

基于两类排采动态的深层页岩气藏 Y 区块缝网参数反演方法

金子一¹, 金毅浪², 柯贤哲³, 王羚鸿¹, 姚建廷¹, 胡之伞¹

1. 四川页岩气勘探开发有限责任公司 四川成都 610051

2. 中国石油西南油气田公司川西北气矿 四川江油 621709

3. 中国石油大庆油田公司成都勘探开发研究院 四川成都 610213

项目支持: 四川页岩气勘探开发有限责任公司 2025 年科研计划项目“基于压-焖-排-采动态曲线的泸州区块深层页岩气井建产效果评估”(20250104)

引用: 金子一, 金毅浪, 柯贤哲, 等. 基于两类排采动态的深层页岩气藏 Y 区块缝网参数反演方法[J]. 油气井测试, 2026, 35(1): 1-11.

Cite: JIN Ziyi, JIN Yilang, KE Xianzhe, et al. An inversion method for fracture network parameters in deep shale gas reservoirs of block Y based on dual flowback dynamics[J]. Well Testing, 2026, 35(1): 1-11.

摘要 Y 区块深层页岩气藏储层条件复杂, 压裂后排采动态特征多样, 现有气水两相模型难以准确反演复杂缝网参数, 压裂效果评价与开发对策制定难度较大。基于区块地质与生产数据, 划分出两类典型排采动态; 通过引入压裂液水侵带概念, 构建改造区、水侵带、次裂缝、主裂缝四区结构, 建立气水两相渗流模型与半解析解。结果表明, 单峰型、双峰型特征曲线分别呈现 3 个和 5 个流动阶段, 缝网参数差异主要体现在水侵带特征。单峰型通常形成较薄的、渗透率略低于基质的水侵带, 气相通过阻力较小从而呈现气水同产; 双峰型通常发育较厚的、渗透率较基质低一个数量级的水侵带, 导致气相开始流动前存在一个单相产水阶段。该方法能较好刻画压后气水两相渗流特征, 实现不同排采特征井的压裂效果对比, 为该区块及同类深层页岩气藏压后排采评价与高效开发提供技术指导。

关键词 深层页岩气藏; 压裂; 水锁; 气水两相; 渗流模型; 动态分析; 缝网参数反演; 效果评价

中图分类号: TE312 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2026.01.001

An inversion method for fracture network parameters in deep shale gas reservoirs of block Y based on dual flowback dynamics

JIN Ziyi¹, JIN Yilang², KE Xianzhe³, WANG Linghong¹, YAO Jianting¹, HU Zhijian¹

1. Sichuan Shale Gas Exploration and Development Company Limited, Chengdu, Sichuan 610051, China

2. Northwest Sichuan Gas Distract, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Jiangyou, Sichuan 621709, China

3. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Daqing Oilfield Company, Chengdu, Sichuan 610213, China

Abstract: The deep shale gas reservoirs in block Y are characterized by complex geological conditions and diverse post-fracturing flowback dynamics. Existing gas-water two-phase models struggle to accurately invert complex fracture network parameters, which poses significant challenges for evaluating fracturing effectiveness and formulating development strategies. Two typical flowback patterns were identified based on geological and production data from this block. By introducing the concept of a water-invaded zone induced by fracturing fluid, a four-zone structure comprising the stimulated reservoir volume, water-invaded zone, secondary fractures, and main fractures was established. Subsequently, a gas-water two-phase flow model was developed and solved semi-analytically. The results indicate that the unimodal and bimodal characteristic curves exhibit three and five distinct flow stages, respectively, with the primary disparity residing in the properties of the water-invaded zone. The unimodal pattern typically develops a relatively thin water-invaded zone with permeability slightly lower than that of the matrix, and the gas phase passes through with less resistance, facilitating simultaneous gas and water production. Conversely, the bimodal pattern typically develops a thicker water-invaded zone whose permeability is an order of magnitude lower than the matrix, resulting in a single-phase water production stage before gas flow initiates. This method effectively characterizes post-fracturing gas-water two-phase flow behavior and enables a comparative assessment of

fracturing performance across wells with varying flowback characteristics. It provides critical technical guidance for post-fracturing evaluation and high-efficiency development of block Y and similar deep shale gas reservoirs.

Keywords: deep shale gas reservoir; hydraulic fracturing; water blocking; gas-water two-phase; flow model; dynamic analysis; fracture network parameter inversion; effectiveness evaluation

四川盆地南部是中国海相页岩气开发的核心区域,目前主力开发层系已拓展至泸州深层页岩气区块^[1]。该区块储层厚度大、品质好,保存条件优越,具有高温、高地应力、高应力差异的“三高”特征^[2],埋深介于3 500~4 500 m,且不同井区页岩气藏在含气性、测试产量及生产动态方面差异显著^[3-4]。川南页岩气井在正式投产前需经历数月的返排阶段,此期间会排出大量返排液,确定气井初期测试产量,并监测记录丰富的生产数据,为气井正式投产做好准备^[5]。通过对川南泸州区块典型井区压裂水平井早期返排及生产数据的统计分析,发现不同井区气井的见气产水时序存在明显差异:部分井从返排初期就呈现气水同产特征,而部分井则表现出数十天长度不等的单相压裂液返排阶段,存在明显的“先水后气”特征^[6]。大量研究认为,水力压裂施工过程中有大量水注入储层,若压裂液未能被完全返排,滞留储层的剩余液体会对裂缝和基质造成污染^[7];裂缝网络系统越复杂,压裂液返排率越低,水锁效应导致的储层伤害越严重^[8]。

因此,本文在剖析泸州Y区块深层页岩气井气水生产动态规律的基础上,引入压裂液侵入基质形成的“水侵带”,将压裂后页岩储层精细划分为改造区、水侵带、次裂缝和主裂缝4个区域。通过将两种典型排采特征曲线对应的数学模型进行线性化处理,结合物质平衡方程建立了气水两相渗流模型的半解析求解方法,并借助数值模拟方法对模型与求解方法进行验证。利用该方法绘制生产曲线并划分典型流动阶段,形成了基于气水两相排采动态拟合的压裂缝网参数反演方法。最后,将反演方法应用于Y区块两口典型井,从而验证了反演方法的准确性和优越性。

1 气水两相渗流模型

对Y区块的生产动态特征进行整理归纳,并根据生产动态分析建立物理模型和数学模型。

1.1 两类典型排采动态

基于Y区块BZ向斜和DS向斜共计44口生产井的早期生产动态特征,根据产水见气时间顺序将

典型井气水生产动态模式归纳为以下两类:

①单峰型:主要分布于BZ向斜,共16口井。该类气井从返排初期即呈现气水同产特征。产气量呈现两段式变化规律:前十余天急剧攀升达到峰值,随后数月快速递减,最后进入缓慢递减阶段。产水量呈现两阶段变化规律:初期十余天急剧上升至峰值,随后数月快速递减直至趋近于零,如图1(a)所示。

②双峰型:主要分布于DS向斜,共28口井。该类气井在返排初期呈现先产水后见气特征。产气量呈现四段式变化规律:早期未见气,随后十余天急剧攀升达到峰值,再经数月快速递减,最后进入缓慢递减阶段。产水量呈现两段式变化规律:初期十余天急剧上升至峰值,随后数月快速递减直至趋近于零,如图1(b)所示。这种模式早期发生持续数天到数十天不等的单相水返排阶段,说明大量压裂液滞留储层造成水锁效应,影响气相突破。通常是流体-岩石表面作用、粘土膨胀、聚合物吸附等影响,在近缝形成高含水饱和度的水侵层,改变气水的相对渗透率曲线,增大气相的渗流阻力。

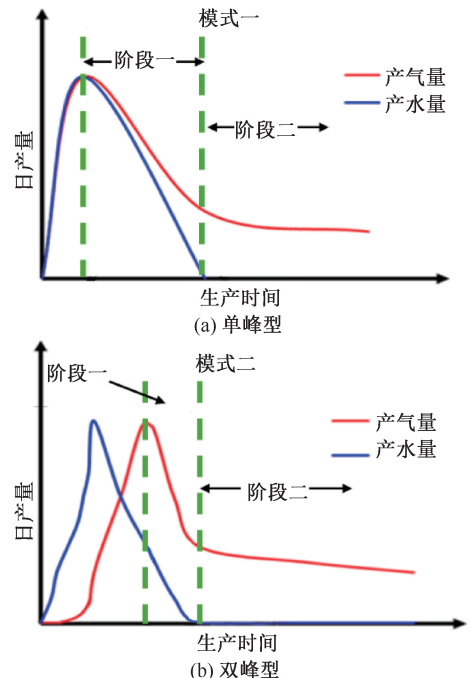


图1 两类典型排采模式生产动态特征曲线
Fig.1 Production dynamic characteristic curves of two typical flowback patterns

对于产气快速递减阶段,以“单峰型”产气模式的 16 口井表现出双曲递减特征,“双峰型”模式产气的 28 口井反映为指数递减特征。对于产水递减阶段,44 口井几乎全部呈现指数递减模式,返排初期峰值较高,递减迅速。

1.2 物理模型

研究表明,缝网越复杂,压裂液返排率越低,水锁效应造成的负面影响越严重^[9]。根据 Y 区块生产动态分析,水平井体积压裂后的返排及生产过程为典型的气水两相流,其流动主要发生在近井裂缝

网络及附近改造区,各区的物性、相态、流动状态等存在显著差异,需要对其进行分区表示。如图 2 所示,将物理模型分为基质、水侵带、次裂缝和主裂缝 4 个区域,选取四分之一简化:气相依次从基质以线性流入水侵带、次裂缝、主裂缝,最终流入井筒;水相依次从水侵带以线性流入次裂缝、主裂缝,最终流入井筒。主、次裂缝为正交模式且关于水平井对称分布,气相的吸附和解吸遵循 Langmuir 吸附模型,各区域渗流符合达西定律。由于未改造区的流动对研究过程影响微小,故不予考虑。

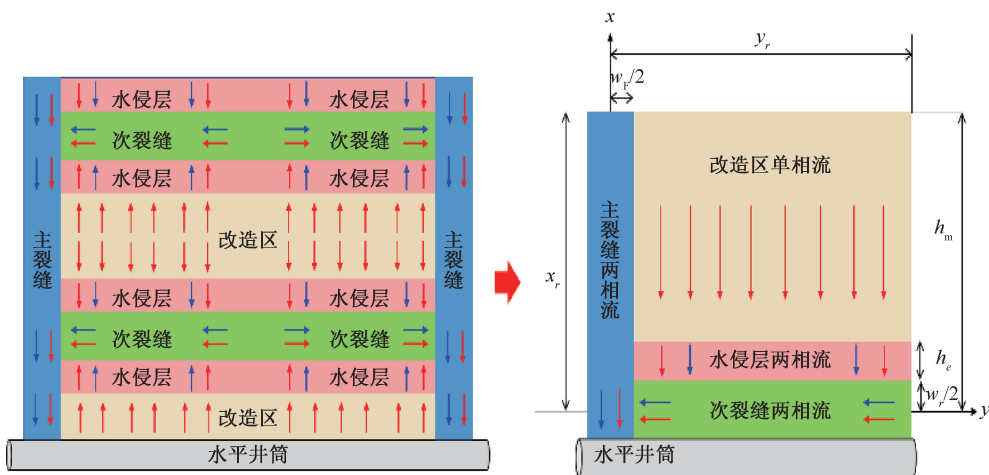


图 2 考虑压裂液水锁的深层页岩气压裂水平井物理模型

Fig. 2 Physical model for fractured horizontal well with water lock effect in deep shale gas

1.3 数学模型

如图 2 所示,在平面坐标系中,气相和水相在主裂缝系统中沿 x 方向流动,在次裂缝系统中沿 y 方向流动,在水侵带和改造区系统中沿 x 方向流动。首先分别给出改造区、水侵带、次裂缝和主裂缝的流动方程,随后通过引入无量纲变量对这四个区域的流动方程进行无量纲化处理,再应用 Laplace 变换求解。

气相渗流过程中的非线性参数通过引入拟压力和拟时间处理^[10-11]

$$\psi = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad (1)$$

$$t_a = \int_0^t \frac{\mu_{gi} c_{tmi}}{\mu_g(\bar{p}_m) c_{tm}(\bar{p}_m)} dt \quad (2)$$

对于气相,改造区、水侵带、次裂缝和主裂缝系统的流动模型

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{mD}}{\partial x_D^2} = \frac{1}{\eta_{mD}} \frac{\partial \psi_{mD}}{\partial t_{aD}} \\ \psi_{mD}(x_D, t_{aD}) \Big|_{t_{aD}=0} = 0 \\ \frac{\partial \psi_{mD}(x_D, t_{aD})}{\partial x_D} \Big|_{x_D=h_{mD}} = 0 \\ \psi_{mD}(x_D, t_{aD}) \Big|_{x_D=h_{cD}+w_{\pi}/2} = \psi_{cD}(x_D, t_{aD}) \Big|_{x_D=h_{cD}+w_{\pi}/2} \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{cD}}{\partial x_D^2} = \frac{1}{\hat{k}_{crg} \eta_{crgD}} \frac{\partial \psi_{cD}}{\partial t_{aD}} \\ \psi_{cD}(x_D, t_{aD}) \Big|_{t_{aD}=0} = 0 \\ k_{mD} \frac{\partial \psi_{mD}}{\partial x_D} \Big|_{y_D=h_{cD}+w_{\pi}/2} = k_{cD} \frac{\partial \psi_c}{\partial x_D} \Big|_{y_D=h_{cD}+w_{\pi}/2} \\ \psi_{cD}(x_D, t_{aD}) \Big|_{y_D=w_{\pi}/2} = \psi_{\pi D} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{\text{FD}}}{\partial y_{\text{D}}^2} = \frac{1}{\hat{k}_{\text{frg}} \eta_{\text{fgD}}} \frac{\partial \psi_{\text{FD}}}{\partial t_{\text{aD}}} - \frac{2\hat{k}_{\text{crg}}}{C_{\text{FD}} \hat{k}_{\text{frg}}} \frac{\partial \psi_{\text{cD}}}{\partial x_{\text{D}}} \Big|_{x_{\text{D}}=w_{\text{FD}}/2} \\ \psi_{\text{FD}}(y_{\text{D}}, t_{\text{aD}}) \Big|_{t_{\text{aD}}=0} = 0 \\ \frac{\partial \psi_{\text{FD}}(y_{\text{D}}, t_{\text{aD}})}{\partial y_{\text{D}}} \Big|_{y_{\text{D}}=y_{\text{FD}}} = 0 \\ \psi_{\text{FD}}(y_{\text{D}}, t_{\text{aD}}) \Big|_{y_{\text{D}}=w_{\text{FD}}/2} = \psi_{\text{FD}} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{\text{FD}}}{\partial x_{\text{D}}^2} = \frac{1}{\hat{k}_{\text{frg}} \eta_{\text{fgD}}} \frac{\partial \psi_{\text{FD}}}{\partial t_{\text{aD}}} - \frac{2\hat{k}_{\text{crg}}}{C_{\text{FD}} \hat{k}_{\text{frg}}} \frac{\partial \psi_{\text{cD}}}{\partial y_{\text{D}}} \Big|_{y_{\text{D}}=w_{\text{FD}}/2} \\ \psi_{\text{FD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{aD}}) \Big|_{t_{\text{aD}}=0} = 0 \\ \frac{\partial \psi_{\text{FD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{aD}})}{\partial x_{\text{D}}} \Big|_{x_{\text{D}}=x_{\text{FD}}} = 0 \\ \psi_{\text{FD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{aD}}) \Big|_{x_{\text{D}}=0} = 1 \end{cases} \quad (6)$$

式中: p 为压力, MPa; μ 为流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; Z 为气体压缩因子; $\mu_{\text{g}}, \mu_{\text{gi}}$ 为气相黏度及初始黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; $c_{\text{im}}, c_{\text{imi}}$ 为综合压缩系数及初始压缩系数, MPa^{-1} ; \bar{p}_{m} 为基质平均地层压力, MPa; t 为时间, s; t_{aD} 为无因次拟时间; $k_{\text{mD}}, k_{\text{cD}}$ 为基质、水侵带无因次渗透率; $h_{\text{mD}}, h_{\text{cD}}$ 为改造区、水侵带无因次宽度; $w_{\text{FD}}, w_{\text{FD}}$ 为主、次裂缝无因次宽度; $x_{\text{FD}}, y_{\text{FD}}$ 为主、次裂缝无因次半长; $C_{\text{FD}}, C_{\text{ID}}$ 为主、次裂缝无因次导流能力; $\psi_{\text{mD}}, \psi_{\text{cD}}, \psi_{\text{FD}}, \psi_{\text{FD}}$ 为基质/水侵带/次裂缝/主裂缝无因次拟压力。 $\eta_{\text{mD}}, \eta_{\text{cgD}}, \eta_{\text{fgD}}, \eta_{\text{FgD}}$ 为基质、水侵带、次裂缝、主裂缝的气相无因次导压系数; $c_{\text{cg}}, c_{\text{fg}}, c_{\text{Fg}}$ 为水侵带/次裂缝/主裂缝的气相压缩系数, MPa^{-1} ; $\hat{k}_{\text{crg}}, \hat{k}_{\text{frg}}, \hat{k}_{\text{Frg}}$ 为水侵带、次裂缝、主裂缝的气相相对渗透率, 是时间的函数; $x_{\text{D}}, y_{\text{D}}$ 为无因次直角坐标系。

对于水相, 水侵区、次裂缝和主裂缝系统的流动模型

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 p_{\text{cD}}}{\partial x_{\text{D}}^2} = \frac{1}{\hat{k}_{\text{crw}} \eta_{\text{cWD}}} \frac{\partial p_{\text{cD}}}{\partial t_{\text{D}}} \\ p_{\text{cD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{t_{\text{D}}=0} = 0 \\ \frac{\partial p_{\text{cD}}}{\partial x_{\text{D}}} \Big|_{x_{\text{D}}=h_{\text{cD}}+w_{\text{FD}}/2} = 0 \\ p_{\text{cD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{y_{\text{D}}=w_{\text{FD}}/2} = p_{\text{FD}} \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 p_{\text{FD}}}{\partial y_{\text{D}}^2} = \frac{1}{\hat{k}_{\text{frw}} \eta_{\text{fWD}}} \frac{\partial p_{\text{FD}}}{\partial t_{\text{D}}} - \frac{2\hat{k}_{\text{crw}}}{C_{\text{FD}} \hat{k}_{\text{frw}}} \frac{\partial p_{\text{cD}}}{\partial x_{\text{D}}} \Big|_{x_{\text{D}}=w_{\text{FD}}/2} \\ p_{\text{FD}}(y_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{t_{\text{D}}=0} = 0 \\ \frac{\partial p_{\text{FD}}(y_{\text{D}}, t_{\text{D}})}{\partial y_{\text{D}}} \Big|_{y_{\text{D}}=y_{\text{FD}}} = 0 \\ p_{\text{FD}}(y_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{y_{\text{D}}=w_{\text{FD}}/2} = p_{\text{FD}} \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 p_{\text{FD}}}{\partial x_{\text{D}}^2} = \frac{1}{\hat{k}_{\text{frw}} \eta_{\text{fWD}}} \frac{\partial p_{\text{FD}}}{\partial t_{\text{D}}} - \frac{2\hat{k}_{\text{crw}}}{C_{\text{FD}} \hat{k}_{\text{frw}}} \frac{\partial p_{\text{cD}}}{\partial y_{\text{D}}} \Big|_{y_{\text{D}}=w_{\text{FD}}/2} \\ p_{\text{FD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{t_{\text{D}}=0} = 0 \\ \frac{\partial p_{\text{FD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}})}{\partial x_{\text{D}}} \Big|_{x_{\text{D}}=x_{\text{FD}}} = 0 \\ p_{\text{FD}}(x_{\text{D}}, t_{\text{D}}) \Big|_{x_{\text{D}}=0} = 1 \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\eta_{\text{cWD}}, \eta_{\text{fWD}}, \eta_{\text{FWD}}$ 为水侵带、次裂缝、主裂缝的水相无因次导压系数; $c_{\text{cw}}, c_{\text{fw}}, c_{\text{Fw}}$ 为水侵带、次裂缝、主裂缝的水相压缩系数, MPa^{-1} ; $p_{\text{cD}}, p_{\text{FD}}, p_{\text{FD}}$ 为水侵带、次裂缝、主裂缝无因次压力; $\hat{k}_{\text{crw}}, \hat{k}_{\text{frw}}, \hat{k}_{\text{Frw}}$ 为水侵带、次裂缝、主裂缝的水相相对渗透率, 是时间的函数。

以上即为无因次化处理后的四个区域的气水两相流动方程。

2 气水两相产能半解析解

为了便于求解产能模型, 通过引用无量纲参数的定义^[12], 将渗流数学模型转化为无量纲形式。然后对无量纲模型进行 Laplace 变换, 得到拉式空间中的解。

由于相对渗透率是气水饱和度的函数且随时间变化, 因此气相和水相的渗流方程表现出强非线性^[13]。为了求解该模型, 将总时间划分为若干步长。在当前时间步长内, 将参数 $\hat{k}_{\text{crg}}, \hat{k}_{\text{crw}}, \hat{k}_{\text{frg}}, \hat{k}_{\text{frw}}, \hat{k}_{\text{Frg}}, \hat{k}_{\text{Frw}}$ 视为常数, 然后逐步依次预测产量, 最终建立气水两相分区流动模型的半解析求解流程。

在定井底流压生产时, Laplace 空间下的产气量 \bar{q}_{gD} 和产水量 \bar{q}_{wD} 分别为^[14]

$$\bar{q}_{\text{gD}} = \frac{\hat{k}_{\text{Frg}} k_{\text{FD}} w_{\text{FD}}}{\pi} \frac{1}{s} \sqrt{\alpha_{\text{F}}} \tanh(\sqrt{\alpha_{\text{F}}} \cdot x_{\text{FD}}) \quad (10)$$

$$\bar{q}_{\text{wD}} = \frac{\hat{k}_{\text{Frw}} k_{\text{FD}} w_{\text{FD}}}{\pi} \frac{1}{s} \sqrt{\beta_{\text{F}}} \tanh(\sqrt{\beta_{\text{F}}} \cdot x_{\text{FD}}) \quad (11)$$

运用 Stehfest 方法实现 Laplace 空间与实空间的转化, 产量解中与饱和度相关的参数需在每个时间步更新。

对于单段, 裂缝和水侵带系统水相的物质平衡方程为^[15]

$$W_{\text{p}} = V_{\text{pFc}} \left(\frac{S_{\text{wi}}}{B_{\text{wi}}} - \frac{\hat{S}_{\text{w}}}{B_{\text{w}}} \right) \quad (12)$$

式中: W_{p} 为累积产水量, m^3 ; V_{pFc} 为裂缝与水侵带系统总孔隙体积, m^3 ; $S_{\text{wi}}, \hat{S}_{\text{w}}$ 为水侵带和裂缝系统初始及平均含水饱和度; $B_{\text{wi}}, B_{\text{w}}$ 为初始及平均压力下的水相体积系数。

裂缝与水侵带系统的平均含水饱和度为

$$\hat{S}_w = S_{wi} - \frac{W_p}{V_{pFc}} \quad (13)$$

整个系统气相的物质平衡方程为

$$f(p_a) = G_p - V_{pm} S_{mgi} \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) - V_{pm} \left(\frac{V_L p_i}{p_L + p_i} - \frac{V_L \hat{p}}{p_L + \hat{p}} \right) - V_{pFc} \left(\frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}} - \frac{1 - \hat{S}_w}{B_g} \right) = 0 \quad (14)$$

式中: V_{pm} 为基质系统总孔隙体积, m^3 ; S_{mgi} 为基质系统初始时刻含气饱和度; B_{gi} 、 B_g 为初始及平均压力下的气体体积系数; \hat{p} 为系统平均压力, MPa; \hat{p}_c 为水侵带平均压力, MPa; H 为储层厚度, m; V_L 为兰氏体积, m^3/kg ; p_L 为兰氏压力, MPa; P_i 为系统原始压力, MPa。

对于气相,通过物质平衡法获得平均压力和饱和度,利用 Newton-Raphson 方法迭代^[16]

$$\hat{p}^{k+1} = \hat{p}^k - \omega \frac{f(p_a)}{f'(p_a)} \quad (15)$$

式中: k 为当前时间步, $k+1$ 代表下一时间步; ω 为迭代因子,取 $1/2^k$ 。

通过逐次迭代预测气水产量,在每个时间步更新随时间变化的关键模型参数。随后利用最新参数带入模型求解,进而建立一套半解析求解流程,如图3。

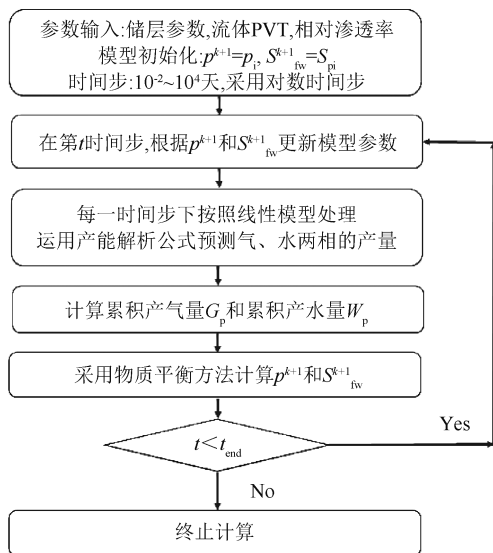


图3 气水两相产能半解析求解流程

Fig. 3 The workflow for obtaining the semi-analytical solution of gas and water phases

利用经典油藏数值模拟软件 Eclipse 验证模型的可靠性。假设水平井压裂 20 段共 1 500 m,裂缝周围网格采用局部加密处理且网格尺寸为 0.05 m/0.01 m,裂缝宽度为 0.01 m。选取单条裂

缝验证,水侵带渗透率假定为基质的 20%,裂缝系统初始含水饱和度 100%,验证结果如图 4。对比发现,半解析模型数值模拟结果仅早期存在差异,后期吻合程度较高。这是因为在早期压力和含水饱和度变化剧烈,而产气量对与其相关的参数非常敏感。在建立的半解析模型求解流程中,将与压力和含水饱和度相关的参数分别采用隐式和显式处理。

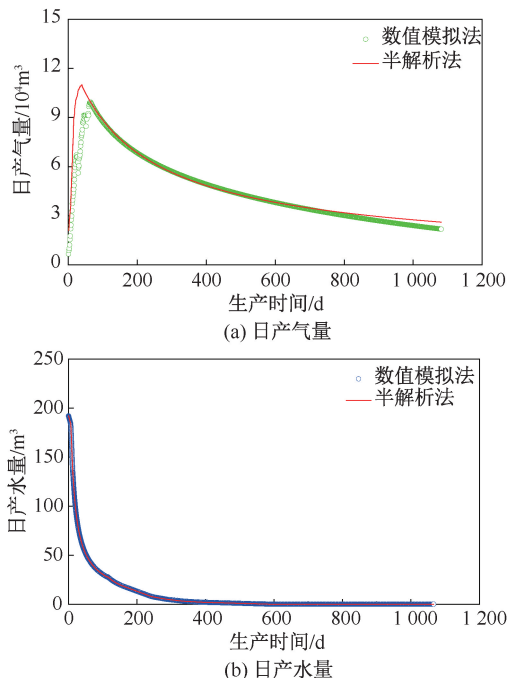


图4 日产气、日产水量曲线对比

Fig. 4 Comparison of gas and water production

3 生产动态分析及参数反演方法

针对不同排采特征模式,明确气水流动的典型阶段,形成了基于气水两相生产历史拟合的压裂缝网参数反演方法。

3.1 气水两相流动特征阶段

基于前期研究,泸州 Y 区块深层页岩气藏的典型返排特征曲线可分为“单峰型”与“双峰型”两类。“单峰型”曲线自返排初期即呈现气水两相流动特征,而“双峰型”曲线通常表现为持续数十天的单相产水返排阶段,在基质气相突破后才发生气水两相流动。返排初期的差异性特征可能与压后焖井时长及储层地质参数差异有关。

对于“单峰型”模式,返排初期即为气水两相流动,可直接采用气水两相流动模型进行模拟,无需考虑水侵过程。图 5 展示了气相和水相规整化拟压力关于物质平衡时间的双对数曲线。如图所示,“单峰型”气水生产动态特征主要呈现三个流动阶段:①水相边界控制流②气相线性流③气相边界控

制流。各流动阶段特征详见图6。

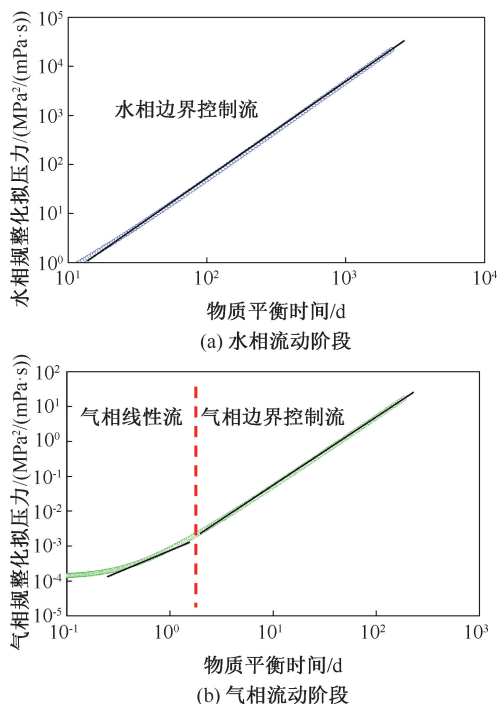


图5 “单峰型”模式气水两相流动阶段
Fig. 5 Typical gas-water flow stages in the “single-peak” pattern

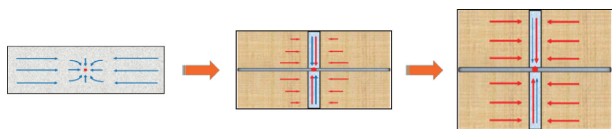


图6 “单峰型”模式气水两相流动特征示意图
Fig. 6 Schematic diagram of gas-water flow characteristics in the “single-peak” pattern

对于“双峰型”模式,返排初期即为气水两相流动,且缝网系统附近存在气水共存的一层水侵带,运用本文所建立的考虑水侵带的气水两相渗流数学模型计算,图7展示了气相和水相规整化拟压力关于物质平衡时间的双对数曲线。如图所示,“双峰型”模式气水生产动态主要呈现五个流动阶段:①水相线性流②水相边界控制流③气相双线性流④气相线性流⑤气相边界控制流。与不考虑水侵带的模型相比,水相线性流和气相双线性流是本文模型特有的流动阶段。各流动阶段特征详见图8描述。

3.2 压裂缝网参数反演

缝网参数反演的基本原理是基于渗流模型,不断修改缝网关键参数使半解析计算结果与生产动态拟合,当误差满足设定阈值时,所对应的缝网参数即为基于生产数据的解释结果。在实际生产中井底压力频繁变化且常伴随关井作业,因此必须考虑变产量/变井底压力条件。

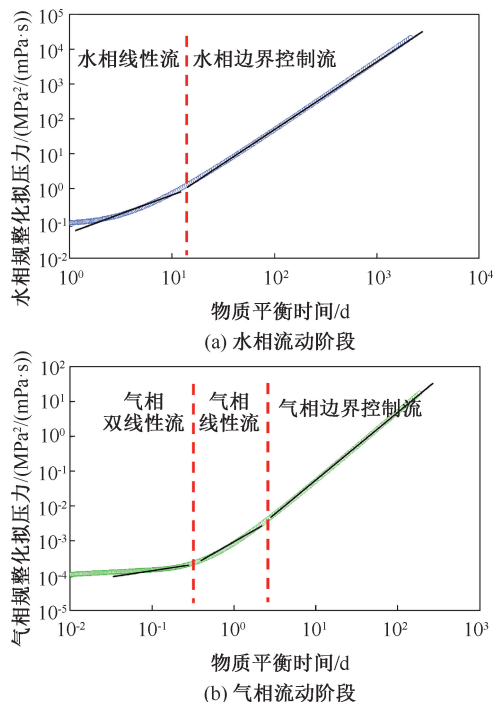


图7 “双峰型”模式气水两相流动阶段
Fig. 7 Typical gas-water flow stages in the “dual-peak” pattern

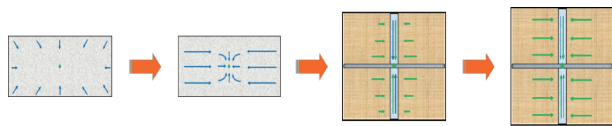


图8 “双峰型”模式气水两相流动特征示意图
Fig. 8 Schematic diagram of gas-water flow characteristics in the “dual-peak” pattern

对于气水两相,分别引入物质平衡时间和规整化产量,运用 Duhamel 原理求解变产量/井底压力下的产量^[17]。

对于变流压问题,主裂缝渗流模型为

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \Delta \bar{\psi}_F}{\partial x^2} - \frac{2k_f k_{fg}}{w_F k_F k_{fRg}} \frac{\partial \Delta \bar{\psi}_f}{\partial y} \Big|_{y=w_F/2} = \frac{s}{\eta_F} \Delta \bar{\psi}_F & (16) \\ \Delta \bar{\psi}_F \Big|_{x=0} = 1/s \end{cases}$$

构造变流压模型的解为

$$\Delta \bar{\psi}_F = s \Delta \bar{\psi}_w(s) \Delta \bar{\psi}_{cp}(s) \quad (17)$$

对式(17)进行 Laplace 逆变换

$$\Delta \psi_F = L^{-1}(\Delta \bar{\psi}_F) = L^{-1}[s \Delta \bar{\psi}_w(s) \Delta \bar{\psi}_{cp}(s)] = \int_0^t \Delta \psi_w(t - \tau) \frac{d\psi_{cp}}{d\tau} d\tau \quad (18)$$

则变流压问题产量解为

$$q(t) = \sum_{k=1}^n [(\Delta \psi_{w,k} - \Delta \psi_{w,k-1}) \cdot q_{cp}(t - t_{k-1})] \quad (19)$$

式中, k_F 、 k_f 为基质、水侵带无因次渗透率, mD; w_F 为主裂缝宽度, m; η_F 为主裂缝的气相导压系数, cm^2/s ; $\Delta\bar{\psi}_F$ 、 $\Delta\bar{\psi}_f$ 、 $\Delta\bar{\psi}_w(s)$ 为拉氏空间下的主、次裂缝及井底拟压力, $(\text{MPa})^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; s 为拉普拉斯算子; q_{sc} 为标准状况下的产量, m^3/d 。

在拟合变产量/流压生产数据时, 参考图3的气水两相产量预测流程, 结合物质平衡和 Newton-Raphson 方法, 形成压裂缝网关键参数反演流程。

由于反演涉及储层、裂缝及水侵带等多个区域的关键物性特征参数, 为降低拟合结果的不确定性, 充分利用现有资料表征缝网是一种有效途径。而本文重点研究缝网特征, 因此假定基质的物性参数为常量, 以降低不确定性, 其他参数均设定较大取值范围且严格均匀分布。同时, 鉴于日产气量变化太大且误差较大, 因此在多次迭代拟合试验后将累产气量确定为最终的生产数据拟合参数。

4 现场应用

Y 区块位于川南泸州地区五峰组-龙马溪组深层页岩气藏, 储层品质优, 天然裂缝发育差异大, 地质工程条件复杂。基于建立的气水两相渗流模型, 分别选取 BZ 和 DS 向斜的 2 口典型井开展特征分析及缝网参数反演。

4.1 两类排采模式典型井特征分析

以位于 Y 区块 BZ 向斜的一口典型井 YH56-2 为例进行分析, 该井水平段长度为 1 650 m, 共压裂 26 段。该井的基本信息及压裂参数详见表 1, 其早期排采动态数据如图 9 所示。

表 1 YH56-2 井基本信息及压裂施工参数

Table 1 Basic information and fracturing parameters of well YH56-2

参数	取值	参数	取值
水平段长/m	1 650	原始含气饱和度	0.65
压裂分段	26	基质孔隙度	0.04
平均段长/m	63.5	入地总液量/ m^3	50 228
平均射孔簇数	6	施工排量/ $(\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1})$	14~20
平均簇间距/m	10.6	用液强度/ $(\text{m}^3\cdot\text{m}^{-1})$	29.84
停泵压力/MPa	67.1	加砂强度/ $(\text{t}\cdot\text{m}^{-1})$	2.65

该井生产数据整体保持相对稳定, 但井口压力下降较快, 可划分为 3 个阶段。采用 2 mm 油嘴开井生产后即出现气水同产, 逐步放大油嘴至 5 mm; 气水产量在约 30 d 达到峰值, 日产气稳定在 $3.6\times 10^4 \text{ m}^3$; 稳产 45 d 后产量逐渐递减, 最终进入缓慢递

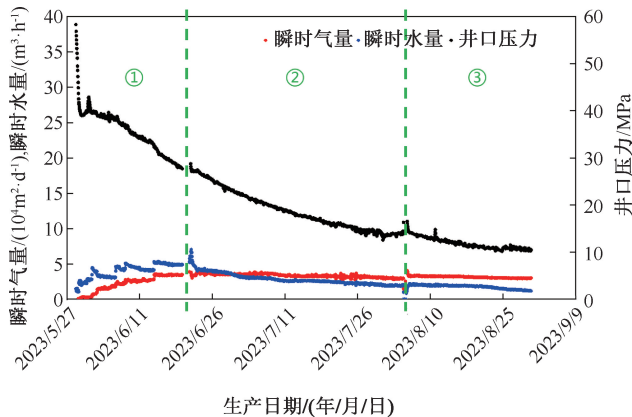


图 9 YH56-2 井早期返排生产动态

Fig. 9 The early flowback performance of well YH56-2

减阶段。

随后, 通过典型曲线识别对气水两相流动阶段进行划分, 如图 10。该井生产早期, 气相未出现双线性流特征, 而线性流特征显著, 约 40 d 后气相出现裂缝干扰流。水相则经历短暂线性流特征后快速进入封闭边界控制流。大约 200 d 后, 大部分压裂液均已排出, 表明压裂后形成的裂缝网络系统相对简单, 返排较为彻底, 未出现明显的压裂液水锁现象。

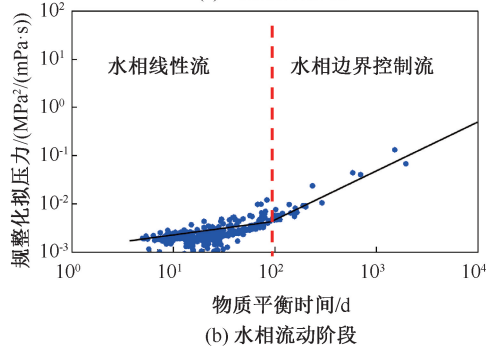
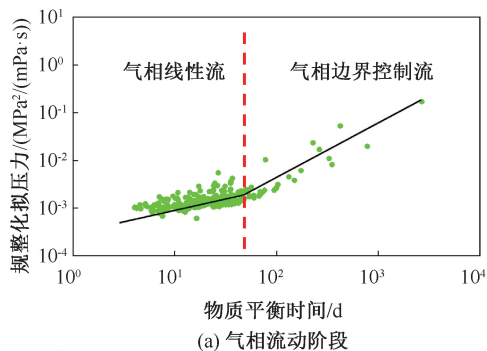


图 10 YH56-2 井气水两相流动阶段分析

Fig. 10 Gas and water phase flow stage analysis of well YH56-2

以位于 Y 区块 DS 向斜的 1 口典型井 YH40-1 为例进行分析, 该井水平段长度为 1 755 m, 共压裂 28 段。该井的基本信息及压裂参数详见表 2, 其早期排采动态数据如图 11 所示。

表2 YH40-1井基本信息及压裂施工参数
Table 2 Basic information and fracturing parameters of well YH40-1

参数	取值	参数	取值
水平段长/m	1 755	原始含气饱和度	0.79
压裂分段	28	基质孔隙度	0.06
平均段长/m	62.7	入地总液量/ m^3	53 517
平均射孔簇数	6.6	施工排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1})$	14~18
平均簇间距/m	9.5	用液强度/ $(\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-1})$	31.52
停泵压力/MPa	70.4	加砂强度/ $(\text{t} \cdot \text{m}^{-1})$	2.71

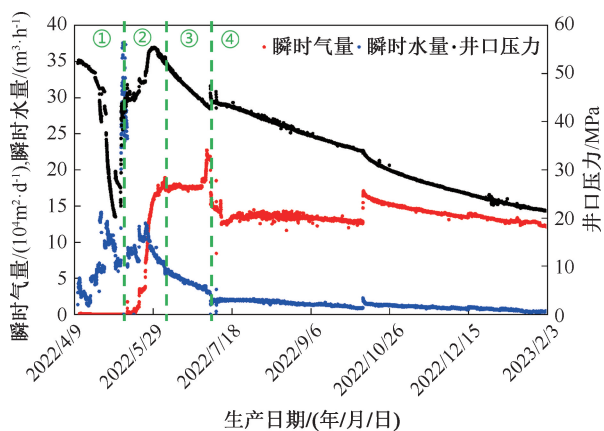


图11 YH40-1井早期返排生产动态

Fig. 11 The early flowback performance of well YH40-1

该井生产了超过1 200 d,但目前压裂液返排率仅47.4%,可能受到压裂液水锁污染损害的影响。首年返排率仅32.4%,远低于泸州区块平均首年返排率58.6%,说明大量压裂液滞留储层,缝网系统较复杂。

由图11可知,早期生产数据变化剧烈,并且产气、产水量和井口压力均大幅波动,可以大致划分为4个阶段:①单相产水阶段:用2 mm油嘴开井后迅速产水,进入持续超30 d的单相压裂液返排阶段,产水量逐步上升,此阶段只产水不产气;②气相突破阶段:逐级上调到4 mm油嘴后出现微弱气流,产水量快速上升并达到峰值,气相逐渐突破,产气量逐步上升,见气时间26 d,见气返排率8.3%;③平稳生产阶段:上提至6 mm油嘴后产气量快速上升并达到峰值,日产量稳定在 $14.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,产水量快速下降;④产量递减阶段:产水量缓慢下降,产气量保持稳定后逐步下降,此后产水、产气量和套压逐步趋于平稳状态。

随后开展典型曲线识别,对气水两相流动阶段进行划分,如图12。该井气相线性流持续约240 d后进入了缝间干扰流,随后到达边界控制流,气体能量得到充分释放。水相初期占据流动通道,导致

见气时间晚,早期返排率高,经历了裂缝线性流后大约300 d后才逐渐进入边界控制流但特征不明显,证明返排不充分,大量压裂液仍滞留于缝网系统,造成目前返排率远低于区块平均水平。

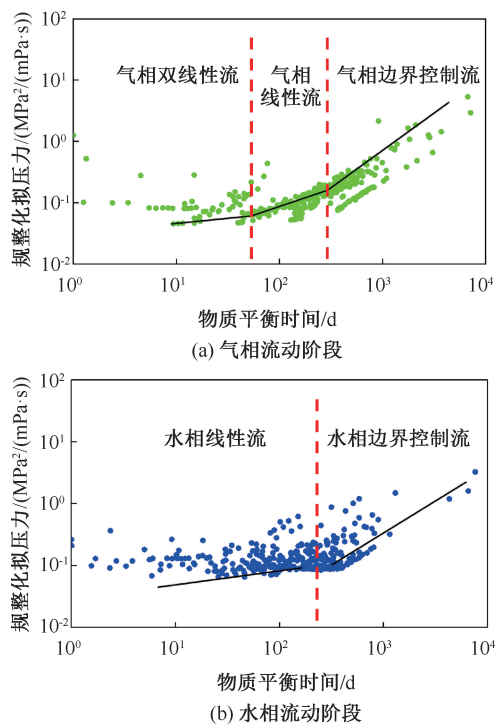


图12 YH40-1井气水两相流动阶段分析

Fig. 12 Gas and water phase flow stage analysis of well YH40-1

4.2 缝网参数反演及结果对比

选取位于BZ向斜的4口典型生产井和DS向斜的6口典型生产井,将基础参数及生产历史数据代入计算流程,通过典型曲线拟合获得实际缝网参数,解释结果详见表3。

(1)BZ向斜区与DS向斜区气井裂缝网络参数对比

DS向斜气井裂缝线性流特征显著,裂缝干扰发生时间相对较晚。根据缝网参数反演结果,主裂缝半长为81~93 m,渗透率为850~960 mD,水侵带厚度为0.42~0.88 m,渗透率为 $1.4 \times 10^{-4} \sim 3.0 \times 10^{-3}$ mD,改造体积为 $280 \sim 420 \times 10^4 \text{ m}^3$,渗透率为 $1 \sim 5 \times 10^{-3}$ mD。DS向斜区较高的用液量和施工压力有利于形成更大规模的改造体积。

BZ向斜气井裂缝的气相线性流开始和结束时间均相对更早。根据缝网参数反演结果,主裂缝半长为88~97 m,渗透率为380~690 mD,水侵带厚度为0.14~0.75 m,渗透率为 $1.2 \times 10^{-4} \sim 4.0 \times 10^{-3}$ mD;改造体积为 $217 \sim 253 \times 10^4 \text{ m}^3$,渗透率为3~

表 3 10 口典型井缝网参数反演结果汇总

Table 3 Summary of inversion results for fracture network parameters from 10 typical wells

构造位置	井号	主裂缝半长 /m	主裂缝渗透率 /mD	水侵带厚度 /m	水侵带渗透率 /mD	改造区渗透率 /mD	排采动态 模式
BZ 向斜	YH53-5	89.5	367.2	0.75	5.8×10^{-4}	3.4×10^{-3}	单峰型
	YH56-2	88.1	690.4	0.46	1.2×10^{-4}	3.0×10^{-3}	单峰型
	YH65-1	90.7	442.8	0.33	1.7×10^{-3}	4.1×10^{-3}	单峰型
	YH65-3	97.2	380.1	0.14	4.0×10^{-3}	6.0×10^{-3}	双峰型
平均		92.6	513.7	0.43	7.7×10^{-4}	4.8×10^{-3}	
DS 向斜	YH37-5	81.5	367.2	0.49	7.5×10^{-4}	2.2×10^{-3}	双峰型
	YH37-6	88.5	690.4	0.42	6.6×10^{-4}	2.5×10^{-3}	单峰型
	YH40-1	89.4	442.8	0.88	1.4×10^{-4}	4.5×10^{-3}	双峰型
	YH40-3	93.2	380.1	0.64	9.7×10^{-4}	5.0×10^{-3}	双峰型
	YH41-7	82.1	367.2	0.75	1.8×10^{-3}	3.2×10^{-3}	双峰型
	YH41-8	85.3	690.4	0.56	3.0×10^{-3}	1.8×10^{-3}	双峰型
平均		87.6	68.9	0.63	5.1×10^{-4}	3.6×10^{-3}	

6×10^{-3} mD。在高用液量条件下更容易形成长裂缝,但改造体积相较于 DS 向斜区偏小。

(2)“单峰型”与“双峰型”模式气井裂缝网络参数对比

两类排采动态对应的缝网参数差异主要体现在水侵带特征。具体而言,“单峰型”模式更容易形成相对较薄的水侵带,其渗透率略低于基质,因此气相通过时阻力较小,从而实现气水同产。相比之下,“双峰型”模式通常发育较厚的水侵带,其渗透率较基质低约一个数量级,这往往导致在气相开始流动之前存在一段单相产水期。

以 YH40-1 井为例,分别对比了本文模型和不考虑水侵带及两相流的常规模型拟合效果的差异,结果见图 13,模型反演的储层及缝网参数见表 4。结果表明,当无因次物质平衡时间大于 100 后,两种模型拟合效果均较好。然而,若模型不考虑水侵带和两相流,则无法拟合早期的生产数据,早期预测产量将远远高于现场实际。

表 4 YH40-1 井储层及压裂缝网关键参数拟合结果

Table 4 Results of the key parameters after history matching of well YH40-1

参数	考虑两相流和水侵带	不考虑两相流和水侵带
主裂缝半长/m	80.3	68.5
主裂缝渗透率/mD	944.8	1 031.9
主裂缝宽度/m	1.8×10^{-2}	1.6×10^{-2}
次裂缝渗透率/mD	6.8	1.7
次裂缝宽度/m	1.0×10^{-2}	1.0×10^{-2}
水侵带渗透率/mD	5.7×10^{-4}	
水侵带厚度/m	0.5	
基质区渗透率/mD	4.9×10^{-3}	3.7×10^{-3}
基质区宽度/m	10.3	14.8

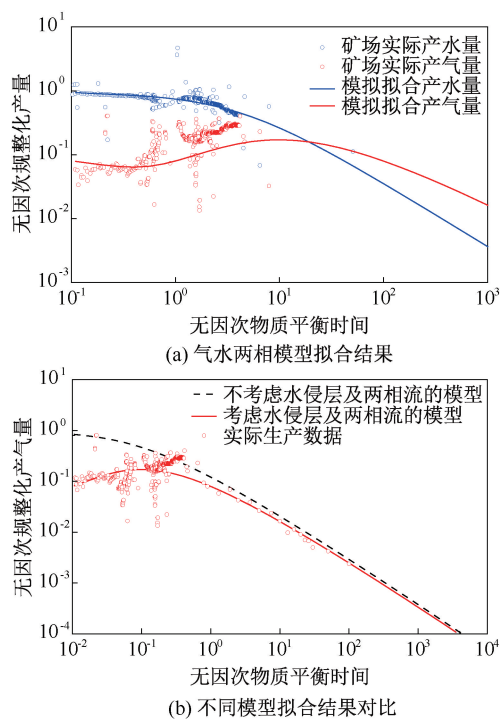


图 13 YH40-1 井生产动态历史拟合结果

Fig. 13 Production history matching result of well YH40-1

如图 14,通过线性流阶段拟合^[18]该井的缝网关键参数,基于流动物质平衡方法^[19-20]估算该井的 EUR。反演计算得到压裂后形成的离散裂缝总长度 4 390 m,平均单段裂缝半长 78.39 m,改造区体积 $1 286 \times 10^4 \text{ m}^3$,改造区渗透率 4.75×10^{-3} mD,与半解析模型计算结果相近。早期计算该井 EUR 为 $1.65 \times 10^8 \text{ m}^3$,具有良好的生产能力,在线性流阶段结束时及时上提油嘴加快气相突破,解除水锁释放产能,改善后 EUR 提升到 $1.80 \times 10^8 \text{ m}^3$,如图 14(b)。

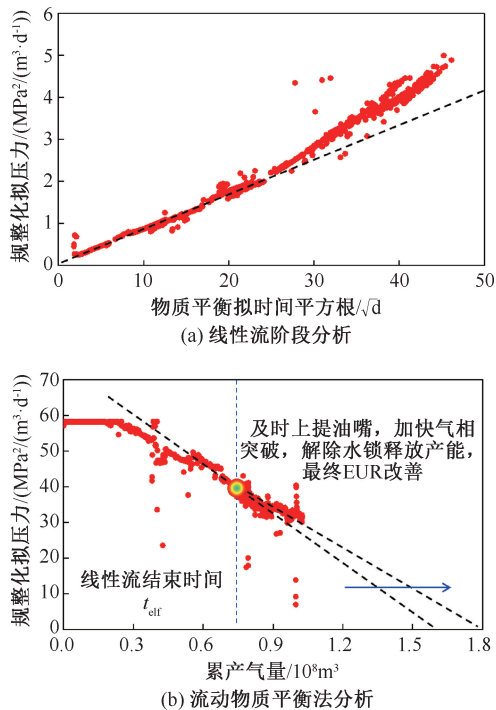


图 14 YH40-1 井线性流拟合及物质平衡法拟合结果
Fig. 14 Linear flow matching and material balance matching result of well YH40-1

该井开展过压力恢复试井,关井测试 358 h, 双对数拟合结果如图 15。反演得到裂缝半长 74.39 m, 裂缝导流能力 170.06 mD·m, 均与半解析模型计算结果偏差较小, 验证了模型的准确性。

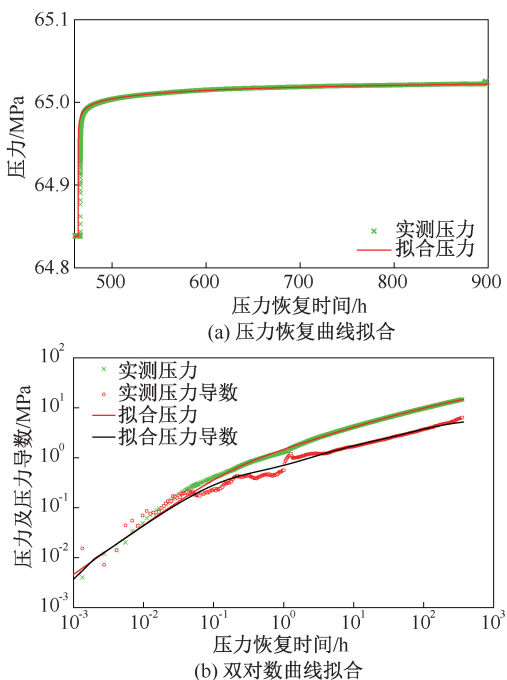


图 15 YH40-1 井压力恢复试井拟合结果
Fig. 15 Pressure buildup well testing matching results of well YH40-1

研究表明,对于压裂后形成人工缝网较复杂的页岩气井,在保证支撑剂稳定夹持、不回流的前提下,返排早期尽可能提高上调油嘴频率,适当加快排液以降低水相圈闭伤害。到生产中期之后保持油嘴小幅下调,恢复稳定产气排液,以最大化减少压裂液水锁造成的储层损害。

5 结论

(1)建立了“主裂缝-次裂缝-水侵带-基质”耦合的气水两相渗流模型,实现了模型的半解析法求解,半解析解与数值模拟预测的产水和产气量吻合程度高,仅早期存在因处理方式带来的微小误差。

(2)“单峰型”气水生产动态模式主要呈现三个流动阶段:水相边界控制流、气相线性流和气相边界控制流;“双峰型”模式则主要呈现五个流动阶段:水相线性流、水相边界控制流、气相双线性流、气相线性流和气相边界控制流。

(3)对于Y区块典型深层页岩气井,压裂后主裂缝半长约 90 m,段间改造程度完全,改造区渗透率数量级为 0.001 mD。在DS向斜区复杂裂缝网络更发育,改造储层体积更大;在BZ向斜区更易形成长裂缝,但改造体积相对较小。“单峰型”模式下水侵带较薄,渗透率略低于基质渗透率;“双峰型”模式下水侵带较厚,渗透率较基质低一个数量级,这往往导致在产气之前存在一段产水期。若模型不考虑水侵带及两相流,则无法拟合早期生产动态,预测产量将远远高于现场实际。

(4)对于压裂人工缝网较复杂的页岩气井,在保证支撑剂稳定夹持的前提下,返排早期需提高上调油嘴频率,适当加快排液以降低水相圈闭伤害。到生产中期之后恢复稳定排液,最大化减少压裂液水锁造成的储层损害。

致谢:感谢四川页岩气勘探开发有限责任公司对本论文研究与撰写过程中提供的支持与帮助!

参考文献

- [1] 何晓, 陈更生, 吴建发, 等. 四川盆地南部地区深层页岩气勘探开发新进展与挑战[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 24-34.
HE Xiao, CHEN Gengsheng, WU Jianfa, et al. Deep shale gas exploration and development in the southern Sichuan basin: new progress and challenges[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 24-34.
- [2] 郭建春, 路千里, 何佑伟. 页岩气压裂的几个关键问题与探索[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 148-161.

- GUO Jianchun, LU Qianli, HE Youwei. Key issues and explorations in shale gas fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 148-161.
- [3] 谭宾. 四川盆地南部地区深层页岩气工程关键技术与展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 212-219.
TAN Bin. Key technologies and prospects of deep shale gas engineering in the southern Sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 212-219.
- [4] 谢维扬, 朱怡晖, 刘沙, 等. 页岩气水平井两相渗流规律及返排评价[J]. 天然气工业, 2022, 42(增刊1): 51-59.
XIE Weiyang, ZHU Yihui, LIU Sha, et al. Two phase seepage rule and flow back evaluation in shale gas horizontal wells [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42 (Suppl. 1): 51-59.
- [5] ASSIRI W, MISKIMINS J L. The Water Blockage Effect on Desiccated Tight Gas Reservoir[R]. SPE 168160, 2014.
- [6] YANG R Y, HUANG Z W, LI G S, et al. An innovative approach to model two-phase flowback of shale gas wells with complex fracture networks[R]. SPE 181766, 2016.
- [7] CAO Peng, LIU Jishan, LEONG Y K. A multiscale-multiphase simulation model for the evaluation of shale gas recovery coupled the effect of water flowback [J]. Fuel, 2017, 199: 191-205.
- [8] 王西凤, 黄世军, 赵凤兰, 等. 深层页岩气井气水两相产能预测[J]. 石油钻采工艺, 2023, 45(4): 463-470.
WANG Xifeng, HUANG Shijun, ZHAO Fenglan, et al. Production forecast of deep shale gas wells based on gas-water two-phase flow [J]. Oil Drilling&Production Technology, 2023, 45(4): 463-470.
- [9] YOU Lijun, XIE Yunsong, CHEN Yang, et al. Development directions of formation damage evaluation and fracturing fluids in tight and shale oil reservoirs [J]. Petroleum, 2025, 11(2): 125-142.
- [10] CIPOLLA C, WENG X, MACK M, et al. Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize fracture complexity[R]. SPE 140185, 2011.
- [11] 陈昭. 页岩气水两相渗流模型及压裂缝网参数反演[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022: 23-55.
CHEN Zhao. Gas and water two-phase seepage model and parameter inversion of hydraulic fracture network in shale reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022: 23-55.
- [12] CLARKSON C R, WILLIAMS-KOVACS J. Modeling two-phase flowback of multi-fractured horizontal wells completed in shale[R]. SPE 162593, 2012.
- [13] JIA Pin, CHENG Linsong, CLARKSON C R, et al. Flow behavior analysis of two-phase (gas/water) flowback and early-time production from hydraulically-fractured shale gas wells using a hybrid numerical/analytical model[J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 182: 14-31.
- [14] JIA Pin, CHENG Linsong, CLARKSON C R, et al. A laplace-domain hybrid model for representing flow behavior of multifractured horizontal wells communicating through secondary fractures in unconventional reservoirs[R]. SPE 186109, 2017.
- [15] SUN J, NIU G, SCHECHTER D. Numerical simulation of stochastically-generated complex fracture networks by utilizing core and microseismic data for hydraulically fractured horizontal wells in unconventional reservoirs - a field case study[R]. SPE 184077, 2016.
- [16] WU Yonghui, CHENG Linsong, HUANG Shijun, et al. A practical method for production data analysis from multistage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs [J]. Fuel, 2016, 186: 821-829.
- [17] 程林松. 高等渗流力学[M]. 第2版. 北京: 石油工业出版社, 2020: 25-45.
- [18] 刘晓华, 邹春梅, 姜艳东, 等. 现代产量递减分析基本原理与应用[J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 50-54.
LIU Xiaohua, ZOU Chunmei, JIANG Yandong, et al. Theory and application of modern production decline analysis[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(5): 50-54.
- [19] JIA Pin, CHENG Linsong, HUANG Shijun, et al. Transient behavior of complex fracture networks [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 132: 1-17.
- [20] CLARKSON C R, QANBARI F, WILLIAMS-KOVACS J. Semi-analytical model for matching flowback and early-time production of multi-fractured horizontal tight oil wells [R]. SPE 2460083, 2016.

编辑 程莹

第一作者简介: 金子一, 男, 1998年出生, 硕士, 工程师, 2023年毕业于中国石油大学(北京)油气田开发工程, 现主要从事非常规油气藏渗流理论、试井解释、产能评价及数值模拟。电话: 13908114581, Email: jzy_ynwa2020@163.com。通信地址: 四川省成都市成华区猛追湾横街99号, 邮政编码: 610051。