

深层页岩气井气水两相缝网参数反演方法

张娇娇¹, 黄世军^{1*}, 赵凤兰¹, 方思冬²

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083

* 通信作者, fengyun7407@163.com

收稿日期: 2022-10-24; 修回日期: 2023-05-12

国家自然科学基金项目“页岩储层条件下水对甲烷-二氧化碳竞争吸附的影响及相互作用机制研究”(51974328)和国家自然科学基金-联合基金项目“深层页岩气开发动态评价与数值模拟方法研究”(U19B6003-03-05)联合资助

摘要 深层页岩气藏的开发离不开大规模的体积压裂技术, 而缝网参数反演方法是压裂效果评价、产能动态分析的一种重要手段。现有的缝网参数反演方法忽略了支撑剂不均匀分布和气水两相渗流对深层页岩气藏开发的影响, 导致参数反演误差较大, 且难以区分“近井支撑裂缝”和“远井未支撑裂缝”对产能的贡献。针对这一问题, 基于动态分析方法, 建立了考虑多重非线性流动机理和未完全支撑裂缝的深层页岩储层气水两相缝网参数反演方法。反演方法建立过程中基于线性流模型假设, 将压后的复杂裂缝网络等效为支撑裂缝区、压裂改造内区、未支撑裂缝区和压裂改造外区4个区域, 采用变量替换、摄动变换、逐次替换等手段处理气体高压物性参数、超临界吸附、应力敏感、非达西渗流和气水两相渗流引起的非线性。利用数值模拟模型验证了本文方法的可靠性, 并选取四川盆地4口深层页岩气井进行了应用分析。结果表明, 建立的深层页岩气水两相缝网参数反演方法考虑了气液同产对产能预测和参数反演的影响, 实现了支撑与未支撑裂缝半长和渗透率等参数的定量区分, 为准确计算深层页岩气产量、评价压裂效果提供了理论指导。

关键词 深层页岩气; 未完全支撑裂缝; 气水两相流动; 缝网参数反演; 动态分析方法

中图分类号: TE328; P642.3

Inversion method for deriving fracture network parameters in deep shale gas well considering gas-water two-phase flow

ZHANG Jiaojiao¹, HUANG Shijun¹, ZHAO Fenglan¹, FANG Sidong²

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China

Received: 2022-10-24; Revised: 2023-05-12

Abstract Deep shale formations are so tight and low permeable that large-scale hydraulic fracturing technology is used to increase production to achieve economic development, and the inversion method of fracture network parameters is an important means of evaluation of hydraulic fracturing performance and gas well productivity analysis. The existing fracture network parameter inversion methods do not consider the influence of uneven distribution of proppant in fractures and gas-water two-phase seepage on the development of deep shale gas reservoirs after hydraulic fracturing, resulting in considerable error in parameter inversion, and it

引用格式: 张娇娇, 黄世军, 赵凤兰, 方思冬. 深层页岩气井气水两相缝网参数反演方法. 石油科学通报, 2024, 03: 487-502

ZHANG Jiaojiao, HUANG Shijun, ZHAO Fenglan, FANG Sidong. Inversion method for deriving fracture network parameters in deep shale gas well considering gas-water two-phase flow. Petroleum Science Bulletin, 2024, 03: 487-502. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.036

is difficult to distinguish the contribution of “near-well propped fractures” and “far-well unpropped fractures” to productivity. To solve this problem, based on the dynamic analysis method, a gas-water two-phase fracture network parameter inversion method is established for deep shale gas reservoirs considering multiple nonlinear flow mechanisms and incompletely propped fractures. In the inversion method of fracture network parameters, based on the assumption of the linear flow model, the complex fracture network formed after hydraulic fracturing is equivalent to four areas: propped artificial fracture, fracture stimulated inner formation, unpropped artificial fracture and fracture stimulated outer formation. Variable substitution, perturbation transformation, and successive substitution are used to deal with the nonlinearity caused by high-pressure gas physical parameters, supercritical adsorption, stress sensitivity, non-Darcy seepage and gas-water two-phase seepage. The reliability of the method is verified by numerical simulation, and four deep shale gas wells in the Sichuan Basin are selected for application analysis. The results show that the parameter inversion method established considers the influence of gas-water co-production on productivity prediction and parameter inversion, and can quantitatively distinguish between propped and unpropped fractures with parameters such as half-length and permeability, providing theoretical guidance for accurate prediction of deep shale gas production and evaluation of fracturing effects.

Keywords deep shale gas; incompletely propped fractures; gas-water two-phase flow; fracture network parameter inversion; dynamic analysis method

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.036

0 引言

目前我国中浅层页岩气已实现了规模化开采,埋深大于 3500 m 的深层页岩气资源量巨大,是未来页岩气大规模上产的决定性资源基础^[1]。深层页岩储层基质致密,渗透率较低,多段压裂水平井技术是其商业化开采的有效手段,而缝网参数反演方法研究是压裂效果评价、产能动态预测和开发措施调整的重点内容^[2]。

目前常用的缝网参数反演方法主要有裂缝监测方法、试井分析方法和生产数据动态分析方法^[3]。深层页岩气藏中最常用的裂缝监测方法是微地震监测技术^[4-5],但是该方法只能获得压后裂缝网络的几何形态和改造区的大致体积,对于裂缝导流能力等信息无法得知。深层页岩储层压裂后线性流阶段持续时间很长,难以出现径向流阶段,压力恢复试井解释多解性很强,且目前试井分析大多用于单相油气的分析,很少用于气液同产的情况^[6-9],所以试井分析在深层页岩气藏应用中受到了限制。生产数据动态分析方法与试井分析方法类似,利用日常生产数据得到规整化压力或规整化产量曲线后进行解释,获得储层及裂缝参数,因收集数据容易、方法简单,是目前进行缝网参数定量表征的有效途径^[10-12]。深层页岩储层应力大加砂难,压裂时支撑剂难以进入裂缝远端,压裂后返排率低,储层中滞留了大量未返排的压裂液,气水两相渗流特征明显^[13-15],目前针对多段压裂水平井的动态分析方法研究较少,且现有的动态分析方法以完全支撑裂缝和单相气渗流为主^[16-19]。

本文综合考虑深层页岩气渗流、扩散、滑脱、超

临界吸附解吸作用和压裂后裂缝未完全支撑,建立了深层页岩气藏气水两相产能预测方法,并分析了裂缝及储层参数对产量的影响程度,提取了反演的关键参数。在此基础上,基于动态分析方法建立了深层页岩两相缝网参数反演方法,并结合矿场实例进行了应用分析。

1 物理模型

本文将压裂后形成的复杂裂缝网络处理为等效改造体(SRV),通过分区表征压裂后距井筒由近及远不同区域改造效果的不同。根据裂缝中支撑剂分布区域不同和沿垂直于水平井筒方向改造效果不同,将SRV划分为4个区域:支撑裂缝区、压裂改造内区、未支撑裂缝区和压裂改造外区(图1)。支撑裂缝区指压裂后近井筒区域由支撑剂充填裂缝组成的区域,压裂改造内区指由支撑裂缝形成的复杂裂缝网络,该区域压裂改造程度高,渗透率明显增加。未支撑裂缝区指支撑剂难以到达的远井地带的裂缝区域,压裂改造外区指由未支撑裂缝形成的裂缝网络,该区域改造效果虽不及改造内区,但也是压裂受效区域,渗透率要高于原始储层。

其他模型假设条件如下:

(1)主力层水平等厚,裂缝贯穿整个主力层,压裂后的裂缝等长等间距对称分布;

(2)压裂改造外区的原始储层,由于渗透率极低,对产能贡献较低,因此不考虑未改造区的影响;

(3)压裂后形成支撑裂缝+未支撑裂缝的裂缝系统,压裂液分布在裂缝系统空间中,即:压裂改造区

中为单相气流动，存在游离气和吸附气，裂缝中为气水两相流，存在游离气和水；

(4)考虑压裂改造区和裂缝中的多重非线性机理：改造区和裂缝中气体物性参数随压力变化，改造区中气体的渗流、扩散、滑脱和解吸作用，裂缝中的应力敏感作用；

(5)每个区域中流体的流动都为线性流，压裂改造外区中的流体线性流入未支撑裂缝，压裂改造内区中的流体线性流入支撑裂缝，未支撑裂缝中的流体沿着裂缝线性流入支撑裂缝，最后汇流进井筒；

(6)渗流过程为等温渗流，忽略重力和毛管力的影响。

2 数学模型

2.1 渗流模型建立

深层页岩孔隙以微孔、介孔为主，页岩气在这些纳米孔隙中的渗流已偏离达西定律，存在扩散、滑脱等多种微尺度流动特性，采用Javadpour模型^[20-21]修正非达西流动对改造区基质的影响：

$$k_{ma} = \frac{2r}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} c_g \mu_g + \left[1 + \sqrt{\frac{8\pi RT}{M} \frac{\mu_g \times 10^{-3}}{p_m \times 10^6 r} \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right)} \right] k_m \quad (1)$$

式中： k_m 为达西渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； k_{ma} 为表观渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； μ_g 为气体粘度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； c_g 为气体的压缩系数， MPa^{-1} ； r 为孔隙半径， m ； T 为储层温度， K ； α 为切向动量协调系数，取0.8； R 为气体常数，取 $8.314 \text{ Pa}\cdot\text{m}^3 / (\text{mol}\cdot\text{K})$ ； M 为气体相对分子质量，取

16 kg/mol。

采用超临界下修正的Langmuir吸附模型^[22]表征深层页岩气的等温吸附规律：

$$V = \frac{V_L p_m}{p_m + p_L} \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_a} \right) \quad (2)$$

式中： V_L 为Langmuir体积， m^3/m^3 ； p_L 为Langmuir压力， MPa ； ρ_a 为吸附相密度， kg/m^3 ； ρ_g 为游离气密度， kg/m^3 。

考虑基质中存在游离气和吸附气，定义基质系统综合压缩系数：

$$c_{tm} = c_m + c_g + \frac{B_g V_L p_L}{\phi_m (p_L + p_m)^2} \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_a} \right) \quad (3)$$

式中： c_{tm} 为基质综合压缩系数， MPa^{-1} ； c_m 为基质孔隙的压缩系数， MPa^{-1} ； ϕ 为孔隙度，小数； B_g 为气体的体积系数，无量纲。

考虑裂缝中的气水两相流动，定义裂缝系统综合压缩系数为：

$$c_{tf} = c_f + S_{Fw} c_w + (1 - S_{Fw}) c_g \quad (4)$$

式中： c_{tf} 为裂缝综合压缩系数， MPa^{-1} ； c_f 为裂缝孔隙的压缩系数， MPa^{-1} ； c_w 为水的压缩系数， MPa^{-1} ； S_{Fw} 为裂缝含水饱和度，小数。

引入拟渗透率模量和渗透率模量分别表征裂缝中气相与水相的应力敏感作用：

$$k_{Fg} = k_F e^{-\gamma_f (\psi_i - \psi_f)} \quad (5)$$

$$k_{Fw} = k_F e^{-\lambda_f (p_i - p_f)} \quad (6)$$

式中： γ_f 为裂缝拟渗透率模量， $(\text{mPa}\cdot\text{s}) / \text{MPa}^2$ ； λ_f 为裂缝渗透率模量， MPa^{-1} 。

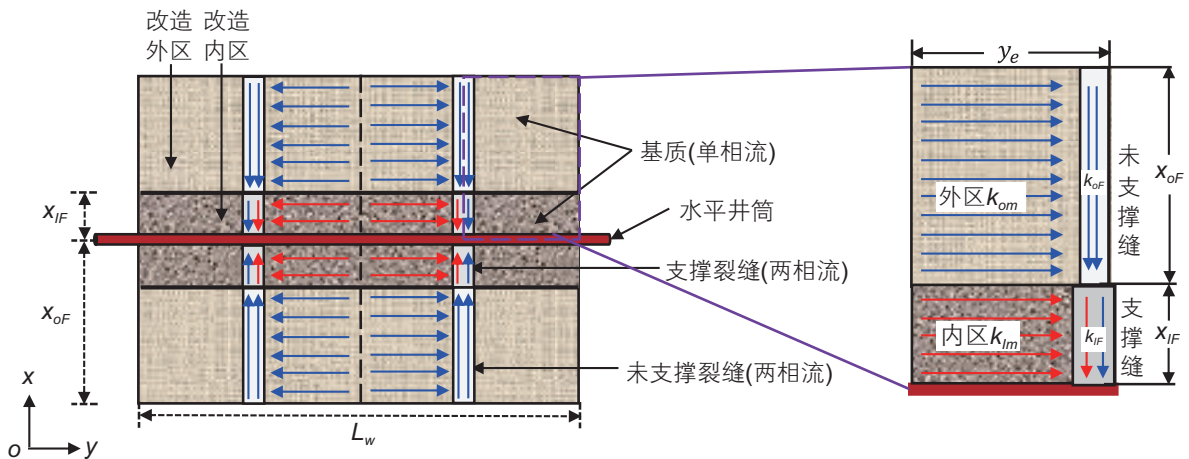


图1 考虑未完全支撑裂缝的深层页岩气多段压裂水平井物理模型

Fig. 1 Physical model for multi-stage fractured horizontal well in deep shale gas reservoirs considering the incompletely propped fractures

表1 无因次变量定义

Table 1 Definitions of the dimensionless parameters

无因次变量	定义	无因次变量	定义
无因次产气量	$\frac{1}{q_{gD}} = \frac{k_r H (\psi_i - \psi_{wf})}{1.291 \times 10^{-3} q_g T}$	无因次产水量	$q_{wD} = \frac{1.842 q_w B_w \mu_w L_r}{k_r H (p_i - p_{wf})}$
无因次拟压力	$\psi_D = \frac{\psi_i - \psi}{\psi_i - \psi_{wf}}$	无因次压力	$p_D = \frac{p_i - p}{p_i - p_{wf}}$
无因次拟时间	$t_{aD} = \eta_r / L_r^2 \cdot t_a$	无因次时间	$t_D = \eta_r / L_r^2 \cdot t$
无因次裂缝半长	$x_{FD} = x_F / L_r$	无因次裂缝宽度	$\omega_{FD} = \omega_F / L_r$
无因次压裂段半宽	$y_{cD} = y_c / L_r$	无因次渗透率	$k_{jD} = k_j / k_r$
无因次拟渗透率模量	$\gamma_{FD} = (\psi_i - \psi_F) \gamma_F$	无因次渗透率模量	$\lambda_{FD} = (p_i - p_F) \lambda_F$
无因次裂缝导流能力	$C_{FD} = k_{FD} w_{FD} / k_{mD}$	无因次导压系数	$\eta_{jD} = \eta_j / \eta_r$

引入无因次变量(表1), 分别建立4个区域无量纲渗流数学模型, 各个区域渗流模型通过压力与流量条件进行耦合。

其中, ψ 为拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; p_i 为原始地层压力, MPa ; p 为压力, MPa ; H 为储层厚度, m ; $k_{Fr,g}$ 为裂缝中气相相对渗透率, 无量纲; $k_{Fr,w}$ 为裂缝中水相相对渗透率, 无量纲; μ_w 为水的粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; B_w 为水的体积系数, 无量纲; t_a 为拟时间, d ; t 为时间, d ; L_r 为参考长度, m ; η_r 为参考导压系数, $\eta_r = 0.0864k_r/(\phi\mu c_t)_i$; 下标*i*代表初始时刻; 下标wf代表井底流压; 下标j=om,lm,oF,IF分别代表压裂改造外区、压裂改造内区、未支撑裂缝与支撑裂缝; 下标m表示基质系统, 即压裂改造外区和压裂改造内区的统称; 下标F表示裂缝系统, 即未支撑裂缝和支撑裂缝的统称; 下标g和w分别代表气相和水相, 下标r为参考值。

压裂改造外区与内区的渗流数学模型为:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{omD}}{\partial y_D^2} = \frac{1}{\eta_{omD}} \frac{\partial \psi_{omD}}{\partial t_{aD}} \\ \psi_{omD}(y_D, t_{aD})|_{t_{aD}=0} = 0 \\ \frac{\partial \psi_{omD}(y_D, t_{aD})}{\partial y_D} \Big|_{y_D=y_{cD}} = 0 \\ \psi_{omD}(y_D, t_{aD})|_{y_D=w_{oFD}/2} = \psi_{oFD} \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{lmD}}{\partial y_D^2} = \frac{1}{\eta_{lmD}} \frac{\partial \psi_{lmD}}{\partial t_{aD}} \\ \psi_{lmD}(y_D, t_{aD})|_{t_{aD}=0} = 0 \\ \frac{\partial \psi_{lmD}(y_D, t_{aD})}{\partial y_D} \Big|_{y_D=y_{cD}} = 0 \\ \psi_{lmD}(y_D, t_{aD})|_{y_D=w_{IFD}/2} = \psi_{IFD} \end{cases} \quad (8)$$

裂缝中只存在游离气, 考虑改造区基质中气体向裂缝的供给作用和裂缝的动态应力敏感作用, 得到支撑与未支撑裂缝中气相渗流模型为:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{oFD}}{\partial x_D^2} - \gamma_{oFD} \left(\frac{\partial \psi_{oFD}}{\partial x_D} \right)^2 = \\ \frac{1}{\eta_{oFD} k_{oFr,g} e^{-\gamma_{oFD} \psi_{oFD}}} \frac{\partial \psi_{oFD}}{\partial t_{aD}} - \\ \frac{2}{C_{oFD} k_{oFr,g} e^{-\gamma_{oFD} \psi_{oFD}}} \frac{\partial \psi_{omD}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=\frac{w_{oFD}}{2}} \\ \psi_{oFD}(x_D, t_{aD})|_{t_{aD}=0} = 0 \\ \frac{\partial \psi_{oFD}(x_D, t_{aD})}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{oFD}} = 0 \\ \psi_{oFD}(x_D, t_{aD})|_{x_D=x_{IFD}} = \psi_{IFD}(x_D, t_{aD})|_{x_D=x_{IFD}} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{IFD}}{\partial x_D^2} - \gamma_{IFD} \left(\frac{\partial \psi_{IFD}}{\partial x_D} \right)^2 = \\ \frac{1}{k_{IFr,g} \eta_{IFD} e^{-\gamma_{IFD} \psi_{IFD}}} \frac{\partial \psi_{IFD}}{\partial t_{aD}} - \\ \frac{2}{k_{IFr,g} C_{IFD} e^{-\gamma_{IFD} \psi_{IFD}}} \frac{\partial \psi_{lmD}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=\frac{w_{IFD}}{2}} \\ \psi_{IFD}(x_D, t_{aD})|_{t_{aD}=0} = 0 \\ \frac{\partial \psi_{oFD}(x_D, t_{aD})}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{IFD}} = \\ \frac{k_{IFD} k_{IFr,g} w_{IFD} e^{-\gamma_{IFD} \psi_{IFD}}}{k_{oFD} k_{oFr,g} w_{oFD} e^{-\gamma_{oFD} \psi_{oFD}}} \frac{\partial \psi_{IFD}(x_D, t_{aD})}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{IFD}} \\ \psi_{IFD}(x_D, t_{aD})|_{x_D=0} = 1 \end{cases} \quad (10)$$

水只存在于裂缝系统中, 不存在基质中水相向裂缝中的供给作用, 支撑与未支撑裂缝中考虑应力敏感

作用的水相渗流模型为:

$$\left\{ \begin{aligned} & \frac{\partial^2 p_{\text{IFD}}}{\partial x_{\text{D}}^2} - \lambda_{\text{IFD}} \left(\frac{\partial p_{\text{IFD}}}{\partial x_{\text{D}}} \right)^2 = \\ & \frac{1}{\eta_{\text{IFWD}} e^{-\lambda_{\text{IFD}} p_{\text{IFD}}} k_{\text{IFr,w}}} \frac{\partial p_{\text{IFD}}}{\partial t_{\text{D}}} \\ & p_{\text{IFD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{t_{\text{D}}=0} = 0 \\ & p_{\text{IFD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{x_{\text{D}}=0} = 1 \\ & \frac{\partial p_{\text{oFD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}})}{\partial x_{\text{D}}} \Big|_{x_{\text{D}}=x_{\text{IFD}}} = \\ & \frac{k_{\text{IFD}} e^{-\lambda_{\text{IFD}} p_{\text{IFD}}} k_{\text{IFr,w}} w_{\text{IFD}}}{k_{\text{oFD}} e^{-\lambda_{\text{oFD}} p_{\text{oFD}}} k_{\text{oFr,w}} w_{\text{oFD}}} \frac{\partial p_{\text{IFD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}})}{\partial x_{\text{D}}} \Big|_{x_{\text{D}}=x_{\text{IFD}}} \end{aligned} \right. \quad (11)$$

$$\left\{ \begin{aligned} & \frac{\partial^2 p_{\text{oFD}}}{\partial x_{\text{D}}^2} - \lambda_{\text{oFD}} \left(\frac{\partial p_{\text{oFD}}}{\partial x_{\text{D}}} \right)^2 = \\ & \frac{1}{\eta_{\text{oFWD}} e^{-\lambda_{\text{oFD}} p_{\text{oFD}}} k_{\text{oFr,w}}} \frac{\partial p_{\text{oFD}}}{\partial t_{\text{D}}} \\ & p_{\text{oFD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{t_{\text{D}}=0} = 0 \\ & \frac{\partial p_{\text{oFD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}})}{\partial x_{\text{D}}} \Big|_{x_{\text{D}}=x_{\text{oFD}}} = 0 \\ & p_{\text{oFD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{x_{\text{D}}=x_{\text{IFD}}} = p_{\text{IFD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{x_{\text{D}}=x_{\text{IFD}}} \end{aligned} \right. \quad (12)$$

气相渗流方程中用的是拟压力和拟时间^[23-24], 水相渗流方程中用的是压力和真实时间, 在每一个时间步下, 产气量和产水量通过相对渗透率曲线统一起来, 裂缝系统中采用的相对渗透率曲线^[25]如图2所示。

2.2 渗流模型求解

引入摄动变换方程处理应力敏感引起的非线性:

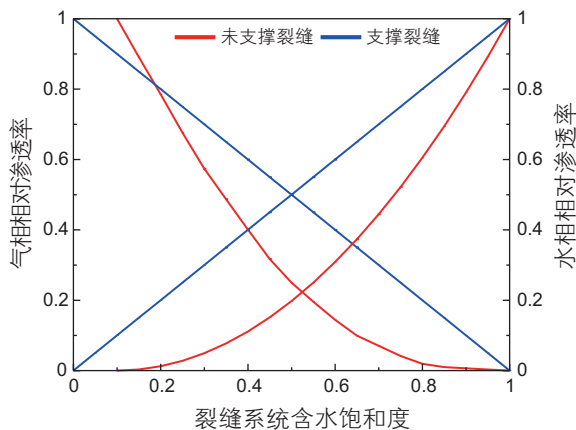


图2 裂缝系统相对渗透率曲线
Fig.2 Relative permeability curve of fracture system

$$\psi_{\text{FD}} = -\frac{1}{\gamma_{\text{FD}}} \ln(1 - \gamma_{\text{FD}} \cdot \xi_{\text{F}}) \quad (13)$$

$$p_{\text{FD}} = -\frac{1}{\lambda_{\text{FD}}} \ln(1 - \lambda_{\text{FD}} \cdot \zeta_{\text{F}}) \quad (14)$$

采用Laplace变换方法, 得到拉氏空间下的产气量、产水量与裂缝系统压力解为:

$$q_{\text{gD}} = -\frac{k_{\text{IFr,g}} k_{\text{IFD}} w_{\text{IFD}} \sqrt{\alpha_{\text{IF}}}}{\pi s} \cdot f_{\text{g}}(s) \quad (15)$$

$$q_{\text{wD}} = -\frac{k_{\text{IFr,w}} k_{\text{IFD}} w_{\text{IFD}} \sqrt{\beta_{\text{IF}}}}{\pi s} \cdot f_{\text{w}}(s) \quad (16)$$

$$\zeta_{\text{FD}} = \frac{\cosh(\sqrt{\beta_{\text{IF}}} \cdot x_{\text{D}}) + \sinh(\sqrt{\beta_{\text{IF}}} \cdot x_{\text{D}}) \cdot f_{\text{w}}(s)}{s} \quad (17)$$

其中,

$$\left\{ \begin{aligned} f_{\text{g}}(s) &= \frac{\tanh(\sqrt{\alpha_{\text{IF}}} \cdot x_{\text{IFD}}) - K_{\text{g}}^* \tanh[\sqrt{\alpha_{\text{oF}}}(x_{\text{IFD}} - x_{\text{oFD}})]}{K_{\text{g}}^* \tanh(\sqrt{\alpha_{\text{IF}}} \cdot x_{\text{IFD}}) \cdot \tanh[\sqrt{\alpha_{\text{oF}}}(x_{\text{IFD}} - x_{\text{oFD}})] - 1} \\ f_{\text{w}}(s) &= \frac{\tanh\left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{IFwD}} k_{\text{IFr,w}}}} \cdot x_{\text{IFD}}\right) - K_{\text{w}}^* \tanh\left[\sqrt{\frac{s}{k_{\text{oFr,w}} \eta_{\text{oFD}}}} (x_{\text{IFD}} - x_{\text{oFD}})\right]}{K_{\text{w}}^* \tanh\left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{IFwD}} k_{\text{IFr,w}}}} \cdot x_{\text{IFD}}\right) \tanh\left[\sqrt{\frac{s}{k_{\text{oFr,w}} \eta_{\text{oFD}}}} (x_{\text{IFD}} - x_{\text{oFD}})\right] - 1} \end{aligned} \right. \quad (18)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \alpha_{\text{oF}} &= \frac{s}{k_{\text{oFr,g}} \eta_{\text{oFD}}} - \frac{2}{C_{\text{oFD}} k_{\text{oFr,g}} \sqrt{\eta_{\text{omD}}}} \tanh\left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{omD}}}} \cdot \left(\frac{w_{\text{oFD}}}{2} - y_{\text{eD}}\right)\right) \\ \alpha_{\text{IF}} &= \frac{s}{k_{\text{IFr,g}} \eta_{\text{IFgD}}} - \frac{2}{C_{\text{IFD}} k_{\text{IFr,g}} \sqrt{\eta_{\text{ImD}}}} \tanh\left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{ImD}}}} \cdot \left(\frac{w_{\text{IFD}}}{2} - y_{\text{eD}}\right)\right) \end{aligned} \right. \quad (19)$$

对于页岩气压裂水平井, 裂缝系统的平均压力接近井底流压, 而基质系统的平均压力接近储层的整体平均压力。将产能预测年限分成多个时间步, 在每一个时间步下, 近似采用线性模型计算, 通过压力和含水饱和度去更新模型中的参数, 并结合拉氏空间下产量压力计算公式, 采用Stehfest方法计算真实空间下的产气量、产水量和裂缝系统平均压力, 利用物质平衡方法计算平均地层压力和平均含水饱和度。

对于水相, 水由裂缝中产出, 平均含水饱和度为:

$$\tilde{S}_{\text{Fw}} = S_{\text{Fwi}} - \frac{W_{\text{p}} B_{\text{w}}}{V_{\text{Fp}}} \quad (20)$$

式中: W_{p} 为产水量, m^3 ; V_{Fp} 为裂缝系统总孔隙体积, 对于单段裂缝: $V_{\text{Fp}} = 2x_{\text{IF}} \omega_{\text{IF}} H \phi_{\text{IF}} + 2(x_{\text{oF}} - x_{\text{IF}}) \omega_{\text{oF}} H \phi_{\text{oF}}$ 。

对于气相, 产气量包括基质与裂缝中的游离气和基质中的吸附气:

$$G_p = V_{mp} S_{mgi} \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) + V_{fp} \left(\frac{1 - S_{Fwi}}{B_{gi}} - \frac{1 - \tilde{S}_{Fw}}{B_g} \right) + V_{mp} \left(\frac{V_L p_i}{\rho_L + p_i} - \frac{V_L \tilde{p}_m}{\rho_L + \tilde{p}_m} \right) \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_a} \right) \quad (21)$$

式中： V_{mp} 为基质系统总孔隙体积， m^3 ； S_{mgi} 为基质系统初始含气饱和度，小数；气体密度和体积系数是压力的函数，可采用Newton-Ralph方法进行迭代求解。 \tilde{S}_{Fw} 为迭代计算的含水饱和度， \tilde{p}_m 为迭代计算的基质系统压力。

3 缝网参数反演方法

3.1 关键反演参数提取

裂缝半长、裂缝渗透率和改造区渗透率是反演的

重点参数，因此选取未支撑裂缝半长、支撑裂缝半长、未支撑裂缝渗透率、支撑裂缝渗透率、改造外区基质渗透率和改造内区基质渗透率6个参数进行敏感性分析，采用单因素分析方法，分析各个因素对产气量和产水量的影响程度，从而提取反演的关键参数。默认的初始参数为：未支撑裂缝半长70 m，支撑裂缝半长30 m，未支撑裂缝渗透率 $2 \times 10^{-3} \mu m^2$ ，支撑裂缝渗透率 $200 \times 10^{-3} \mu m^2$ ，改造外区基质渗透率 $0.000 02 \times 10^{-3} \mu m^2$ ，改造内区基质渗透率 $0.0001 \times 10^{-3} \mu m^2$ ，单因素变化幅度为25%、50%，评价指标为初期产气量与产水量(第一年产量)、累积产气量与产水量(二十年产量)，各因素对产量的影响如图3所示。

支撑裂缝半长决定了压裂改造范围，对累积产气量的影响最大；支撑裂缝渗透率决定了气体从裂缝流

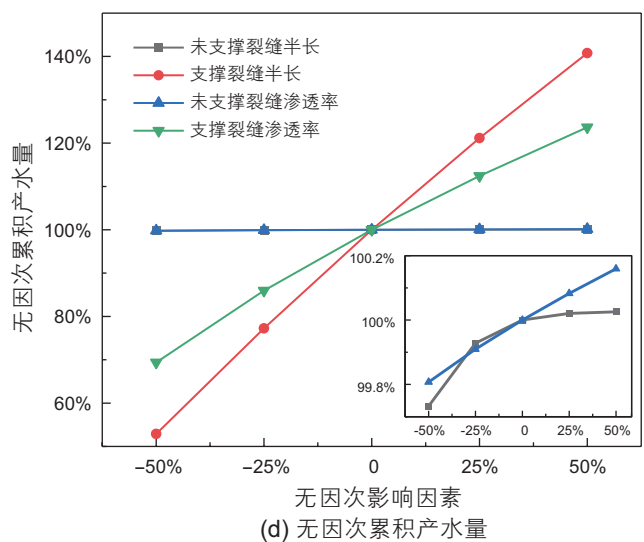
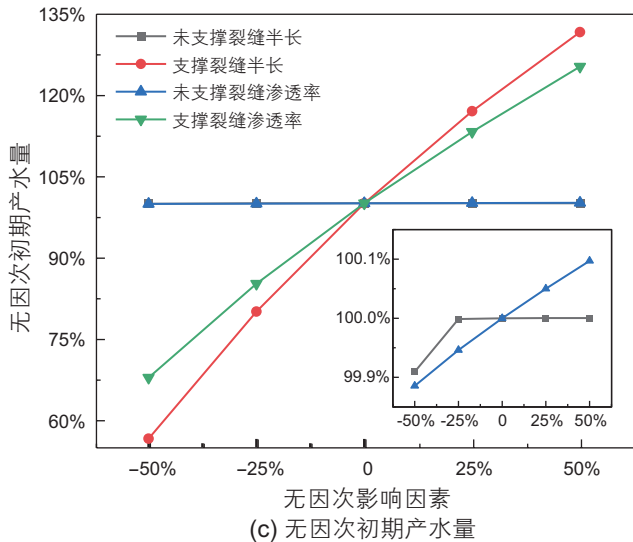
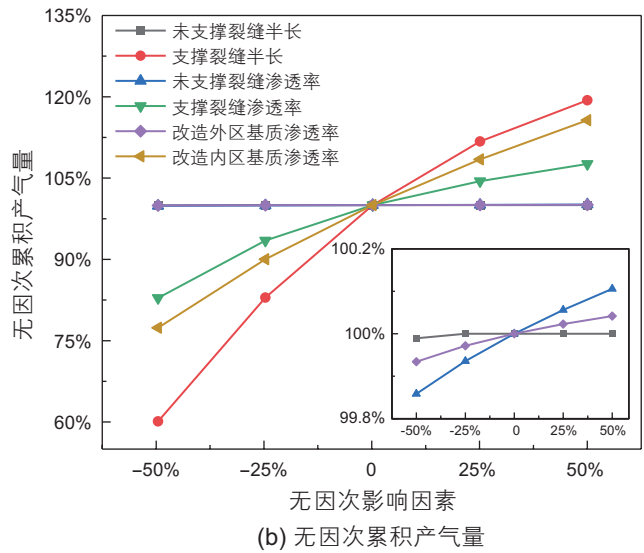
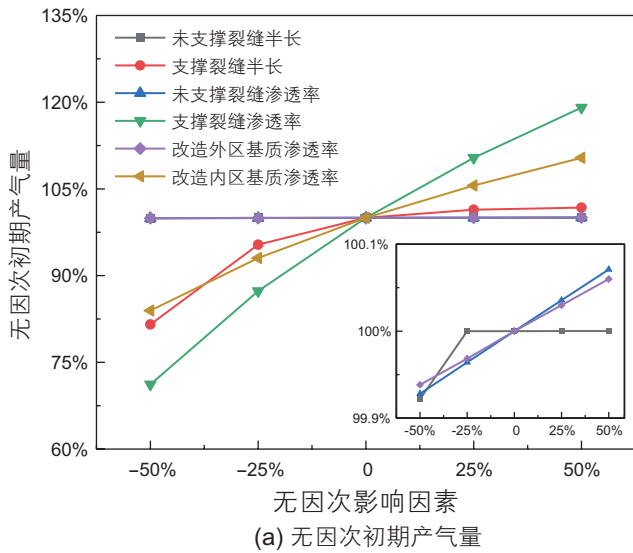


图3 各因素对产气量和产水量的影响

Fig. 3 Influence of various factors on gas production and water production

向井筒的阻力,改造内区基质渗透率决定了支撑裂缝中气体的补给速度,对初期产气量的影响很大(图 3a,图 3b)。目前的密切割压裂工艺增加了压裂段内裂缝密度,提高了压裂改造效果,即支撑裂缝渗透率和改造内区基质渗透率增加,支撑裂缝半长减小,所以初始产气量提高,但累积产气量下降。因此压裂时应尽可能使支撑剂进入更远的范围,提高压裂改造体积。水的流动能力比气强,支撑裂缝半长决定了裂缝体积和储存的水的体积,因此,支撑裂缝半长比支撑裂缝渗透率对产水量的影响大(图 3c,图 3d)。

由图 3 敏感性分析可知,支撑裂缝半长和支撑裂缝渗透率对产水量起决定性作用,由于改造区基质中只存在单相气渗流,改造内区基质渗透率和改造外区基质渗透率主要影响产气量,未支撑裂缝半长对初期产气量和累积产气量几乎无影响,所以将未支撑裂缝半长、支撑裂缝半长和支撑裂缝渗透率 3 个参数作为产水量反演参数,将改造内区基质渗透率、改造外区基质渗透率和未支撑裂缝渗透率 3 个参数作为产气量反演参数。

3.2 缝网参数反演方法建立

前面的渗流模型是在定井底流压生产条件下建立的,而实际的生产数据是在变井底流压、变产量生产条件下得到的,因此在将实测生产数据与理论产能模型进行拟合前,需要先对生产数据进行预处理。

采用物质平衡时间和规整化产水量^[26]对产水量数据进行预处理:

$$t_a = \frac{1}{q_w} \int_0^t q_w(t) dt = \frac{G_p(t)}{q_w(t)} \quad (22)$$

$$Q_{wD} = \frac{q_w}{p_i - p_{wf}} \quad (23)$$

页岩气生产过程中需要考虑气体物性参数随压力的变化和吸附解吸作用,采用物质平衡拟时间和规整化产气量^[27]对产气量数据进行处理:

$$t_{ca} = \frac{(\mu c_t)_i}{q_{sc}} \int_0^t q_{sc} dt = -\frac{Gc_{ti}}{q_{sc}} \frac{\mu_i Z_i^*}{2p_i} (\psi_i - \bar{\psi}) \quad (24)$$

$$Q_{gD} = \frac{q_g}{\psi_i - \psi_{wf}} \quad (25)$$

式中: t_a 为物质平衡时间, d; G_p 为累积产水量, m^3 ; q_w 为日产水量, m^3/d ; Q_{wD} 为规整化产水量, $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$; t_{ca} 为物质平衡拟时间, d; q_{sc} 为日产气量, m^3/d ; $\bar{\psi}$ 为平均地层压力对应的拟压力, $MPa^2/(mPa \cdot s)$; Q_{gD} 为规整化产气量, $m^3/d \cdot (MPa^2/(mPa \cdot s))^{-1}$; Z_i^* 为考虑

考虑吸附气解吸作用的修正气体压缩因子:

$$Z^* = \frac{Z}{\left(1 + \frac{p_{sc} TV_L Z}{(p + p_L) \phi T_{sc}}\right)} \quad (26)$$

基于建立的渗流数学模型和提取的反演参数,建立规整化产水量关于物质平衡时间、规整化产气量关于物质平衡拟时间的图版,采用最小二乘法原理,通过非线性拟合和图版拟合,反演深层页岩气井压后缝网参数,具体的反演流程如图 4 所示。

最小二乘法拟合原则为:选取拟合值使误差平方和最小。

$$\sum_{i=1}^m \delta_i^2 = \sum_{i=1}^m [\varphi(x_i) - y_i]^2 = \min \quad (27)$$

式中: $\varphi(x_i)$ 为拟合值,即由渗流模型计算得到的产气量和产水量经过规整化处理后得到的理论规整化产气量和产水量值; y_i 为真实值,即由现场生产数据处理后得到的实际规整化产气量或产水量值; δ_i 为拟合值与实测值之间的误差, $\delta_i = \varphi(x_i) - y_i$ 。

相对误差计算公式为: $\Delta A = \delta_i / y_i \times 100\%$ 。

采用非线性拟合函数 `lsqcurvefit` 进行反演:

$$X = \text{lsqcurvefit}(\text{fun}, X_0, Xdata, Ydata, lb, ub) \quad (28)$$

式中: X 为反演的缝网参数矩阵; X_0 为给定的反演参数的初值; $Xdata$ 为由生产数据计算的物质平衡时间和物质平衡拟时间; $Ydata$ 为由生产数据计算的规整化产气量或产水量; fun 为拟合函数, $\text{fun}(X, Xdata)$ 为通过建立的产能模型得到的理论规整化产气量与产水量; lb 、 ub 为拟合值的下界和上界,即 $lb \leq X \leq ub$ 。

4 矿场应用分析

4.1 反演方法验证

采用 Eclipse 数值模拟对建立的缝网参数反演方法进行验证。水平段长 1500 m,分 20 段压裂,先以 $6 \times 10^4 m^3/d$ 定产生产,当压力下降到井底流压 5 MPa 时转为定压生产,模型使用的基础参数如表 2 所示,模型示意图和生产曲线如图 5 所示。

缝网参数拟合结果如图 6 所示,拟合参数如表 3 所示。从拟合结果来看,规整化处理后的生产数据与理论图版拟合效果较好,通过缝网参数反演程序解释的参数与数值模拟输入的参数较一致,表明建立的生产数据规整化方法与参数反演方法是比较可靠的。与数值模拟方法相比,本文提出的模型计算速度更快,更便于现场应用。

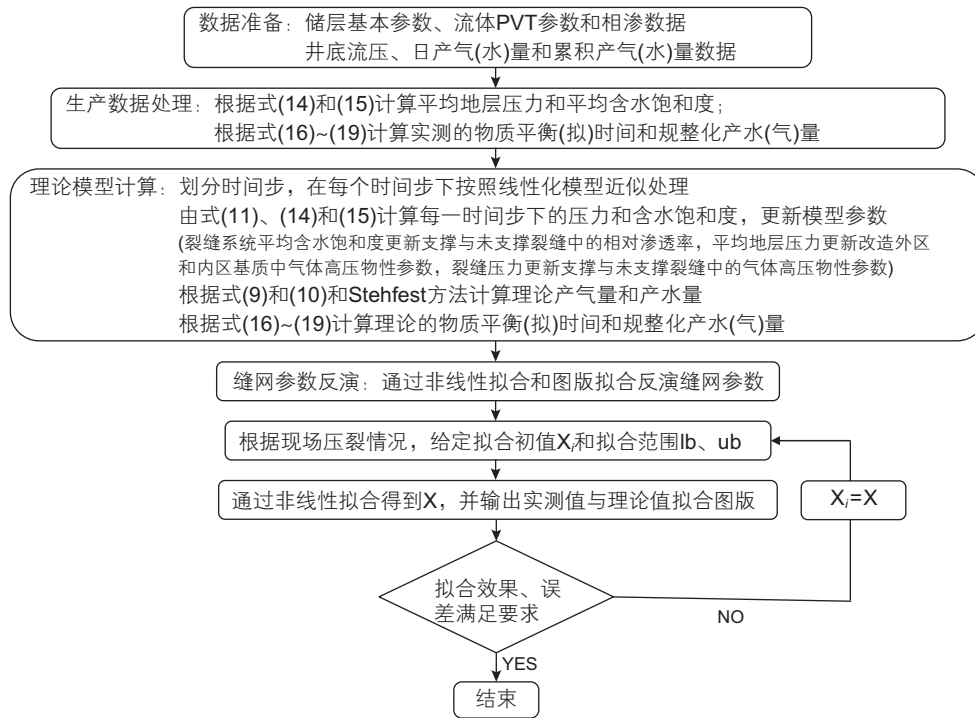


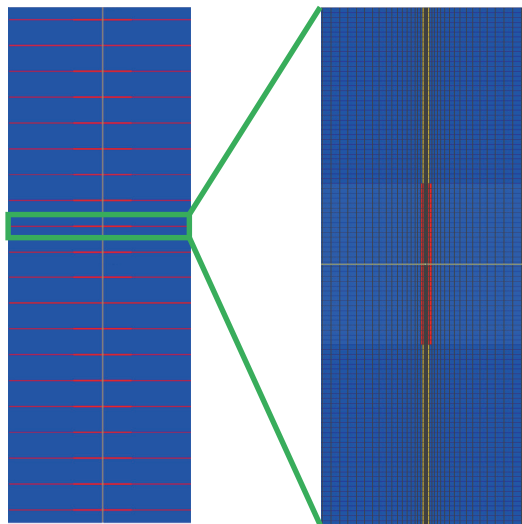
图 4 缝网参数反演流程图

Fig. 4 Schematic diagram of fracture network parameter inversion

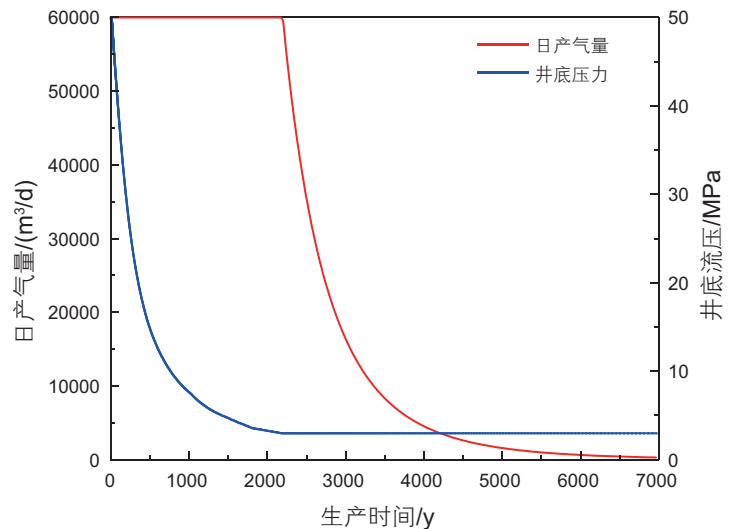
表 2 参数解释结果

Table 2 Parameters interpretation results

参数	取值	参数	取值
原始地层压力/MPa	50	支撑裂缝孔隙度	0.4
原始地层温度/K	388.15	未支撑裂缝孔隙度	0.3
储层有效厚度/m	38	改造内区基质孔隙度	0.07
支撑裂缝宽度/m	0.003	改造外区基质孔隙度	0.05
未支撑裂缝宽度/m	0.001	裂缝系统初始含水饱和度	1.0



(a) 数值模拟模型



(b) 变产量—变压力生产数据

图 5 模型示意图与生产曲线

Fig. 5 Schematic of the numerical simulation model and production curve

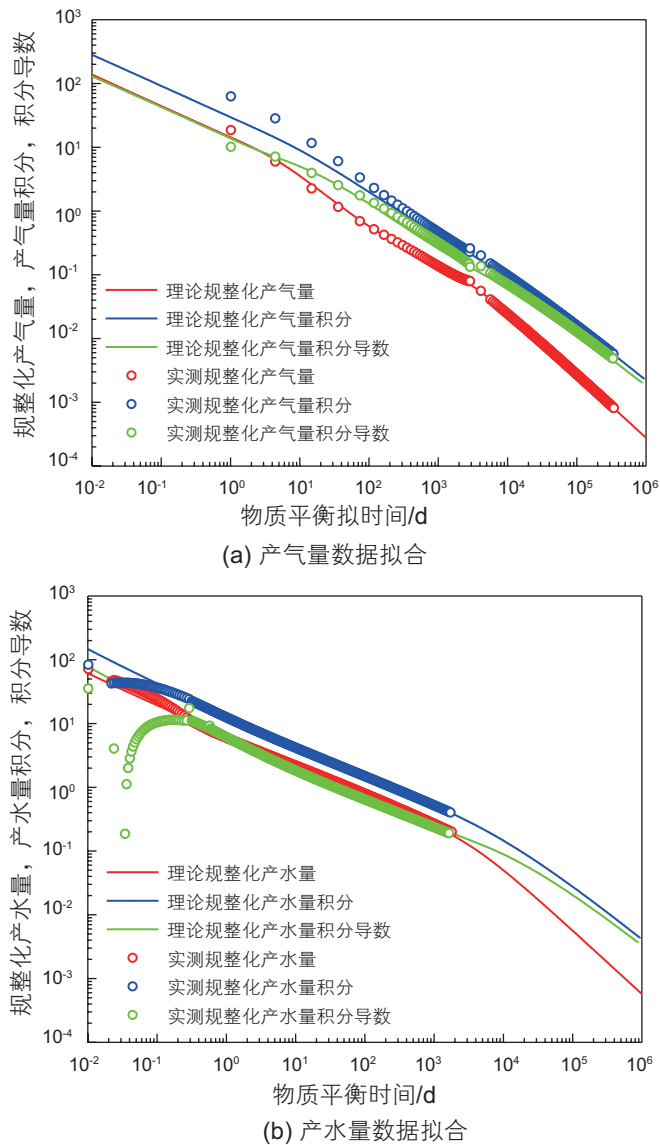


图 6 本文模型与数值模拟拟合结果

Fig. 6 The matching results between the proposed model and the numerical simulation model

表 3 参数解释结果

Table 3 Parameters interpretation results

参数	解释结果	真实值
未支撑裂缝半长/m	70.26	70
支撑裂缝半长/m	28.59	30
改造外区基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.000 113	0.000 100
改造内区基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.000 041 2	0.000 040 0
未支撑裂缝渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	3.14	3
支撑裂缝渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	297.85	300

4.2 矿场应用分析

运用建立的缝网参数反演方法, 对四川盆地 4 口深层页岩气井进行分析。为了说明不同模型对相同生

产数据拟合结果的差异, 对比了 3 种情形: 情形 1(考虑未完全支撑裂缝和气水两相流)、情形 2(忽略裂缝中气水两相流动)和情形 3(忽略裂缝中支撑剂未完全支撑), 并通过对比选出最佳反演模型对其余 3 口井进

行解释。需要注意的是，情形2只利用了产气量数据，为了提高拟合精度，又引入了拟合指标：规整化产气量积分。

H1井原始地层压力75 MPa，地层温度135 °C，有质储层厚度25 m，水平段长1502 m，分23段62簇压裂，压裂液量37965.8 m³，加砂量1139 m³，生产数据如图7所示。3种情形拟合结果和相对拟合误差如图8和图9所示，解释结果如表4所示。

为了较直观的比较不同情形下模型的拟合误差，对图9中产气量和产水量的相对拟合误差进行处理，得到生产数据平均拟合误差，计算公式如下，结果如图10所示。

$$\eta = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}| \quad (29)$$

式中： η 为平均绝对误差； n 为生产数据个数； x_i 为每个数据点的相对拟合误差； \bar{x} 为生产数据相对拟合误差

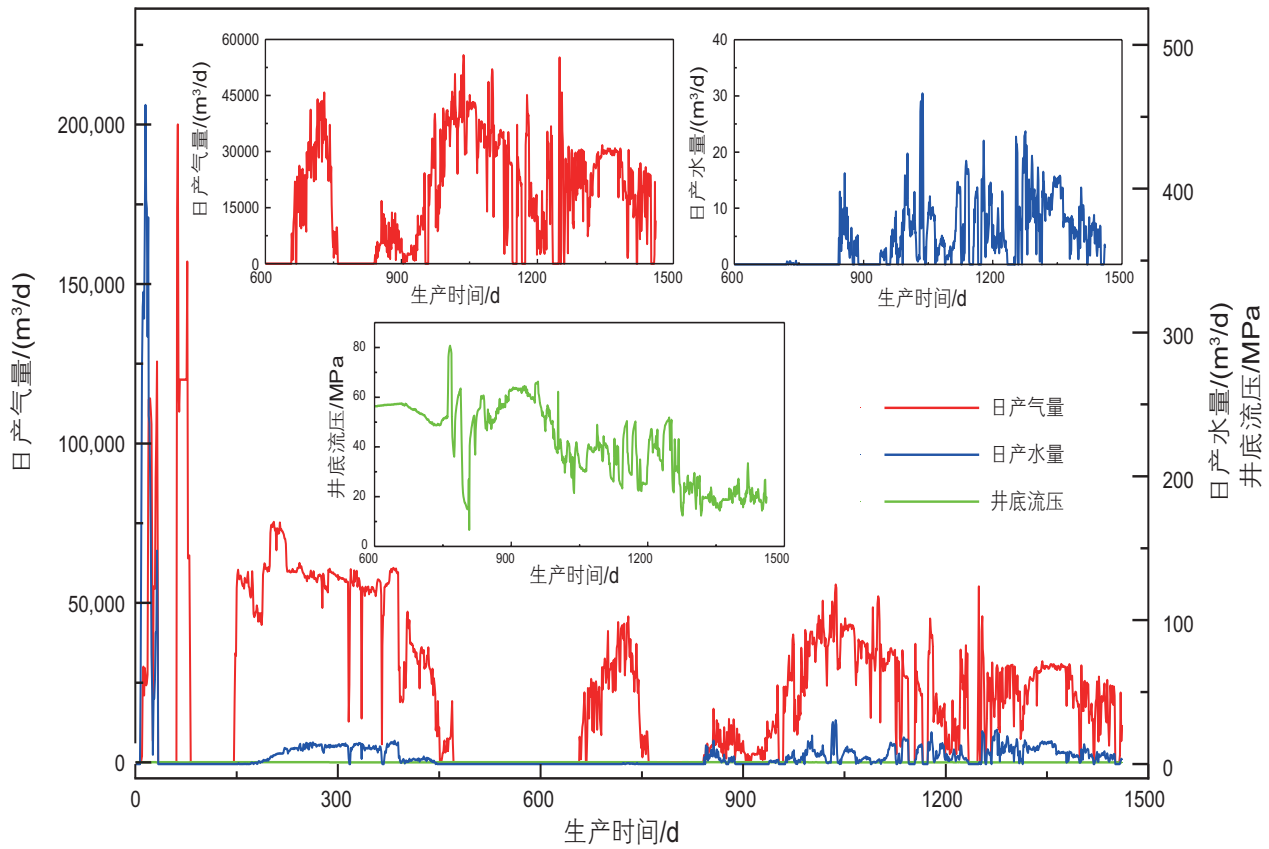


图7 H1井生产数据

Fig. 7 Production data for well H1

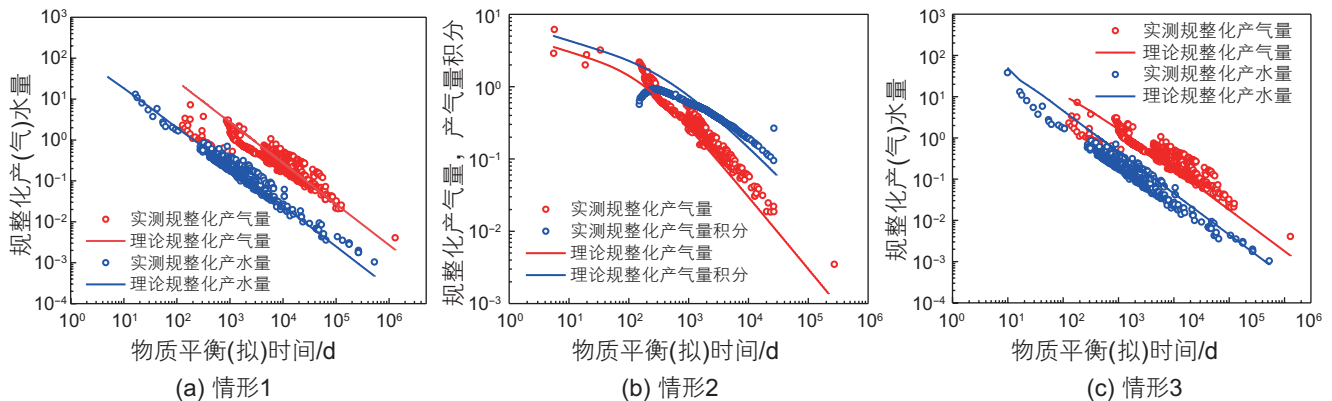


图8 H1井生产数据拟合结果

Fig. 8 Curve fitting results of well H1

表 4 H1 井参数解释结果

Table 4 Parameters inversion results for well H1

反演参数	情形 1	情形 2	反演参数	情形 3
未支撑裂缝半长/m	30.54	27.89	裂缝半长/m	77.525
支撑裂缝半长/m	73.33	83.35		
支撑裂缝渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	1026.15	469.03	裂缝渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	869.88
未支撑裂缝渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	52.94	183.82		
改造内区基质渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	0.001 23	0.001 87	改造区渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	0.001 35
改造外区基质渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	0.000 104	0.000 116		

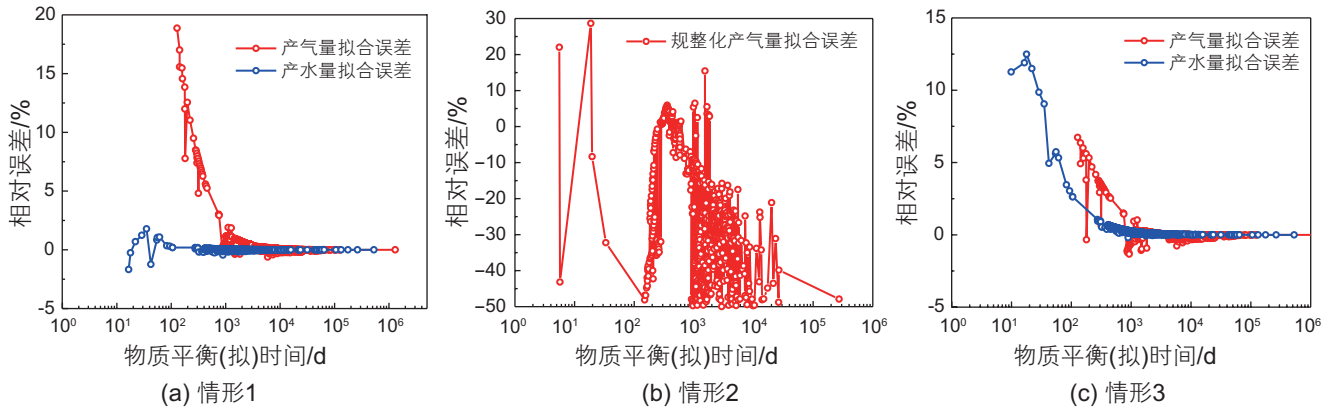


图 9 H1 井生产数据相对拟合误差

Fig. 9 Relative curve fitting error of well H1

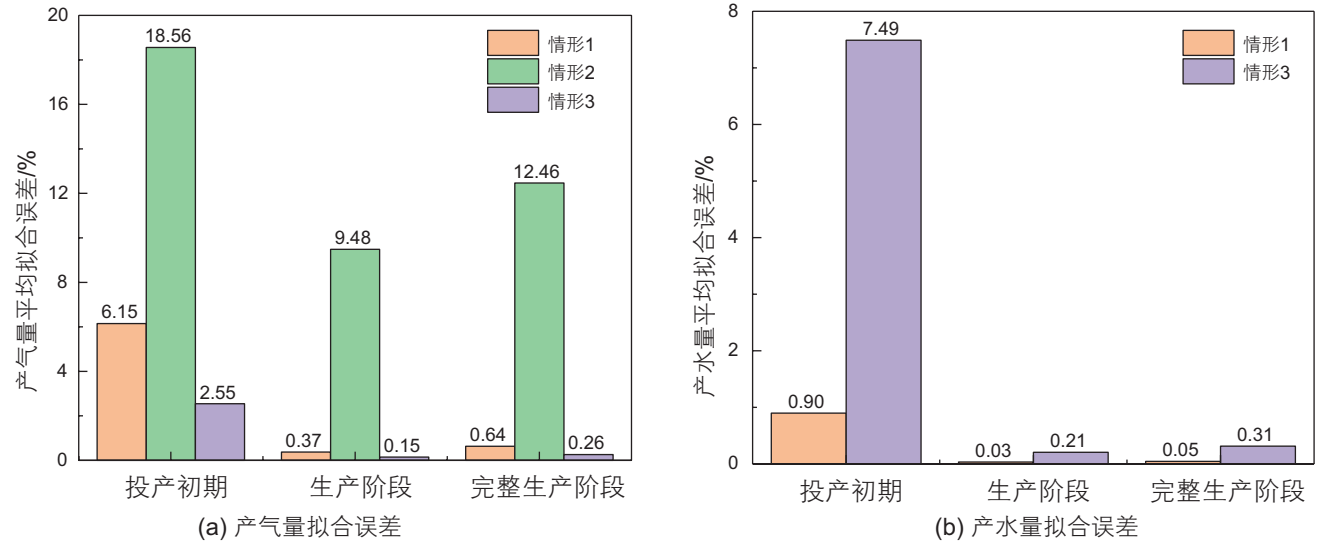


图 10 H1 井不同情形下产量平均拟合误差

Fig. 10 Average curve fitting error of well H1 under different conditions

差的平均值。

由图 8、图 9、图 10 和表 4 中 3 种情形实测数据与理论曲线拟合效果看，情形 1 和情形 3 中采用气水两相流模型，当物质平衡时间大于 100 d、物质平衡拟时间大于 1000 d 时，均能获得较好的拟合效果，

拟合误差都在 10% 以内，能满足工程需求，早期生产数据拟合误差相对较大，主要与投产初期频繁开关井有关。情形 2 忽略了支撑裂缝与未支撑裂缝中气水两相渗流，模型拟合效果相对较差且反演的缝网参数误差较大。由图 10 中情形 1 与情形 3 平均拟合误差

对比结果可知, 不考虑未完全支撑裂缝时, 在投产初期拟合误差相对较小, 在生产阶段(物质平衡时间大于 100 d、物质平衡拟时间大于 1000 d)产气量的平均拟合误差是考虑未完全支撑裂缝时的 0.4 倍, 产水量的平均拟合误差是考虑未完全支撑裂缝时的 7 倍, 而且产水量反演参数为对产量影响很大的支撑裂缝半长和支撑裂缝渗透率, 因此当不考虑裂缝不完全支撑时, 整体拟合效果相对较差。同时由表 4 中参数反演结果对比可知, 忽略未完全支撑裂缝时, 反演的裂缝

半长比支撑裂缝半长大, 反演的裂缝渗透率与改造区渗透率比支撑裂缝渗透率和改造内区渗透率低, 造成不考虑未完全支撑裂缝时, 模型预测的产气量比实测值低, 产水量偏高比实测值高。因此, 为准确反演储层及裂缝参数, 深层页岩气藏缝网参数反演时需考虑未完全支撑裂缝和气水两相渗流的影响。

考虑裂缝不完全支撑和气水两相渗流, 对 H2、H3 和 H4 共 3 口井进行压后缝网参数反演分析。模型拟合结果如图 11 和图 12 所示, 参数解释如表 5 所示。

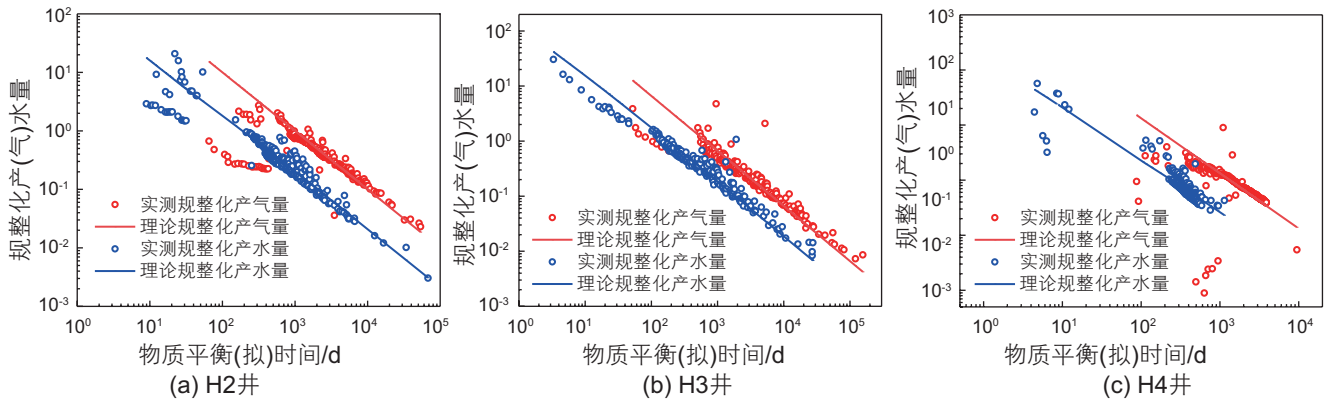


图 11 H2-H4 井生产数据拟合结果
Fig. 11 Curve fitting results of well H2-H4

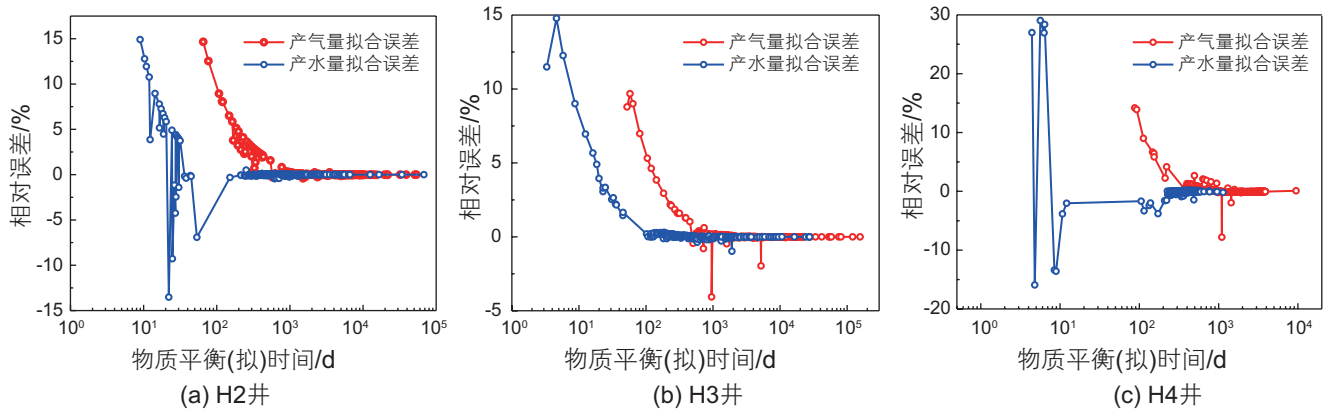


图 12 H2-H4 井生产数据拟合误差
Fig. 12 Curve fitting error of well H2-H4

表 5 H2-H4 井参数解释结果

Table 5 Parameters inversion results for well H2-H4

反演参数	H2 井	H3 井	H4 井
未支撑裂缝半长/m	35.41	30.17	56.26
支撑裂缝半长/m	35.04	30.32	54.22
支撑裂缝渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	800.01	800.89	1200.52
未支撑裂缝渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	49.85	62.39	40.84
改造内区基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.003 83	0.003 52	0.001 09
改造外区基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.000 168	0.000 103	0.000 315

从模型反演结果可以看出，该区块4口井压后支撑裂缝半长与总裂缝半长呈现一定的正相关性，支撑裂缝半长为30~70 m，占总裂缝半长的1/2~2/3，4口井反演的未支撑裂缝半长、未支撑裂缝渗透率和改造外区基质渗透率差距相对较小，主要是因为这些参数对产量的影响程度较小。

利用反演的缝网参数和建立的产能模型对H1-H4

井未来20年的开发特征进行预测，产气量、产水量与吸附气游离气产出特征曲线如图12至图15所示，4口井20年的累积产气量、累积产水量和吸附气贡献率对比结果如图16所示。

由图7和图12可以看出，H1井在生产初期以最大产气量进行生产，储层压力迅速下降，大量游离气和

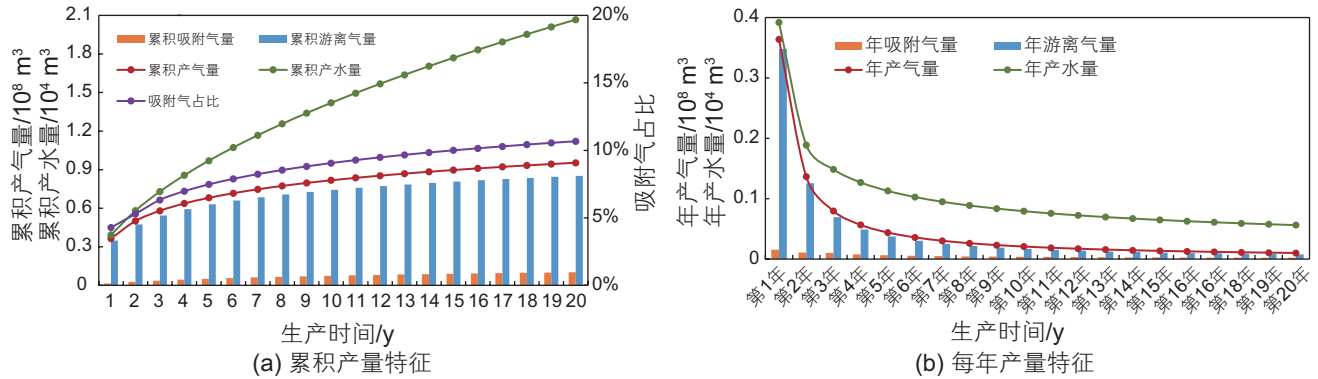


图 13 H1 井产气量、产水量随时间变化特征与吸附气、游离气产出特征曲线

Fig. 13 Gas and water production and adsorbed and free gas production versus the production time curve of well H1

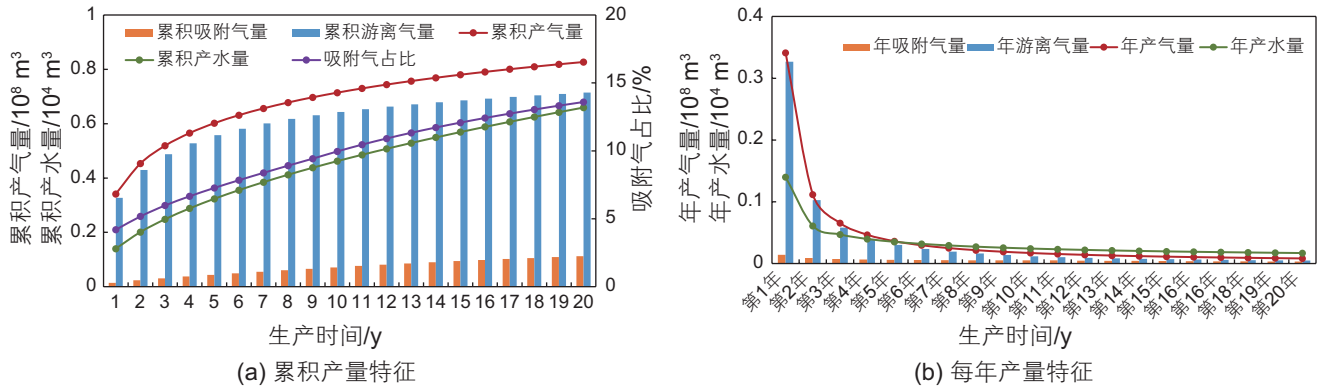


图 14 H2 井产气量、产水量随时间变化特征与吸附气、游离气产出特征曲线

Fig. 14 Gas and water production and adsorbed and free gas production versus the production time curve of well H2

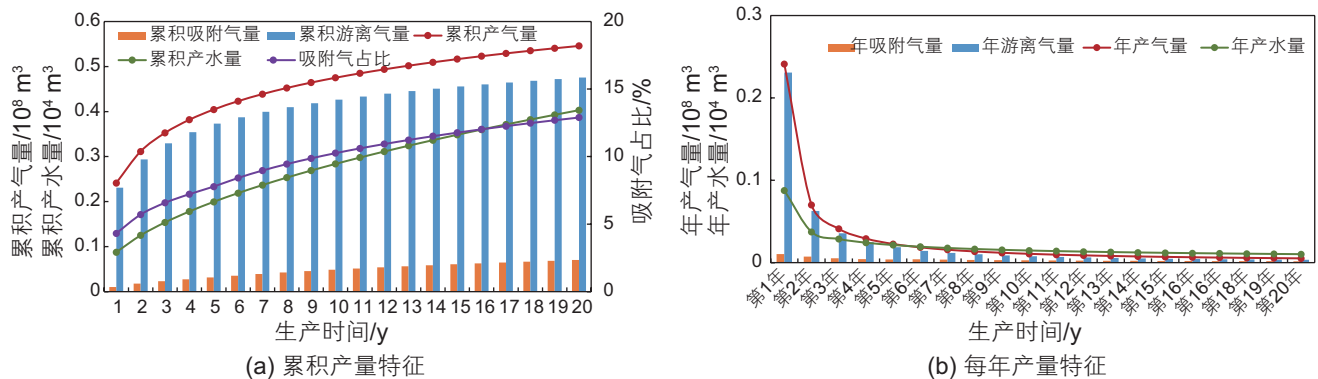


图 15 H3 井产气量、产水量随时间变化特征与吸附气、游离气产出特征曲线

Fig. 15 Gas and water production and adsorbed and free gas production versus the production time curve of well H3

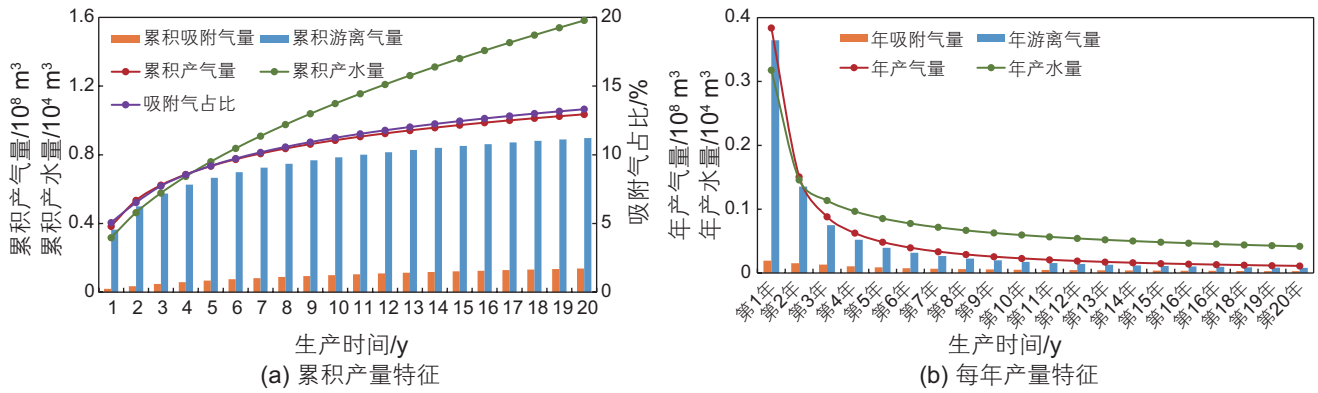


图 16 H4 井产气量、产水量随时间变化特征与吸附气、游离气产出特征曲线

Fig. 16 Gas and water production and adsorbed and free gas production versus the production time curve of well H4

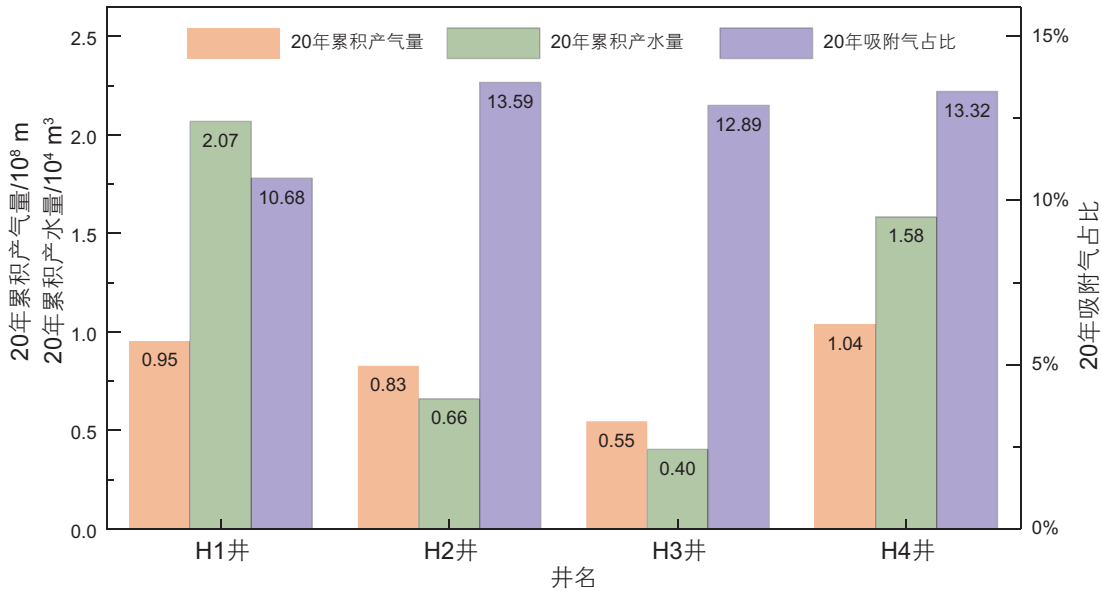


图 17 H1-H4 井 20 年累积产气量和产水量结果对比

Fig. 17 Comparison of cumulative gas and water production over 20 years for well H1-H4

占比较低，对产气量贡献较小，随着开发，储层压力下降到临界解吸压力，吸附气占比逐渐增加，产气量递减速率变缓。对比表 4、表 5 中 4 口井的缝网参数反演结果和图 12 至图 16 中 4 口井 20 年生产特征可以看出，该区块 4 口井 20 年后吸附气量占比 13% 左右，产出气体大部分为游离气。H1 和 H4 两口井反演的支撑裂缝半长和支撑裂缝渗透率相对较大，压裂改造效果更好，开发初期产水量和产气量更高，压裂液返排率更高，预测的 20 年 EUR 也更高，开发效果更好。

5 结论

(1) 缝网参数反演方法建立的首要任务是对压裂后形成了复杂的裂缝网络进行描述，基于分区线性流模

型假设将复杂裂缝网络等效为压裂改造体，并根据压裂液滞留和支撑剂分布情况将改造体分为支撑裂缝、压裂改造内区、未支撑裂缝和压裂改造外区 4 个区域；

(2) 考虑深层页岩气超临界吸附、扩散、应力敏感和气水两相渗流后，渗流模型具有强非线性，可通过拟压力和拟时间对气体高压物性参数和超临界吸附进行线性化处理，通过摄动变换对应力敏感进行线性化处理，运用逐次替换法处理非达西渗流和气水两相渗流引起的非线性；

(3) 支撑裂缝半长、支撑裂缝渗透率和改造内区渗透率对产气量起决定作用，支撑裂缝半长对累积产气量的影响最大，在压裂时应尽可能提高支撑剂分布范围，增加压裂改造体积；

(4) 不同模型可以拟合相同的生产数据，但是考虑

气水两相渗流和未完全支撑裂缝时, 模型拟合效果更好, 参数解释更可靠; 忽略未完全支撑裂缝时, 反演的裂缝半长较短, 预测的产气量偏低, 产水量偏高; 忽略气水两相渗流时, 反演的缝网参数偏差较大。

参考文献

- [1] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国陆上深层—超深层天然气勘探领域及潜力[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 403–417. [LI J, SHE Y Q, GAO Y, et al. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 403–417.]
- [2] 陈志明, 陈昊枢, 廖新维, 等. 基于试井分析的新疆吉木萨尔页岩油藏人工缝网参数反演研究[J]. 石油科学通报, 2019, 4(3): 263–272. [CHEN Z M, CHEN H S, LIAO X W, et al. A well-test based study for parameter estimations of artificial fracture networks in the Jimusar shale reservoir in Xinjiang[J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(3): 263–272.]
- [3] 张忠林, 申峰, 徐栋哲, 等. 利用压裂停泵数据的大规模体积压裂改造区域反演方法及其应用[J]. 非常规油气, 2020, 7(6): 81–89. [ZHANG Z L, SHEN F, XU D Z, et al. A new inversion method of stimulated reservoir volume fracturing region based on pump-stop data and its application[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(6): 81–89.]
- [4] 刘尧文, 廖如刚, 张远, 等. 涪陵页岩气田井地联合微地震监测气藏实例及认识[J]. 页岩气工业, 2016, 36(10): 56–62. [LIU Y W, LIAO R G, ZHANG Y, et al. Application of surface-downhole combined microseismic monitoring technology in the Fuling shale gas field and its enlightenment[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 56–62.]
- [5] DUNCAN P M, EISNER L. Reservoir characterization using surface microseismic monitoring[J]. Geophysics, 2010, 75 (5) : 139–146.
- [6] AL R S, TIAB D. Transient pressure analysis of a horizontal well with multiple inclined hydraulic fracturing using type-curve matching[C]//SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 2012.
- [7] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2009.
- [8] 高杰, 张烈辉, 刘启国, 等. 页岩气藏压裂水平井三线性流试井模型研究[J]. 水动力学研究与进展: A辑, 2014, 29(1): 108–113. [GAO J, ZHANG L H, LIU Q G, et al. Well test model of trilinear flow for fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics: Series A, 2014, 29(1): 108–113.]
- [9] 徐中一, 方思冬, 张彬, 等. 页岩气体积压裂水平井试井解释新模型[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(3): 120–128. [XU Z Y, FANG S D, ZHANG B, et al. A new well test model for horizontal wells by stimulated reservoir volume in shale gas reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(3): 120–128.]
- [10] BELLO R O, WATTRNBARGER R A. Modeling and analysis of shale gas production with a skin effect[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(12): 37–48
- [11] XU B X, HAGHIGHI M, LI X F, et al. Development of new type curves for production analysis in naturally fractured shale gas/tight gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 105: 107–115.
- [12] NOBAKHT M, CLARKSON C R. Analysis of production data in shale gas reservoirs: Rigorous corrections for fluid and flow properties[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2012, 8: 85–98.
- [13] MAYERHOFER M J, RICHARDSON M F, WALLKER R N, et al. Proppants? We don't need no proppants[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1997.
- [14] BRITT L K, SMITH M B, HADDAD Z, et al. Water-fracs: we do need proppant after all[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2006.
- [15] 王妍妍, 刘华, 王卫红, 等. 基于返排产水数据的页岩气井压裂效果评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(4): 125–131. [WANG Y Y, LIU H, WANG W H, et al. Evaluation of shale gas well fracturing performance based on flowback water production data[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 125–131.]
- [16] CLARKSON C R, BEIERLE J J. Integration of microseismic and other post-fracture surveillance with production analysis: a tight gas study[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2011, 32(2): 382–401.
- [17] CLARKSON C R. Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices[J]. International Journal of Coal Geology, 2013, 109: 101–146.
- [18] 王军磊, 位云生, 陈鹏, 等. 分段压裂水平井压力动态分析及特征值方法[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(2): 192–197. [WANG J L, WEI Y S, CHEN P, et al. Transient pressure behavior analysis and direct synthesis technique for horizontal well intersected by finite conductivity fractures[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(2): 192–197.]
- [19] 王飞, 张士诚, 刘百龙. 多段压裂致密气井生产动态分析与评价[J]. 石油页岩气学报, 2014, 36(1): 140–146. [WANG F, ZHANG S C, LIU B L. Production performance analysis of multi-stage hydraulically fractured tight gas wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(1): 140–146.]

- [20] JAVADPOUR F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone)[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(08): 16–21.
- [21] 许莹莹, 胡志明, 端祥刚, 等. 改进的页岩气五区复合产能模型及其影响因素[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(2): 274–287. [XU Y Y, HU Z M, DUAN X G, et al. Shale gas improved five-zone composite productivity prediction model and its influencing factors[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(2): 274–287.]
- [22] 端祥刚, 胡志明, 高树生, 等. 页岩高压等温吸附曲线及气井生产动态特征实验[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(1): 119–127. [DUAN X G, HU Z M, GAO S S, et al. Shale high pressure isothermal adsorption curve and the production dynamic experiments of gas well[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 119–127.]
- [23] WU Y H, CHENG L S, MA L Q, et al. A transient two-phase flow model for production prediction of tight gas wells with fracturing fluid-induced formation damage[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 32(2): 382–401.
- [24] HUANG S J, ZHANG J J, FANG S D, et al. An analytical method for parameter interpretation of fracture networks in shale gas reservoirs considering uneven support of fractures[J]. *Geofluids*, 2021: 1–15.
- [25] 李勇明, 陈希, 江有适, 等. 页岩储层压裂水平井气-水两相产能分析[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(3): 117–122. [LI Y M, CHEN X, JIANG Y S, et al. Gas-water two-phase productivity analysis for the fractured horizontal well in shale reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(3): 117–122.]
- [26] 徐兵祥. 变产-变压情况下的页岩油气生产数据分析方法[J]. *天然气工业*, 2017, 37(11): 70–76. [XU B X. Production data analysis method of shale oil & gas wells with variable rates/pressures[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(11): 70–76.]
- [27] 胡小虎, 王妍妍, 刘华, 等. 考虑拟时间的页岩气压裂水平井生产数据分析方法[J]. *油气井测试*, 2021, 30(1): 66–72. [HU X H, WANG Y Y, LIU H, et al. Production data analysis method of shale gas horizontal well fracturing considering pseudo time[J]. *Well Testing*, 2021, 30(1): 66–72.]

(责任编辑 马桂霞 编辑 杨雅露)