O (\phi C_t)_I}{k_1 (\phi C_t)_O} \quad (23)$$

$$x_eD = \frac{x_e}{x_F} \quad (24)$$

$$y_eD = \frac{y_e}{x_F} \quad (25)$$

$$w_D = \frac{w_F}{x_F} \quad (26)$$

$$t_D = \frac{\eta_I}{x_F^2} t \quad (27)$$

式中, T_{SC} 为标准状况下的温度, P_{SC} 为标准状况下的压力, T 为温度, q_{Fg} 为平均每一条裂缝中的气体流量, m_i 为初始时刻的压力对应的拟压力, m_F 为主裂缝拟压力, k_1 是缝间流动区域的渗透率, k_0 是基质区域渗透率, ϕ_0 是基质孔隙度, ϕ_1 是缝间流动区域孔隙度, C_{tO} 是基质综合压缩系数, C_{tI} 是缝间流动区域综合压缩系数, y_e 是相邻主裂缝间距的一半, k_F 是主裂缝流动区域的渗透率, ϕ_F 是主裂缝流动区域的孔隙度, C_{tF} 是主裂缝流动区域的综合压缩系数, w_F 是主裂缝宽度, η_I 为裂缝间流动区域的扩散系数, η_F 为主裂缝区域的扩散系数, η_O 为基质区域的扩散系数, x_e 为 x 方向的储层尺寸, x_F 是主裂缝半长.

特别地, 对于返排阶段的数学模型, 无因次变量定义中 C_{tO} 和 C_{tI} 的表达式为

$$C_{tj} = C_{jL} + C_{jf} \quad (j = O, I) \quad (28)$$

其中, C_{jL} 代表 j 区域压裂液的压缩系数, C_{jf} 代表 j 区域弹性孔隙介质的压缩系数.

而对于后期生产阶段的数学模型, Langmuir 吸附量通常以解吸压缩系数的形式加入到综合压缩系数中^[33], 无因次变量定义中 C_{tO} 和 C_{tI} 的表达式可推导为

$$C_{ij} = \left(\frac{1}{P_j} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P_j} \right) + \frac{\rho_{sc} V_L P_L}{\phi_j \frac{M}{RT} \frac{P_j}{Z} (P_L + P_j)^2} \quad (j = O, I) \quad (29)$$

式中, M 为气体摩尔质量, R 为摩尔常数。

2 反褶积

为了解决页岩气藏动态数据分析中变流量变压力的生产动态数据与上述数学模型的定流量内边界条件不匹配的难题, 同时消除数据误差、扩大解释范围, 本工作引入了增加非线性正则化的基于 B 样条的压力反褶积算法^[34]。该算法基于 Duhamel 原理, 通过式 (30) 可以在已知变流量和对应压力的情况下, 计算出单位流量下的压力

$$P_{ini} - P = \int_0^t q(t - \tau) p'_u(\tau) d\tau \quad (30)$$

对于返排阶段, P_{ini} 代表储层初始压力, P 代表变流量下的井底流压, q 为压裂液的流量, p'_u 为单位流量下的压力导数; 对于长期生产阶段, P_{ini} 代表储层初始拟压力, P 代表变流量下的拟井底压力, q 为页岩气的流量。

本改进的压力反褶积算法的实现过程为: 通过采用 ILK 二阶 B 样条函数权重和来重构单位流量下的压力导数 p'_u ; 利用褶积积分的数学性质, 按照实际流量历史进行分段积分, 快速地解析求解反褶积计算的敏感性矩阵; 引入“曲率最小化”思想, 将根据式 (30) 反算出的压力响应 p_u 与理论模型进行比较, 作为非线性正则化过程中对 B 样条的基数和光滑化因子^[34] 取值的直接约束条件。此方法由于增加了最小化反褶积压降导数响应曲率的非线性正则化, 可以消除数据误差的影响, 表现出较以往压力反褶积算法更强的稳定性。不仅如此, 此压力反褶积算法可以不再进行 Laplace 变换, 使反褶积计算保持在积分层面展开, 消除了 Laplace 变换对函数的连续性要求, 简化了工程应用过程^[34]。

利用此压力反褶积算法可以将原始压力生产数据转化为单位流量下的井底压力, 从而与数学理论模型的内边界条件相匹配。可以在进行特征曲线分析时有效地消除数据误差影响, 抑制数据发散, 得到更为光滑的特征数据点, 显著提高特征曲线的拟合效果, 降低解释结果的不确定性。不仅如此, 还可以降低页岩气的生产数据分析对生产制度的要求, 可

以不用长时间关井, 甚至不用关井。此外, 此压力反褶积算法还兼具稳定性高和计算速度快的优势, 能够准确且快速地对大规模的生产数据进行处理。虽然此改进的压力反褶积算法具有众多优点, 然而研究表明, 进行压力反褶积计算时, 仍然存在一定的限制条件^[35]: 首先, 在解释生产历史资料过程中解释模型要始终不变。再者, 压力反褶积算法仅能在线性问题或者线性化问题 (如物质平衡^[36]、达西流动、单相流等情况) 中使用, 要保证 Duhamel 原理适用。

3 基于反褶积的动态数据特征曲线分析

3.1 后期动态生产数据的特征曲线分析方法

3.1.1 分析前数据准备

在进行动态数据特征曲线分析之前, 需要准备好已知的静态数据, 如储层初始压力、储层温度、储层厚度、主裂缝条数、主裂缝间距和井筒半径等, 作为初始输入; 还需要准备现场测得的页岩气产量及井底流压等动态数据, 同时检查数据是否完整, 确保数据的正确性, 避免造成解释结果错误。

3.1.2 后期动态数据分析

由于工程现场测试的页岩气的生产数据通常是非线性的变流量变压力数据, 而建立的页岩气藏多段压裂水平井的数学模型所求的解为定流量下的拟压力数据, 因此, 在进行生产动态数据分析之前要先根据数学模型中的拟压力定义将压力数据转化为拟压力, 从而将生产数据线性化。再基于 Duhamel 原理的褶积方程式 (30), 利用压力反褶积算法将变流量 q 对应的拟压力数据 P 转化为单位流量情况下的拟压力数据 p_u , 从而实现压力数据的归一化; 同时, 反褶积计算过程中调整 B 样条基数和光滑化因子对震荡的压力数据进行降噪处理。最后, 根据建立的页岩气多段压裂水平井数学模型进行压力生产数据特征曲线分析。以地震资料和加砂量等为条件约束, 在开发的程序中通过调整裂缝半长、裂缝渗透率和基质渗透率等参数, 进行实际生产数据计算出的拟压力降和拟压力降导数的双对数特征曲线与数学模型计算出的拟压力降和拟压力降导数的双对数特征曲线的拟合, 从而解释出多段压裂水平井单井的裂缝导流能力、裂缝半长、流态阶段以及一些储层参数。基于反褶积的页岩气藏后期动态数据分析方法的流程如图 2 所示。

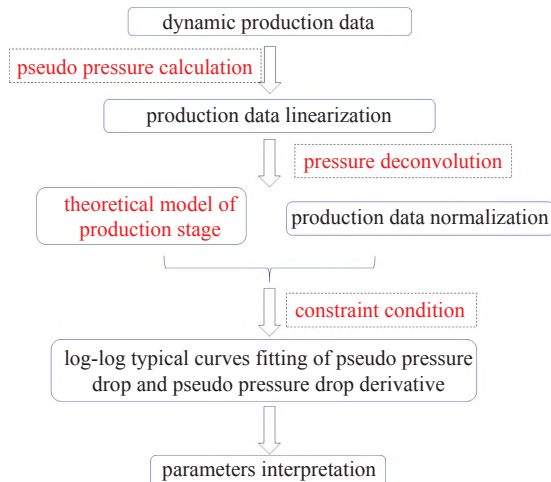


图 2 后期生产阶段动态数据分析流程图

Fig. 2 Dynamic data analysis flow chart of later production stage

3.2 前期动态返排数据的特征曲线分析方法

3.2.1 分析前数据准备

在进行前期动态返排数据的特征曲线分析之前,同样需要准备储层初始压力、储层温度、主裂缝条数、主裂缝间距、井筒半径、流体黏度以及后期动态生产数据解释出来的部分储层和裂缝参数等静态参数,作为初始输入;以及返排阶段现场测量的压裂液产量数据以及井底流压数据,同样要检查数据的完整性以及正确性,确保分析结果的准确性。

3.2.2 前期动态数据分析

对于前期压裂液返排,同样基于 Duhamel 原理的褶积方程式 (30),利用压力反褶积算法将变流量 q 对应的压力数据 P 转化为单位流量情况下的压力数据 p_w ,从而对返排动态数据进行归一化处理.然后以压裂施工参数、储层基础参数以及后期生产动态数据特征曲线分析结果为约束,通过调整返排阶段数学模型中的储层参数和裂缝参数,将返排阶段动态数据计算出的压力降和压力降导数的双对数特征曲线与数学模型计算出的压力降和压力降导数的双对数特征曲线进行拟合,从而解释出返排阶段裂缝特征以及储层参数.前期动态返排数据的特征曲线分析方法流程如图 3 所示.

本动态数据特征曲线分析方法选用的压力反褶积算法采用了解析求解方法,计算速度快,相较商业软件 KAPPA 中的 Von Schroeter 算法^[23]的速度提高了 20 倍以上^[34],可以快速地对大量现场测量数据进行反褶积计算.还采用了非线性正则化,增强了算

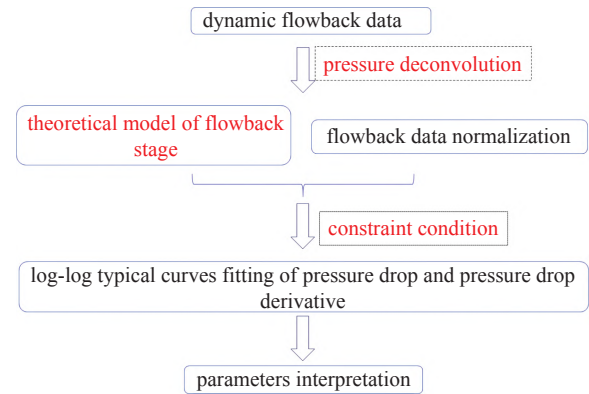


图 3 前期返排阶段动态数据分析流程图

Fig. 3 Dynamic data analysis flow chart of early flowback stage

法的稳定性.同时加入了反褶积计算参数调节的强约束条件,避免了特征曲线的过渡光滑化,在进行现场数据与特征曲线的拟合时,由于本方法将反褶积计算与特征曲线拟合耦合在一起,因此利用压力反褶积非线性正则化过程中提出的调节 B 样条基数和光滑化因子的约束条件,使得压力反褶积计算的归一化参数调试与渗流理论模型计算的参数调试在特征曲线拟合过程中相互制约^[34,37],同时将地震资料、加砂量等作为条件约束,多种约束共同作用,极大地降低了解释结果的多解性,使得压力双对数特征曲线拟合度较高,具有较高的准确性.不仅如此,前期返排阶段解释出的参数结果与后期生产阶段的解释结果也可以相互制约,进一步降低模型的多解性.

4 实际应用

西加拿大盆地 Duvernay(都沃内)地层页岩储层有效厚度 30~45 m,总有机碳含量为 2%~6%,储层渗透率为 0.0001~0.0006 mD,有效孔隙度为 3%~6%,吸附气含量 $5.0 \times 10^{-4} \sim 2.5 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$.该地区一口分段压裂水平井的后期生产阶段的页岩气日产量数据以及对应的拟井底流压数据如图 4 所示.已知该井所在储层初始压力为 59.2 MPa,储层温度 114 °C,储层厚度 36.9 m.水平井长度 2889 m,压裂段数 58 段,主裂缝间距 49.8 m.

由图 4 可以看出,后期生产阶段的产量及压力数据震荡严重,流量变化的同时压力也在变化,难以直接将其与数学模型进行特征曲线拟合.该井在生产过程中未进行其他工艺措施,解释模型未发生变化.并且将井底流压数据计算为拟井底流压数据,将压力数据进行了线性化,故满足 Duhamel 原理的适

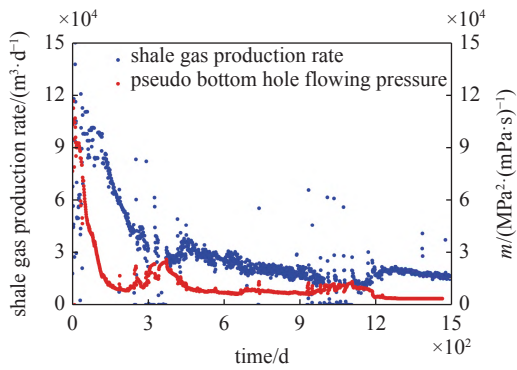


图 4 分段压裂水平井页岩气日产量及拟井底流压数据

Fig. 4 Shale gas production rate and pseudo bottom hole flowing pressure in the multi-stage fractured horizontal well

用条件. 因此, 使用压力反褶积算法对生产数据进行归一化处理, 将工程直接获得的压力和流量数据转化为单位流量下对应的拟井底流压. 以地层初始压力、储层厚度、主裂缝数目、主裂缝间距和井筒半径等已知参数为约束条件, 调整主裂缝半长、外边界距离、主裂缝区域/缝间流动区域/基质区域的渗透率、孔隙度以及综合压缩系数等未知参数, 实现反褶积计算的拟压力降和拟压力降导数双对数曲线与数学理论模型计算出的拟压力降和拟压力降导数双对数曲线的拟合. 图 5 为反褶积计算输出的单位流量下的拟压差数据与根据渗流理论模型计算出的单位流量下的拟压差数据的拟合效果图. 反褶积计算的拟压力降和拟压力降导数双对数曲线与数学理论模型计算出的拟压力降和拟压力降导数双对数特征曲线拟合效果如图 6 所示.

可以看出经过压力反褶积算法进行归一化后的生产数据的特征数据点分布平滑, 与数学理论模型计算出的双对数特征曲线拟合效果极好. 通过对特

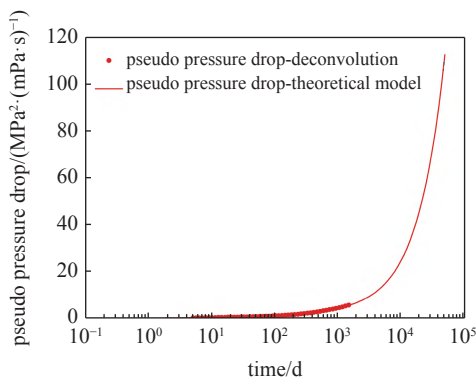


图 5 后期生产阶段单位流量下的拟压差数据拟合结果图

Fig. 5 Fitting result diagram of pseudo pressure drop data per unit flow rate in later production stage

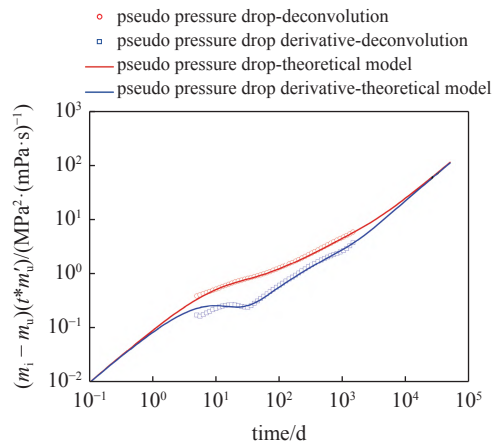


图 6 归一化数据单位流量下的拟压力降和拟压力降导数双对数特征曲线拟合效果图

Fig. 6 Fitting results diagram of log-log typical curves of normalized data and pseudo pressure drop and pseudo pressure drop derivative per unit flow rate

征曲线特征进行识别, 得到后期生产阶段页岩气流动状态识别图如图 7 所示.

通过对双对数特征曲线的形态进行分析, 从图 7 可识别出以下流动阶段. 第 I 阶段: 缝间流动区域的线性流动阶段, 页岩气由水力裂缝间的基质区域流向主裂缝区域, 对应图 1 中的绿色水平箭头, 其拟压力降导数曲线斜率为 0.5; 第 II 阶段: 过渡流动阶段 I, 页岩气由缝间区域线性流动向外部基质区域线性流动过渡; 第 III 阶段为外部基质区域的线性流动, 页岩气由外部基质区域向主裂缝间基质区域流动, 对应图 1 中红色垂直箭头的一部分, 此时流动尚未到达边界控制阶段, 其拟压力降导数曲线斜率为 0.5; 第 IV 阶段为过渡流动阶段 II, 页岩气由外部基质区域线性流动向边界控制流过渡; 最后一个阶段 V: 边界控制流动阶段, 对应图 1 中红色垂直箭头, 此时拟压力降曲线和拟压力降导数曲线已经收敛, 整个流动

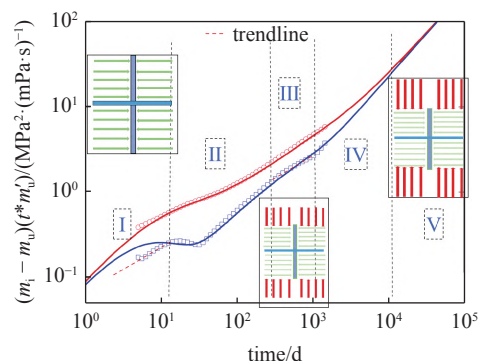


图 7 页岩气藏流态识别图

Fig. 7 Flow pattern identification diagram of shale gas reservoir

开始受外边界控制,其拟压力导数曲线斜率为 1.0.

此时解释出来裂缝特征参数以及储层部分特征参数如表 1 所示.

为了验证解释结果的正确性,将现场监测的页岩气日产量数据与根据表 1 中的参数解释结果以及后期生产阶段渗流理论模型流量解计算出来的日产量进行拟合,拟合效果如图 8 所示.可以看出,拟合效果很好.

对于该井的返排阶段,压裂液的产量数据以及井底流压数据如图 9 所示.可以看出,压力数据以及流量数据震荡严重,且存在不连续情况.同样使用压力反褶积算法将变流量变压力数据转化为单位流量下的压力数据,进行降噪处理.然后以地层初始压

表 1 后期生产阶段特征曲线解释参数结果

Table 1 Interpretation results of typical curve in later production stage

Parameters	Value
main fracture half-length/m	37
main fracture conductivity/(mD·cm)	6
outer boundary distance/m	110
inter-fracture zone permeability/mD	0.1
matrix permeability/mD	0.000 1
main fracture porosity	0.15
inter-fracture zone porosity	0.05
matrix porosity	0.03
main fracture composite compressibility /MPa ⁻¹	0.005
inter-fracture zone composite compressibility/MPa ⁻¹	0.002 2
matrix composite compressibility /MPa ⁻¹	0.006

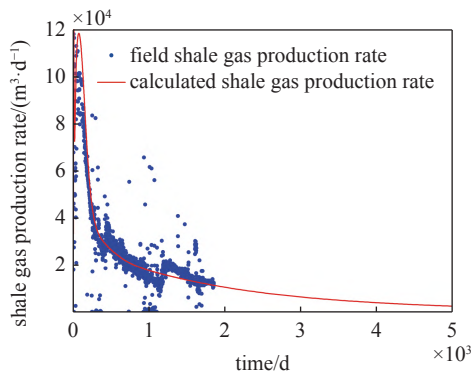


图 8 现场页岩气日产量及模型计算日产量拟合效果图

Fig. 8 Fitting effect drawing of production data of field shale gas and production data calculated by model

力、储层厚度、主裂缝数目、主裂缝间距和井筒半径等已知参数以及表 1 中解释出来的外边界距离和基质渗透率/孔隙度参数为约束,调整返排数学渗流模型中的主裂缝渗透率、主裂缝半长和缝间流动区域孔隙度/渗透率以及 3 个区域的综合压缩系数等,参数实现反褶积计算的拟压力降和拟压力降导数双对数曲线与数学理论模型计算出的压力降和压力降导数双对数曲线的拟合.图 10 为返排阶段反褶积计算输出的单位流量下的压力降数据与根据渗流理论模型计算出的单位流量下的压力降数据的拟合效果图.返排阶段的双对数特征曲线拟合效果如图 11 所示.

可以看出,返排后期的单位流量下的压力降和压力降导数也表现出收敛的特征,代表压裂液流动到达了裂缝外边界.此时,解释出的裂缝特征如表 2 所示.

为了量化评估长期生产阶段和返排阶段的裂缝导流能力的动态变化,在此引入导流能力模量.

对于返排阶段的裂缝导流能力 C_{FD_FB} ,有

$$C_{FD_FB} = C_{FDi} \exp[-\gamma_k(p_i - p_{FB})] \quad (31)$$

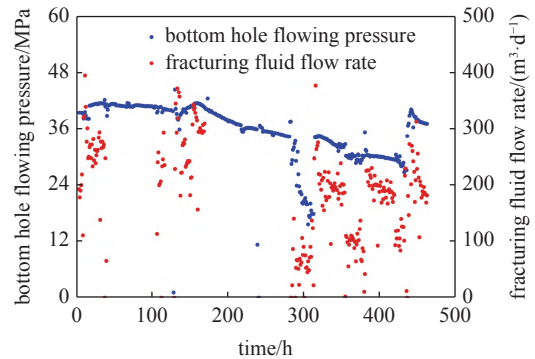


图 9 分段压裂水平井压裂液日产量及井底流压数据

Fig. 9 Shale gas fracturing fluid flow rate and bottom hole flowing pressure in the multi-stage fractured horizontal well

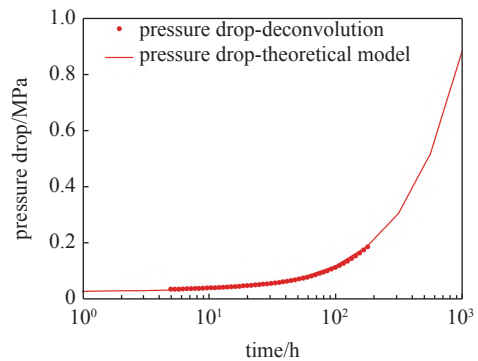


图 10 前期返排阶段单位流量下的拟压差数据拟合结果图

Fig. 10 Fitting result diagram of pseudo pressure drop data per unit flow rate in early flowback stage

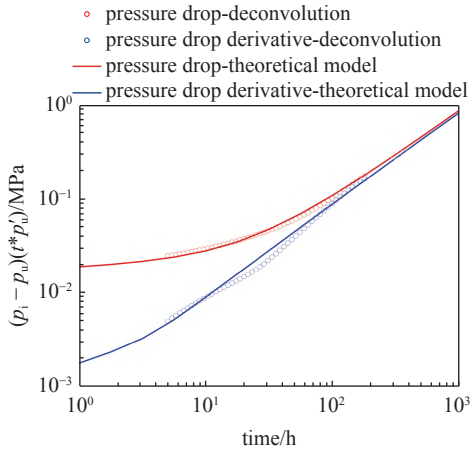


图 11 返排阶段的归一化数据的双对数特征曲线拟合效果图

Fig. 11 Fitting results diagram of log-log typical curves of normalized data in flowback stage

表 2 前期返排阶段特征曲线解释参数结果

Table 2 Interpretation results of typical curve in early flowback stage

Parameters	Value
main fracture half-length/m	8.5
main fracture conductivity/(mD·cm)	390
main fracture porosity	0.15
main fracture composite compressibility /MPa ⁻¹	0.0004

对于长期生产阶段裂缝导流能力 C_{FD_PR} , 有

$$C_{FD_PR} = C_{FDi} \exp[-\gamma_k (p_i - p_{PR})] \quad (32)$$

则两式联立可得

$$\gamma_k = \frac{\ln \frac{C_{FD_FB}}{C_{FD_PR}}}{p_{FB} - p_{PR}} \quad (33)$$

其中, C_{FDi} 是初始裂缝导流能力, C_{FD_FB} 是返排阶段的裂缝导流能力, C_{FD_PR} 是长期生产阶段的裂缝导流能力, p_i 是储层初始压力, p_{FB} 是返排阶段的平均井底流压, p_{PR} 是长期生产阶段的平均井底流压, γ_k 是裂缝导流能力模量。

根据以上裂缝导流能力定义, 计算得该井的导流能力模量为 0.16866 MPa⁻¹。

又利用以上流程对 Duvernay 地层另外 9 口分段压裂水平井的后期生产动态数据以及前期返排动态数据进行分析, 得到共 10 口井的裂缝特征结果如表 3。

对表 3 中 10 口井的特征曲线解释结果进行分

表 3 10 口井的不同阶段裂缝特征汇总

Table 3 Fracture characteristics of 10 wells at different stages

Parameters	x_f/m	$C_{FD}/(mD \cdot cm)$	$*D_{CFD}/\%$	γ_k/MPa^{-1}
well 1 later	37	6	98.46	0.16866
well 1 early	8	390		
well 2 later	35	6.3	98.09	0.10581
well 2 early	8	330		
well 3 later	40	6	98.67	0.11776
well 3 early	15	450		
well 4 later	33	8.1	98.58	0.10742
well 4 early	16	570		
well 5 later	33	4.2	99.18	0.12292
well 5 early	10	510		
well 6 later	30	5.4	99.00	0.12802
well 6 early	10	540		
well 7 later	20	11.4	98.10	0.11276
well 7 early	8	600		
well 8 later	30	16.5	95.77	0.084981
well 8 early	10	390		
well 9 later	36	8.7	98.55	0.13613
well 9 early	20	600		
well 10 later	50	18	97.14	0.07831
well 10 early	21	630		

* D_{CFD} means the decreased degree of fracture conductivity.

析发现, 返排阶段动态数据解释出的主裂缝半长均小于后期生产阶段动态数据解释出的主裂缝半长。这主要是由于相比于压裂液, 页岩气的流动性更好, 因此在裂缝中可流动的距离更远。除此之外, 返排阶段动态数据解释出的主裂缝导流能力远远大于后期生产阶段动态数据解释出的主裂缝导流能力。相比于返排阶段, 生产阶段的导流能力下降幅度大多可达 98% 左右, 近似两个量级。可见, 压裂液返排过程中, 随着地层压力的降低, 主裂缝发生了较大程度的闭合。

5 结论

本文引入反褶积进行生产动态数据归一化, 提出了一种可以量化评估压裂液返排阶段与页岩气生

产阶段压裂裂缝特征差异的生产动态数据特征曲线分析方法。通过对 10 口井的不同阶段的动态数据进行特征曲线拟合, 解释出了生产阶段与返排阶段的压裂裂缝特征, 并引入导流能力模量对裂缝特征差异进行量化评估, 得到的主要结论如下。

(1) 本文提出的基于反褶积的特征曲线方法能够有效地克服页岩气藏生产动态数据震荡严重、误差较大以及与渗流模型外边界条件不匹配的问题, 极大地提高了特征曲线的拟合效果, 降低了解释结果的多解性, 能够有效地对返排与生产阶段压裂裂缝特征差异进行量化评估。

(2) 返排阶段动态数据解释出的主裂缝长度均小于后期生产阶段的主裂缝长度, 这主要是由于页岩气的流动能力强于压裂液的流动能力, 页岩气在裂缝中能到达的距离更远。

(3) 返排阶段动态数据解释出的主裂缝导流能力要远大于后期生产阶段动态数据解释出的主裂缝导流能力将近两个量级。这表明压裂液返排过程中, 水力裂缝发生了较大程度的闭合。

(4) 本文建立的返排和生产不同阶段的动态数据特征曲线分析方法能够量化评估压裂裂缝特征差异, 为水平井压裂效果评估提供参考, 也能够为后期增产措施优化提供理论基础, 对工程生产具有重要意义。

参 考 文 献

- 李雷, 范莹莹. 基于绿色发展需要推进中国页岩气革命的策略思考. 中外能源, 2019, 24(1): 14-21 (Li Lei, Fan Yingying. Thoughts on promoting China's shale gas revolution based on green development. *Sino-Global Energy*, 2019, 24(1): 14-21 (in Chinese))
- 窦立荣, 李大伟, 温志新等. 全球油气资源评价历程及展望. 石油学报, 2022, 43(8): 1035-1048 (Dou Lirong, Wen Zhixin, Wang Zhanming, et al. History and outlook of global oil and gas resources evaluation. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(8): 1035-1048 (in Chinese))
- 邹才能, 赵群, 从连铸等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14 (Zou Caineng, Zhao Qun, Cong Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 1-14 (in Chinese))
- Hu H, Zhu YQ, Li SY, et al. Effects of green energy development on population growth and employment: Evidence from shale gas exploitation in Chongqing, China. *Petroleum Science*, 2021, 18(5): 1578-1588
- 刘曰武, 高大鹏, 李奇等. 页岩气开采中的若干力学前沿问题. 力学进展, 2019, 49: 1-236 (Liu Yuewu, Gao Dapeng, Li Qi, et al. Mechanical frontiers in shale-gas development. *Advances in Mechanics*, 2019, 49: 1-236 (in Chinese))
- 史璨, 林伯韬. 页岩储层压裂裂缝扩展规律及影响因素研究探讨. 石油科学通报, 2021, 6(1): 92-113 (Shi Can, Lin Botao. Principles and influencing factors for shale formations. *Petroleum Science Bulletin*, 2021, 6(1): 92-113 (in Chinese))
- Qu ZQ, Wang JW, Guo TK, et al. Optimization on fracturing fluid flowback model after hydraulic fracturing in oil well. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 204: 108703
- Zhang FY, Meybodi HE. A type-curve method for two-phase flowback analysis in hydraulically fractured hydrocarbon reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 209: 109912
- 杜旭林, 程林松, 牛焱昱等. 考虑水力压裂缝和天然裂缝动态闭合的三维离散裂缝网数值模拟. 计算物理, 2022, 39(4): 453-464 (Du Xulin, Cheng Linsong, Niu Langyu, et al. Numerical simulation of 3D discrete fracture networks considering dynamic closure of hydraulic fractures and natural fractures. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2022, 39(4): 453-464 (in Chinese))
- Zhang FY, Meybodi HE. Flowback fracture closure of multi-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 186: 106711
- 姜瑞忠, 何吉祥, 姜宇等. 页岩气藏压裂水平井 Blasingame 产量递减分析方法建立与应用. 石油学报, 2019, 40(12): 1503-1510 (Jiang Ruizhong, He Jixiang, Jiang Yu, et al. Establishment and application of Blasingame production decline analysis method for fractured horizontal well in shale gas reservoirs. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(12): 1503-1510 (in Chinese))
- Ren W, Lau HC. Analytical modeling and probabilistic evaluation of gas production from a hydraulically fractured shale reservoir using a quad-linear flow model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 184: 106516
- Zhang FY, Meybodi HE. A semianalytical method for two-phase flowback rate-transient analysis in shale gas reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, 25(4): 1599-1622
- Meng M, Chen Z, Liao X, et al. A well-testing method for parameter evaluation of multiple fractured horizontal wells with non-uniform fractures in shale oil reservoirs. *Advances in Geo-Energy Research*, 2020, 4(2): 187-198
- Zhang FY, Meybodi HE. Multiphase flowback rate-transient analysis of shale gas reservoirs. *International Journal of Coal Geology*, 2020, 217: 103315
- Luo L, Cheng S, Lee J. Time-normalized conductivity concept for analytical characterization of dynamic-conductivity hydraulic fractures through pressure-transient analysis in tight gas reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 92: 103997
- Cui Y, Jiang R, Wang Q, et al. Production performance analysis of multi-fractured horizontal well in shale gas reservoir considering space variable and stress-sensitive fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 207: 109171
- 陈志明, 王佳楠, 廖新维等. 海陆过渡相页岩气藏不稳定渗流数学模型. 力学学报, 2021, 53(8): 2257-2266 (Chen Zhiming, Wang Jinnan, Liao Xinwei, et al. An unstable porous flow model of marine-continental transitional shale gas reservoir. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2021, 53(8): 2257-2266 (in Chinese))
- Tu Z, Hu X, Zhou F, et al. A new multi-fracture geometry inversion model based on hydraulic-fracture treatment pressure falloff data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 215: 110724
- Zhang FY, Meybodi HE. Analysis of early-time production data

- from multi-fractured shale gas wells by considering multiple transport mechanisms through nanopores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 197: 108092
- 21 Clarkson CR, Yuan B, Zhang ZZ. A new straight-line analysis method for estimating fracture/reservoir properties using dynamic fluid-in-place calculations. *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering*, 2020, 23(2): 606-626
- 22 Liang P, Aguilera R, Mattar L. A new method for production-data analysis and well testing by use of superposition rate. *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering*, 2017, 21(1): 1-16
- 23 Von Schroeter T, Hollaender F, Gringarten AC. Deconvolution of well test data as a nonlinear total least squares problem. *Society of Petroleum Engineers*, 2004, 9(4): 375-390
- 24 Levitan MM. Deconvolution of multiwell test data. *Society of Petroleum Engineers*, 2007, 12(4): 420-428
- 25 Ilk D, Valko PP, Blasingame TA. Deconvolution of variable-rate reservoir-performance data using B-splines. *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006, 9(5): 582-595
- 26 Liu WC, Liu YW, Han GF, et al. An improved deconvolution algorithm using B-splines for well-test data analysis in petroleum engineering. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 149: 306-314
- 27 Khalaf MS, El-Banbi AH, El-Maraghi A, et al. Two-step deconvolution approach for wellbore storage removal. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 195: 107827
- 28 Pan Y, Deng L, Lee WJ. A novel data-driven pressure/rate deconvolution algorithm to enhance production data analysis in unconventional reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 192: 107332
- 29 Brown M, Ozkan E, Raghavan R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, 14(6): 663-676
- 30 Du FS, Nojabaei B. Estimating diffusion coefficients of shale oil, gas, and condensate with nano-confinement effect. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107362
- 31 Mosavat N, Hasanidarabadi B, Pourafshary P. Gaseous slip flow simulation in a micro/nano pore-throat structure using the lattice Boltzmann model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 177: 93-103
- 32 Yu H, Zhu Y B, Jin X, et al. Multiscale simulations of shale gas transport in micro/nano-porous shale matrix considering pore structure influence. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 64: 28-40
- 33 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. *中国科学: 技术科学*, 2018, 48: 691-700 (Wu Yonghui, Cheng Linsong, Huang Shijun, et al. A semi-analytical method of production prediction for shale gas wells considering multi-nonlinearity of flow mechanisms. *Sci. Sin. Tech.*, 2018, 48: 691-700 (in Chinese))
- 34 Liu WC, Liu YW, Zhu WY, et al. A stability-improved efficient deconvolution algorithm based on B-splines by appending a nonlinear regularization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 164: 400-416
- 35 郭金城. 反褶积数据处理方法在特低渗透储层试井解释中的应用. *钻采工艺*, 2019, 42(1): 42-45, 4 (Guo Jincheng. Application of deconvolution data processing method in well test interpretation for extremely-low permeability reservoirs. *Drilling & Production Technology*, 2019, 42(1): 42-45, 4 (in Chinese))
- 36 Vessaire C, Chancelier JP, De Lara M, et al. Multistage optimization of a petroleum production system with material balance model. *Computers & Chemical Engineering*, 2022, 167: 108005
- 37 刘文超, 刘曰武. 评价煤层吸附气解吸能力的生产数据系统分析新方法. *煤炭学报*, 2017, 42(12): 3212-3220 (Liu Wenchao, Liu Yuewu. A new method of systematic analysis of production data for evaluating the desorption ability of adsorbed gas in coal beds. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(12): 3212-3220 (in Chinese))