

# 致密油藏水平井压裂连续监测压力数据分析方法

徐凤兰<sup>1</sup>, 许亚东<sup>1</sup>, 陈东升<sup>2</sup>, 李俊<sup>1</sup>, 王永军<sup>1</sup>, 邵振鹏<sup>1</sup>

1. 中国石油集团测井有限公司华北测试分公司 河北廊坊 065007

2. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司井下作业分公司 河北任丘 062552

项目支持: 中国石油渤海钻探工程有限公司科技研发类项目“测试解释评价关键技术研究”(2023ZD01F-03)

引用: 徐凤兰, 许亚东, 陈东升, 等. 致密油藏水平井压裂连续监测压力数据分析方法[J]. 油气井测试, 2025, 34(5): 56-62.

Cite: XU Fenglan, XU Yadong, CHEN Dongsheng, et al. An analytical method for continuously monitored pressure data in fractured horizontal wells in tight oil reservoirs[J]. Well Testing, 2025, 34(5): 56-62.

**摘要** 致密油藏水平井多段压裂施工过程中存在应力敏感导致裂缝导流能力变化的特征, 开展水力裂缝应力敏感性研究对于水平井连续监测压力数据分析方法至关重要。因此基于不稳定渗流理论, 考虑裂缝内部应力敏感效应, 建立多段压裂水平井试井分析模型。通过定义裂缝拟压力方式, 实现拟压力与井底实际压力之间转化, 并绘制试井理论曲线。结合叠加原理, 模拟压裂注入、焖井及返排阶段压力变化曲线, 分析渗透率模量对压力变化曲线影响。通过考虑裂缝内应力敏感效应, 间接表征了裂缝变导流能力性质。研究表明, 渗透率模量越大, 试井曲线后期上翘越严重, 压后地层恢复稳定所需时间越短, 返排阶段压力下降越快。该方法为致密油藏水平井压裂过程中连续压力监测数据解释提供了理论依据。

**关键词** 致密油藏; 水平井压裂; 应力敏感; 渗透率模量; 变导流; 压力数据分析; 连续监测

中图分类号: TE312

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.05.009

## An analytical method for continuously monitored pressure data in fractured horizontal wells in tight oil reservoirs

XU Fenglan<sup>1</sup>, XU Yadong<sup>1</sup>, CHEN Dongsheng<sup>2</sup>, LI Jun<sup>1</sup>, WANG Yongjun<sup>1</sup>, SHAO Zhenpeng<sup>1</sup>

1. Huabei Well Testing Branch, China National Logging Corporation, Langfang, Hebei 065007, China

2. Downhole Services Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Renqiu, Hebei 062552, China

**Abstract:** During the multi-stage fracturing of horizontal wells in tight oil reservoirs, stress sensitivity may significantly alter fracture conductivity, therefore, investigating the stress-sensitive characteristics of hydraulic fractures is crucial for analyzing the continuously monitored pressure data from these wells. Accordingly, based on the transient flow theory and explicitly incorporating the stress-sensitive effect within the fractures, a well-testing analysis model for multi-stage fractured horizontal wells was established. By defining a fracture pseudo-pressure, a transformation between the pseudo-pressure and the actual bottom-hole pressure was achieved, and then the well testing curves were plotted. Utilizing the superposition principle, the model simulated pressure evolution across injection, soaking, and flowback stages, thereby analyzing the impact of the permeability modulus on these pressure profiles. This approach indirectly characterizes the phenomenon of variable fracture conductivity by accounting for the intra-fracture stress sensitivity. The findings demonstrate that a larger permeability modulus leads to a more pronounced upward deviation in the late-time period of the well testing curve, a shorter time for post-fracturing formation stabilization, and a faster pressure decline during the flowback stage. The proposed approach provides a theoretical foundation for interpreting continuously monitored pressure data during the fracturing of horizontal wells in tight oil reservoirs.

**Keywords:** tight oil reservoir; horizontal well fracturing; stress sensitivity; permeability modulus; variable conductivity; pressure data analysis; continuous monitoring

致密油藏储层物性差, 常采用多段压裂水平井开采技术, 且表现出明显的应力敏感效应。正确认识井下压力动态变化对于该类油藏的合理开发至关重要。众多学者根据压裂后形成的不同储层类

型, 考虑了不同区域的应力敏感效应, 建立了相应的压力动态分析方法。赵超等<sup>[1]</sup>、高阳等<sup>[2]</sup>、卢婷等<sup>[3]</sup>考虑了天然裂缝应力敏感, 建立了试井分析模型及相应图版; 姬靖皓等<sup>[4]</sup>、姜瑞忠等<sup>[5]</sup>考虑了压

裂后体积改造区内应力敏感效应,建立了体积压裂水平井五区复合模型;李准等<sup>[6]</sup>、姜瑞忠等<sup>[7]</sup>同时考虑了储层及改造区应力敏感效应,建立了多段压裂水平井复合模型;此外,更多的是仅考虑储层或基质应力敏感模型,如欧阳伟平等<sup>[8]</sup>的幂律形式应力敏感模型、何吉祥等<sup>[9]</sup>不规则裂缝模型、叶义平等<sup>[10]</sup>变导流能力裂缝模型、王强等<sup>[11]</sup>三线性流模型、王欢等<sup>[12]</sup>的体积压裂水平井复合模型;在应力敏感型水力裂缝研究方面,冯其红等<sup>[13]</sup>考虑了压裂裂缝和基质的应力敏感,实现了井网参数优化;郭晶晶等<sup>[14]</sup>针对水力压裂直井和多级压裂水平井,提出了一种半解析模型,用于变导流能力压裂井压力动态分析。研究了变导流能力对压力变化的影响,并应用于实例。随后,考虑了水力裂缝应力敏感和各向异性,建立了地质和渗流力学耦合的半解析模型,通过拟合实测曲线了解生产过程中裂缝导流能力变化情况;JIANG Liwu 等建立了半解析模型用于多段压裂水平井的压力动态分析。对储能比、窜流系数等多个参数进行了敏感性分析,并对非达西流动和应力敏感对压裂水平井压力变化的影响进行了量化,在现场实际应用中取得较好效果;邹清腾等<sup>[15]</sup>通过岩心实验验证了岩心渗透率与有效应力的关系,利用提出的生产数据分析方法证明了裂缝导流能力与压力呈指数变化关系,与生产时间呈对数变化关系,并分析了随压力和时间变化的导流能力对裂缝参数优化的影响。

压裂裂缝中应力敏感效应不容忽视,且在油藏的整个开采过程包括注入、焖井、排液等阶段中,对井底压力变化情况影响极大,多数学者多集中于单个阶段的压力动态分析,为此本文通过定义裂缝区域拟压力形式,考虑了不同阶段下压裂裂缝应力敏感效应,同时以此体现裂缝内导流能力变化,建立了多段压裂水平井试井分析模型,基于叠加原理,模拟和分析了注入-焖井-排液过程中井底压力变化情况,并分析了应力敏感效应对多个阶段下压力动态特征影响。

## 1 数学模型

一水平井位于矩形油藏中心,油藏外边界封闭。水平井经多级压裂后,储层形成复合特征。各条裂缝长度、间距相同,根据模型的对称性,取部分渗流区域进行研究,将其分为3个区域,分别为水力裂缝区、1区和2区。物理模型如图1所示。假设

条件分别为:

- (1) 油井保持产量恒定,流体流动路径依次为2区、1区、裂缝区、井筒。
- (2) 裂缝内部存在应力敏感效应。
- (3) 1区和2区流体流动服从达西定律,并考虑1区和2区储层性质差异。
- (4) 流体单相微可压缩。
- (5) 不考虑毛细管力和重力的影响。

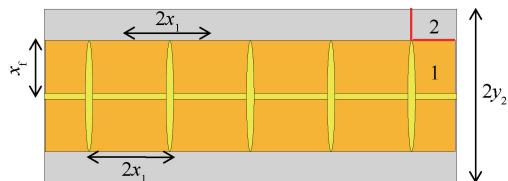


图1 物理模型示意图

Fig. 1 Physical model diagram

根据以上假设,建立无因次模型。首先建立水力裂缝区无因次数学模型。由于考虑裂缝区应力敏感,裂缝渗透率可表示为

$$K_F(p) = K_{Fi} e^{-\gamma(p_i - p_F)} \quad (1)$$

式中: $K_{Fi}$ 为裂缝初始渗透率, $\mu\text{m}^2$ ; $p_i$ 为原始压力,MPa; $\gamma$ 为渗透率模量, $\text{MPa}^{-1}$ 。

建立裂缝内部压力与拟压力关系,定义裂缝区拟压力为

$$\psi_F = \int_{p_{sc}}^{p_F} \frac{K_F(p_F)}{K_{Fi}} dp = \int_{p_{sc}}^{p_F} e^{-\gamma(p_i - p_F)} dp \quad (2)$$

式中: $p_F$ 为裂缝区压力,MPa; $\psi_F$ 为裂缝区拟压力,MPa; $p_{sc}$ 为标准状况下的压力,一般取值为0.101 325 MPa。

裂缝区控制方程为

$$\frac{\partial(\rho_F v_F)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho_F v_x)}{\partial x} = 0 \quad (3)$$

式中: $\rho_F$ 为裂缝区流体密度, $\text{kg}/\text{m}^3$ ; $v_F$ 为裂缝区流体流速, $\text{m}/\text{s}$ ; $v_x$ 为垂直裂缝方向流体流速, $\text{m}/\text{s}$ ; $x$ 为垂直裂缝方向( $x$ 轴方向)距离, $\text{m}$ ; $y$ 为沿裂缝方向( $y$ 轴方向)距离, $\text{m}$ 。

将式(1)和式(2)代入式(3),同时结合达西定律与岩石与流体状态方程,得到裂缝区控制方程,无因次形式为

$$\frac{\partial^2 \psi_{FD}}{\partial y_D^2} + \frac{2}{F_{CDi}} \frac{\partial p_{1D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D = \frac{w_D}{2}} = 0 \quad (0 \leq y_D \leq 1) \quad (4)$$

式中: $\psi_{FD}$ 为裂缝区无因次拟压力; $F_{CDi}$ 为裂缝初始无因次导流能力; $p_{1D}$ 为1区无因次压力; $w_D$ 为裂缝无因次宽度; $x_D$ 为 $x$ 轴方向无因次距离; $y_D$ 为 $y$ 轴

方向无因次距离。

考虑边界条件和初始条件后得到无因次裂缝区数学模型为

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial^2 \psi_{FD}}{\partial y_D^2} + \frac{2}{F_{CDi}} \frac{\partial p_{1D}}{\partial x_D} \right|_{x_D = \frac{w_D}{2}} = 0 & (0 \leq y_D \leq 1) \\ \psi_{FD} \Big|_{t_D=0} = 0 \\ \left. \frac{\partial \psi_{FD}}{\partial y_D} \right|_{y_D=0} = -\frac{\pi}{F_{CDi}} \\ \left. \frac{\partial \psi_{FD}}{\partial y_D} \right|_{y_D=1} = 0 \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $t_D$  为无因次时间。

对于1区和2区不考虑应力敏感,无需定义拟压力,数学模型与常规多段压裂水平井三线流性流模型类似<sup>[16]</sup>,分别为

1区无因次数学模型

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial^2 p_{1D}}{\partial x_D^2} + M_{21} \frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D} \right|_{y_D=1} = \frac{\partial p_{1D}}{\partial t_D} & \left( \frac{w_D}{2} \leq x_D \leq x_{1D} \right) \\ p_{1D} \Big|_{t_D=0} = 0 \\ p_{1D} \Big|_{x_D = \frac{w_D}{2}} = \psi_{FD} \\ \left. \frac{\partial p_{1D}}{\partial x_D} \right|_{x_D = x_{1D}} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $M_{21}$  为2区与1区流度比;  $p_{2D}$  为2区无因次压力;  $x_{1D}$  为  $x$  方向无因次边界距离。

2区无因次数学模型

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 p_{2D}}{\partial y_D^2} = \frac{1}{\eta_{21}} \frac{\partial p_{2D}}{\partial t_D} & (1 \leq y_D \leq y_{2D}) \\ p_{2D} \Big|_{t_D=0} = 0 \\ p_{2D} \Big|_{y_D=1} = p_{1D} \\ \left. \frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D} \right|_{y_D=y_{2D}} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $\eta_{21}$  为2区与1区导压系数比;  $y_{2D}$  为  $y$  方向无因次边界距离。

模型中涉及无因次定义为

$$\begin{aligned} \psi_{FD} &= \frac{n_f K_1 h}{1.842 \times 10^{-3} q \mu B} (\psi_i - \psi_f), t_D = \frac{3.6 K_1}{\phi_i \mu C_{11} x_f^2} t \\ p_{1D} &= \frac{n_f K_1 h}{1.842 \times 10^{-3} q \mu B} (p_i - p_1), \\ p_{2D} &= \frac{n_f K_1 h}{1.842 \times 10^{-3} q \mu B} (p_i - p_2), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_D &= \frac{x}{x_f}, y_D = \frac{y}{x_f}, x_{1D} = \frac{x_1}{x_f}, y_{2D} = \frac{y_2}{x_f}, w_D = \frac{w}{x_f}, \\ F_{CDi} &= \frac{K_{Fi} w}{K_1 x_f}, M_{21} = \frac{K_2}{K_1}, \eta_{21} = \frac{\eta_2}{\eta_1}, \eta_1 = \frac{K_1}{\phi_1 \mu C_{11}}, \\ \eta_2 &= \frac{K_2}{\phi_2 \mu C_{12}} \end{aligned}$$

式中:  $\psi_i$  为原始压力对应拟压力, MPa;  $p_1$  为1区地层压力, MPa;  $p_2$  为2区地层压力, MPa;  $t$  为时间, h;  $q$  为产量,  $m^3/d$ ;  $n_f$  为裂缝条数;  $h$  为储层厚度, m;  $\Phi_1$  为1区孔隙度, %;  $\Phi_2$  为2区孔隙度;  $B$  为体积系数,  $m^3/m^3$ ;  $C_{11}$  为1区综合压缩系数,  $MPa^{-1}$ ;  $C_{12}$  为2区综合压缩系数,  $MPa^{-1}$ ;  $x_f$  为裂缝半长, m;  $x_1$  为  $x$  方向边界距离, m;  $y_2$  为  $y$  方向边界距离, m;  $w$  为裂缝宽度, m;  $K_1$  为1区渗透率,  $\mu m^2$ ;  $K_2$  为2区渗透率,  $\mu m^2$ ;  $\eta_1$  为1区导压系数,  $(\mu m^2 \cdot MPa) / mPa \cdot s$ ;  $\eta_2$  为2区导压系数,  $(\mu m^2 \cdot MPa) / mPa \cdot s$ 。

对裂缝区、1区和2区数学模型进行 Laplace 变换, 联立求解方程组得到井底拟压力解为

$$\bar{\psi}_{wD} = \frac{\pi}{s F_{CDi} \sqrt{c_2} \tanh(\sqrt{c_2})} \quad (8)$$

其中

$$\begin{aligned} c_1 &= s + M_{21} \sqrt{\frac{s}{\eta_{21}}} \tanh \left[ \sqrt{\frac{s}{\eta_{21}}} (y_{2D} - 1) \right], \\ c_2 &= -\frac{2}{F_{CDi}} \sqrt{c_1} \tanh \left[ \sqrt{c_1} \left( \frac{w_D}{2} - x_{1D} \right) \right] \end{aligned}$$

式中:  $\bar{\psi}_{wD}$  为拉式空间无因次井底拟压力, 无因次;  $s$  为拉式空间变量, 无因次;  $c_1, c_2$  均为中间变量, 无因次;  $\tanh$  为双曲正切函数。

对拉式空间无因次井底拟压力进行数值反演, 根据拟压力定义, 经转化得到真实井底压力变化。

在进行井底压力变化情况模拟时, 由于注入阶段支撑剂铺置不均匀或流体滤失、焖井阶段裂缝闭合或支撑剂破碎、返排阶段流体冲刷等多种因素均会导致不同程度的应力敏感效应, 因此考虑不同阶段应力敏感效应不同, 以此表征导流能力随压力变化关系。结合叠加原理, 即可得到各阶段井底压力变化情况, 采用叠加公式为

$$\Delta \psi(t) = \int_0^t q(\tau) \psi'_u(t - \tau) d\tau \quad (9)$$

其中

$$\psi_u = \frac{1.842 \times 10^{-3} \mu B}{n_f K_1 h} \psi_{FD}(t_D)$$

式中: $\Delta\psi$ 为拟压力差,定义为 $\psi_i - \psi_w$ ,MPa; $\psi_w$ 为井底压力对应拟压力,MPa; $\tau$ 为积分变量; $\psi_u$ 为单位产量下拟压力压差,MPa/(m<sup>3</sup>/d)。

## 2 曲线模拟及分析

根据上述研究的理论数学模型建立了对应的试井曲线,分析了渗透率模量对试井曲线影响,因后期导流能力急剧减小,导致试井曲线后期出现交叉,导数曲线大幅度上翘;基于叠加原理模拟了压裂注入-焖井-排液整体阶段压力动态变化,分析了渗透率模量对整个开采周期影响。渗透率模量越大,注入导致的压力上升越慢,焖井阶段储层压力越易恢复平稳,排液时压力下降越快。

### 2.1 考虑应力敏感的试井曲线分析

根据数学模型解式(8)和压力与拟压力转化关系,绘制了不同渗透率模量下试井曲线,如图2所示。可以看出,考虑应力敏感效应后,试井曲线后期出现明显上翘及曲线交叉现象,且渗透率模量越大,上翘幅度越大。相应压力及导流能力变化如图3和图4所示。

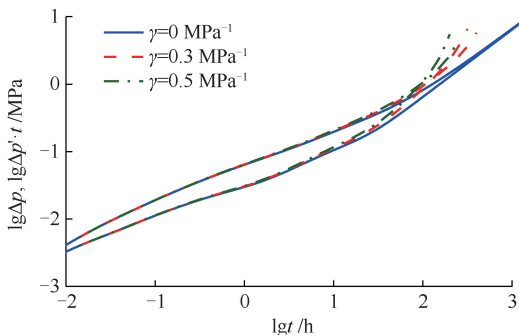


图2 渗透率模量对试井曲线影响

Fig.2 Effect of permeability modulus on well test curve

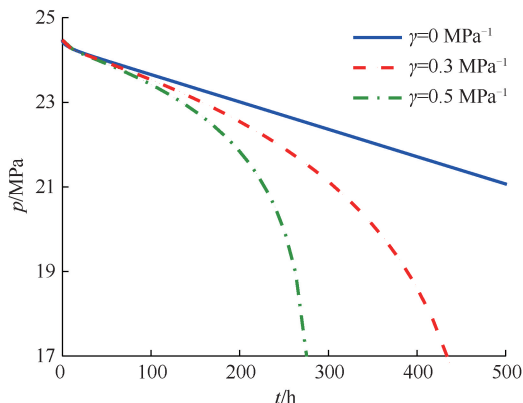


图3 渗透率模量对压力变化影响

Fig.3 Effect of permeability modulus on pressure

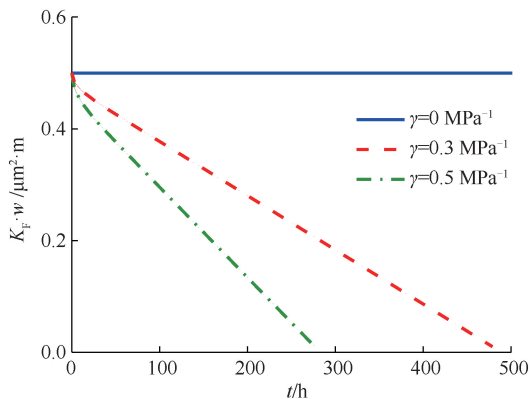


图4 渗透率模量对导流能力变化影响

Fig.4 Effect of permeability modulus on conductivity

早期受应力敏感影响较小,压力下降逐渐缓慢,随着生产进行,应力敏感效应逐渐显著,压力快速下降,同时导流能力不断减小。渗透率模量越大,压力下降越快,同时导流下降越快。当渗透率模量足够大时,压力呈直线式下掉,导流能力迅速趋于零。

### 2.2 注入-焖井-返排阶段压力动态分析

模拟水平井段长 304.80 m,裂缝条数 15,原始压力 24.47 MPa,初始导流能力 0.5 μm<sup>2</sup>·m,裂缝半长 91.44 m。假设压裂注入期间,只有裂缝宽度(导流能力)发生变化,采用注入排量 1.0 m<sup>3</sup>/min,泵注时间 5 h,焖井时间 45 h,返排流量 100 m<sup>3</sup>/d,返排时间 100 h。施工流程如图5所示。期间压力表现出先升高,后连续两次下降。

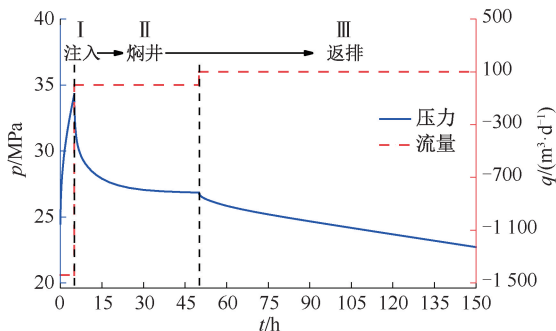


图5 施工模拟示意图

Fig.5 Construction simulation diagram

在压裂注入-焖井阶段,保持渗透率模量恒定,取值分别为  $\gamma = 0 \text{ MPa}^{-1}$ 、 $\gamma = 0.3 \text{ MPa}^{-1}$ 、 $\gamma = 0.5 \text{ MPa}^{-1}$ 。压力及裂缝导流能力变化如图6、图7所示。可以看出,渗透率模量越大,注入阶段导流能力上升越快,储层整体渗流能力越强,压力波扩散越快,井底压力极值越小。焖井阶段储层压力恢复平稳所需时间越短。同时也可看出,导流能力随焖井时间增大而减小,对于应力敏感型裂缝井,并非

焖井时间越长越好。焖井阶段双对数曲线如图8所示。由于渗透率模量越大, 停泵时刻压力越小, 同时停泵后压力变化越小, 因此双对数曲线越靠下。

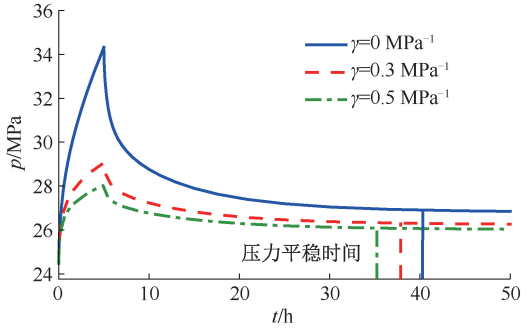


图6 渗透率模量对压力影响

Fig. 6 Effect of permeability modulus on pressure

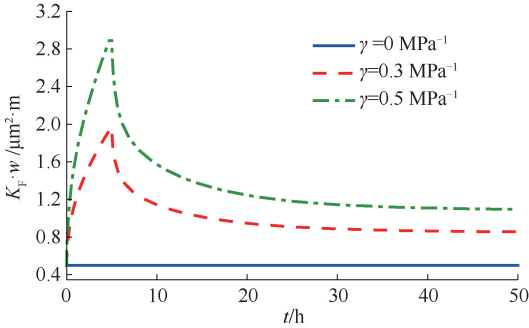


图7 渗透率模量对导流能力影响

Fig. 7 Effect of permeability modulus on conductivity

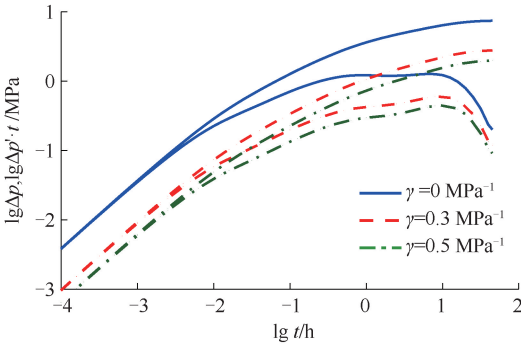


图8 渗透率模量对焖井阶段双对数曲线影响

Fig. 8 Effect of permeability modulus on double logarithmic curve in shut-in stage

在压裂注入-焖井-返排阶段, 保持渗透率模量恒定, 取值分别为  $\gamma=0 \text{ MPa}^{-1}$ 、 $\gamma=0.3 \text{ MPa}^{-1}$ 、 $\gamma=0.5 \text{ MPa}^{-1}$ 。压力及裂缝导流能力变化如图9、图10所示。持续焖井压力相对稳定后进行返排, 压力不断降低。返排初期, 压力变化率均逐渐降低。未考虑应力敏感时, 压力逐渐呈线性变化, 压力变化速度最后趋于稳定。考虑应力敏感后, 压力变化率先降低后不断增大。渗透率模量越大, 裂缝导流能力下降越快, 最后趋于零。

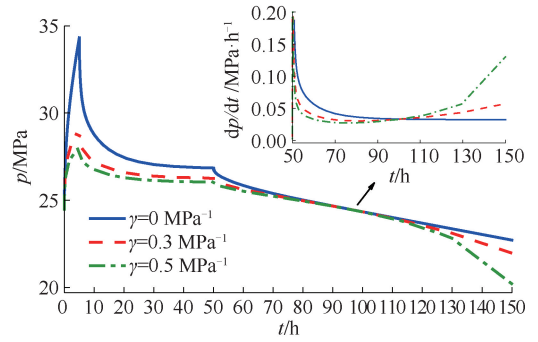


图9 渗透率模量对压力影响

Fig. 9 Effect of permeability modulus on pressure

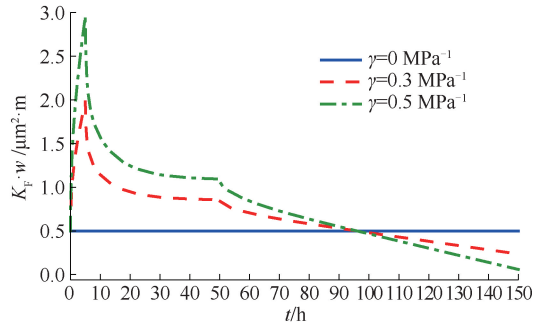


图10 渗透率模量对导流能力影响

Fig. 10 Effect of permeability modulus on conductivity

考虑压裂注入阶段存在应力敏感, 且各阶段渗透率模量不同。针对渗透率模量不变, 逐渐增大、逐渐减小三种情况模拟压力及导流能力变化如图11、图12所示。前期随流体持续注入, 压力升高, 导流能力不断增大。渗透率模量逐渐减小时, 裂缝导流能力变差导致流体流动能力减弱, 停泵后压力瞬间升高, 随后快速下掉, 由于整体阶段渗透率模量较小, 因此压力下降较慢, 相应导流能力呈阶梯式下降。渗透率模量逐渐增大时, 停泵后导流能力迅速升高, 焖井结束时压力高于原始压力, 因此排液初期导流能力先升高, 随后下降, 且由于渗透率模量最大, 导流能力下降最快。

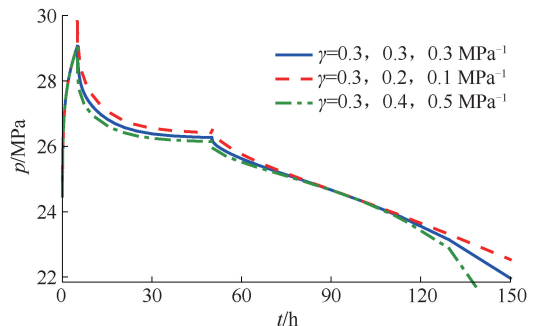


图11 变渗透率模量对压力影响

Fig. 11 Effect of variable permeability modulus on pressure

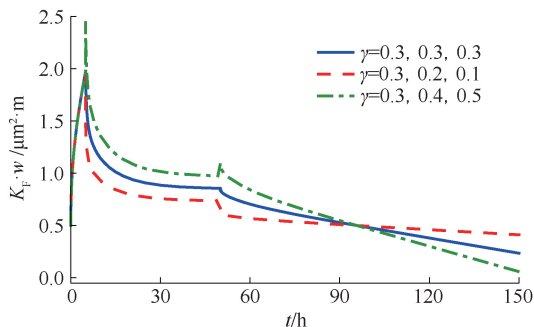


图12 变渗透率模量对导流能力影响

Fig. 12 Effect of variable permeability modulus on conductivity

### 3 实例应用

对某井注入、焖井及返排的连续压力监测资料进行解释。基本参数分别为:初始压力 15.502 MPa、油藏有效厚度 12.0 m、孔隙度 0.1、流体黏度 1.1 mP·s、压缩系数 0.000 44 MP<sup>-1</sup>。施工参数:压裂裂缝条数 10、注入时间 9.36 h、注入排量 1.4 m<sup>3</sup>/min、焖井时间 112.364 h、返排时间 5 h。返排时间相对较短,且返排初期压力迅速升高,可能存在以下原因:

①储层因素:支撑剂回流/嵌入、焖井期间裂缝闭合收缩,都会使裂缝导流能力下降,返排阻力增大,压力升高。

②流体因素:流体黏度受温度、压力和化学成分影响。若黏度增加,如压裂液发生交联反应,会增大流动阻力,造成压力突然升高。

③施工因素:井口设备不畅、井筒积液(含杂质易堵)、返排速度过快(致压力梯度大、支撑剂回流/出砂),都加剧返排压力升高。

各种复杂因素统一采用渗透率模量变化表征。注入期间压力散乱,因此重点对焖井及返排阶段进行拟合分析。考虑了各阶段渗透率模量变化,得到拟合结果为:储层渗透率 5.83 mD、流度比 0.36、初始导流能力 0.42 μm<sup>2</sup>·m、平均裂缝半长 32.84 m、注入、焖井、返排阶段渗透率模量分别为 0.03 MP<sup>-1</sup>、0.05 MP<sup>-1</sup>、0.01 MP<sup>-1</sup>。井开采状态发生变化时,导流能力出现瞬间升高或降低,且压力变化幅度较大,可看出该储层存在较为明显的应力敏感效应,压力整体拟合效果较好,表明了该方法可应用于油藏全开采期间压力监测资料解释。

### 4 结论

(1) 构建了考虑压裂裂缝应力敏感的多段压裂

水平井试井分析模型,通过拟压力定义实现裂缝拟压力与实际井底压力之间转换,以表征应力敏感型油藏开发过程中压力动态变化。

(2) 分析了渗透率模量对试井曲线影响,因后期导流能力急剧减小,导致试井曲线后期出现交叉,导数曲线大幅度上翘;基于叠加原理模拟了压裂注入-焖井-排液整体阶段压力动态变化,分析了渗透率模量对整个开采周期影响。在注入排量恒定条件下,渗透率模量越大,注入导致的压力上升越慢,焖井阶段储层压力越易恢复平稳,排液时压力下降越快;若焖井时间过长易导致裂缝导流能力跌破生产需求底线,因此需同步兼顾“压力平稳”与“导流能力保留”两大核心目标,以确保焖井操作的合理性,为后续返排及生产奠定基础。

(3) 利用该模型方法对一口压裂井压力测试数据进行了拟合分析,曲线拟合及解释结果较为合理。在得到储层参数同时,也可反映裂缝导流能力变化情况,证明了该方法对于应力敏感型油藏参数评价具有重要意义。

**致谢:**感谢西安石油大学林加恩教授对本文研究工作的大力支持及华北测试分公司地质研究中心全体同事的鼎力帮助。

### 参考文献

- [1] 赵超,肖洁,许正栋,等. 多段压裂水平井压力动态特征分析[J]. 断块油气田, 2015, 22(6): 798-802.  
ZHAO Chao, XIAO Jie, XU Zhengdong, et al. Dynamical pressure characteristics of multi-stage fractured horizontal well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(6): 798-802.
- [2] 高阳,赵超,董平川,等. 致密气藏变导流能力裂缝压裂水平井不稳定渗流模型[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(6): 141-147.  
GAO Yang, ZHAO Chao, DONG Pingchuan, et al. Transient flow model of the fractured horizontal well with variable conductivity & fractures in tight gas reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(6): 141-147.
- [3] 卢婷,王鸣川,马文礼,等. 考虑多重应力敏感效应的页岩气藏压裂水平井试井模型[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 741-748.  
LU Ting, WANG Mingchuan, MA Wenli, et al. Fractured horizontal well test model for shale gas reservoirs with considering multiple stress sensitive factors[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 741-748.
- [4] 姬靖皓,姚约东,马雄强,等. 致密油藏体积压裂水平

- 井不稳定压力分析[J]. 水动力学研究与进展 A 辑, 2017, 32 (4): 491-501.
- JI Jinghao, YAO Yuedong, MA Xiongqiang, et al. Pressure transient analysis for volume-fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2017, 32 (4): 491-501.
- [5] 姜瑞忠, 刘秀伟, 崔永正, 等. 非稳态窜流多段压裂水平井井底压力分析[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26 (5): 86-95.
- JIANG Ruizhong, LIU Xiuwei, CUI Yongzheng, et al. Bottomhole pressure analysis of multistage fractured horizontal well during unsteady crossflow [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26 (5): 86-95.
- [6] 李准, 吴晓东, 韩国庆, 等. 考虑储层应力敏感效应的体积压裂水平井瞬态压力分析[J]. 东北石油大学学报, 2018, 42 (3): 92-101.
- LI Zhun, WU Xiaodong, HAN Guoqing, et al. Transient pressure analysis of volume-fractured horizontal well with consideration of stress-sensitivity [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2018, 42 (3): 92-101.
- [7] 姜瑞忠, 原建伟, 徐建春, 等. 考虑应力敏感效应的复合油藏多级压裂水平井压力动态分析[J]. 东北石油大学学报, 2019, 43 (1): 109-116.
- JIANG Ruizhong, YUAN Jianwei, XU Jianchun, et al. Transient pressure analysis of multi-stage fracture horizontal well in composite reservoir with consideration of stress-sensitivity [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2019, 43 (1): 109-116.
- [8] 欧阳伟平, 孙贺东, 张冕. 考虑应力敏感的致密气多级压裂水平井试井分析[J]. 石油学报, 2018, 39 (5): 570-577.
- OUYANG Weiping, SUN Hedong, ZHANG Mian. Well test analysis for multistage fractured horizontal wells in tight gas reservoir considering stress sensitivity [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39 (5): 570-577.
- [9] 何吉祥, 徐有杰, 高阳, 等. 裂缝性致密油藏多级压裂水平井试井模型[J]. 断块油气田, 2021, 28 (2): 241-246.
- HE Jixiang, XU Youjie, GAO Yang, et al. Well test model of multi-stage fractured horizontal well in fractured tight reservoirs [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28 (2): 241-246.
- [10] 叶义平, 钱根葆, 徐有杰, 等. 页岩油压裂水平井变导流能力试井模型研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43 (1): 111-119.
- YE Yiping, QIAN Genbao, XU Youjie, et al. Well test analysis of multi-stage horizontal well with varying conductivity in naturally fractured shale oil reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021, 43 (1): 111-119.
- [11] 王强, 穆朗枫. 页岩气储层压裂水平井非线性渗流模型[J]. 科学技术与工程, 2019, 19 (12): 108-114.
- WANG Qiang, MU Langfeng. Non-linear porous seepage model of multi-fractured horizontal well in shale gas reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19 (12): 108-114.
- [12] 王欢, 计秉玉, 廖新维, 等. 致密油藏体积压裂水平井压力特征[J]. 断块油气田, 2020, 27 (2): 217-223.
- WANG Huan, JI Bingyu, LIAO Xinwei, et al. Pressure characteristics for volume-fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27 (2): 217-223.
- [13] 冯其红, 徐世乾, 任国通, 等. 致密油多级压裂水平井井网参数分级优化[J]. 石油学报, 2019, 40 (7): 830-838.
- FENG Qihong, XU Shiqian, REN Guotong, et al. Hierarchical optimization of well pattern parameters in multi-stage fractured horizontal well for tight oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40 (7): 830-838.
- [14] 郭晶晶, 徐耀宏, 杜佳, 等. 复合致密油藏变导流能力压裂井不稳定压力动态分析 [J]. 水动力学研究与进展 A 辑, 2023, 38 (4): 612-620.
- GUO Jingjing, XU Yaohong, DU Jia, et al. Unstable pressure dynamic analysis of variable conductivity fracturing wells in composite tight oil reservoirs [J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2023, 38 (4): 612-620.
- [15] 邹清腾, 曹博文, 王永红, 等. 考虑压裂诱导效应的页岩储层工程可压裂性评价 [J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43 (6): 155-162.
- ZOU Qingteng, CAO Bowen, WANG Yonghong, et al. Evaluation of engineering fracturability of shale reservoirs considering fracturing-induced effects [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43 (6): 155-162.
- [16] 刘启国, 岑雪芳, 李隆新, 等. 多段压裂水平井三线性流模型适用性研究 [J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8 (2): 63-67.
- LIU Qiguo, CEN Xuefang, LI Longxin, et al. Study on applicability of trilinear flow model for multistage fractured horizontal well [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8 (2): 63-67.

编辑 吴志力

第一作者简介:徐凤兰,女,1983年出生,高级工程师,硕士,2015年毕业于中国石油大学(北京)地质工程专业,现主要从事试井解释、研究工作,电话:0317-2551573, Email: 443574953@qq.com。通信地址:河北省廊坊市广阳区万庄石油华北测试公司,邮政编码:065007。