

## 致密油藏压裂水平井缝网系统评价方法

——以准噶尔盆地吉木萨尔地区为例

陈志明,陈昊枢,廖新维,曾联波,周彪

[中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249]

**摘要:**压裂水平井缝网系统评价是致密油藏高效开发的关键。针对目前缺乏完善的评价方法这一现状,基于动态反演理论建立了一种致密油藏压裂水平井缝网系统评价方法。首先,基于致密油渗流特征和缝网形态,考虑了非均匀缝网和弱补给等复杂因素,推导了其试井数学模型。利用解析方法获得了其井底压力解,并建立了压裂水平井缝网系统评价方法。其次,为验证评价方法的可靠性,以准噶尔盆地吉木萨尔地区为例,开展了实例应用分析。结果表明,复杂缝网水平井流动阶段包括井筒储集效应和表皮效应阶段、裂缝双线性流、裂缝线性流、压裂改造区窜流、压裂受效区线性流和拟稳态流阶段。同时发现,经过压裂改造后,实例井附近形成了主裂缝和压裂改造区,主裂缝半长为135 m,导流能力为 $118.87 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;次裂缝网络储容比为6.30%~17.99%,压裂改造区渗透率为 $100.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。本次研究工作为致密油藏参数反演、压裂评价及动态监测提供了理论基础。

**关键词:**试井模型;动态反演;缝网系统;压裂水平井;致密油;吉木萨尔地区;准噶尔盆地

中图分类号:TE319

文献标识码:A

## Evaluation of fracture networks along fractured horizontal wells in tight oil reservoirs: A case study of Jimusar oilfield in the Junggar Basin

Chen Zhiming, Chen Haoshu, Liao Xinwei, Zeng Lianbo, Zhou Biao

[State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China]

**Abstract:** Evaluation of fracture-network systems along fractured horizontal wells is vital to an efficient development of tight-oil reservoirs. Given the lack of efficient evaluation means, we propose a method based on the dynamic inversion theory for the evaluation of fracture networks along fractured horizontal wells in tight-oil reservoirs. To begin with, a mathematical model of well testing that takes into consideration the nonhomogeneous and insufficient fluid supply of the networks is developed based on seepage activities and fracture network geometry. The bottom pressure of wells is obtained through an analytical method from the mathematical model and then used to establish a method for evaluating the fracture-networks. Subsequently, a field application in Jimusar tight oil reservoirs in the Junggar Basin is performed to prove the reliability of the method. The results show that the flow stages in the fracture networks of horizontal wells in the reservoirs involve the wellbore storage and skin effects, fracture bilinear flow, formation linear flow as well as fluid channeling, linear and quasi-stable flow in stimulated areas. It is also found that after fracturing, networks composed of major hydraulic fractures with a half-length of 135 m and a conductivity of  $118.87 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  are generated near wellbores. The storability of the minor fracture networks ranges between 6.30% and 17.99%, and the permeability of the stimulated areas is  $100.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . This study provides a theoretical basis for research works or operations such as reservoir parameter inversion, fracturing evaluation and dynamic monitoring of tight oil reservoirs in the Junggar Basin.

**Key words:** well test model, dynamic inversion, fractured network system, fractured horizontal well, tight oil, Jimusar area, Junggar Basin

致密油藏渗透率极低,自然生产条件下不存在经济产能。为突破这一瓶颈,水平井大型压裂技术在致

密油藏中应用越来越广泛<sup>[1-2]</sup>,是获取致密油经济产能的重要手段之一。为更高效地开发致密油藏,开展

收稿日期:2019-02-02;修订日期:2020-10-13。

第一作者简介:陈志明(1989—),男,博士、副教授,非常规油气藏试井反演理论与动态分析技术方法。E-mail:zhimingchn@cup.edu.cn。

通讯作者简介:曾联波(1967—),博士、教授,裂缝性储层与非常规油气储层形成、分布及预测技术。E-mail:lbzeng@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(52074322, U762210);国家科技重大专项(2016ZX05047004);北京市自然科学基金项目(3204052)。

大型压裂水平井复杂缝网系统评价、反演缝网特征参数是一项非常重要的工作。

针对复杂缝网系统评价技术,目前主要方法为井间微地震监测技术。2002年,Fisher等<sup>[3]</sup>利用微地震监测技术评价了裂缝改造规模及缝网产状。利用地面和地下测量仪来获取微地震监测数据,然后通过分析微地震数据以确定体积压裂裂缝规模和特征,并详细地讨论了如何进一步矫正获得的裂缝网络参数。2008年,Mayerhofer等<sup>[4]</sup>认为在致密油气井在经过大型水力压裂后,井附近会形成复杂缝网,而此复杂缝网可视作为一个三维改造区。同时,针对实际体积压裂井,基于微地震监测数据,建立三维改造区的数值模型,并利用历史拟合方法评价其裂缝网络参数。2009和2010年,Cipolla等<sup>[5-6]</sup>针对Barnett致密储层,利用分区表征方法将改造后的储层描述为压裂受效区和非压裂受效区。同时,将改造的复杂缝网细分为有支撑剂填充和无支撑剂填充的裂缝网络。2010年,Harikesavanalur<sup>[7]</sup>提出了一种体积裂缝模拟方法(VFMA)来描述压裂后的缝网,将整个地层分为3个区域:原始储层、压裂破碎区和压裂支撑剂填充区。改造区的裂缝网络利用双重介质来描述,并利用历史拟合方法获取不同区域的参数。2013年,Suliman<sup>[8]</sup>基于微地震监测数据对体积压裂产生的地层进行描述,由大到小分为3个区域:相关区、改造区和受效区。其中,相关区为微地震事件发生的所有关联区域;改造区即因体积压裂作用改造而使地层渗透率增加的区域;受效区即体积压裂井初始产量贡献区域,也就是体积压裂有效渗流区。2010年,Williams等<sup>[9]</sup>利用开始将Hough变换法<sup>[10]</sup>应用到微地震数据的裂缝识别中。受此启发,2016年,Yu等<sup>[11]</sup>利用Hough变换法对微地震监测数据进行裂缝识别。

井间微地震监测技术可获得以下信息:裂缝几何形态、裂缝复杂程度、裂缝位置及改造体积等<sup>[5-6]</sup>。但该方法缺少对裂缝渗透率、裂缝导流能力、有效裂缝半长及有效改造体积等参数的定量评价。曾联波等<sup>[12]</sup>学者指出大、中尺度裂缝对油气渗流起到重要作用,是影响油气井产能、空间流场和压力场分布的重要因素。同时,任龙<sup>[13]</sup>采用流固耦合理论对致密油藏压裂水平井的产能进行了模拟,发现裂缝渗透率、导流能力、有效裂缝半长及有效改造体积等参数对压裂水平井产量具有极其重要的影响。虽然目前一些学者基于试井理论在裂缝参数反演方面取得了一些初步进展,但裂缝模型简单<sup>[14]</sup>,未考虑复杂裂缝网络特征和弱补给特征。因此,为更有效地对这些复杂裂缝井进行定

量评价,本文基于致密油复杂渗流特征和裂缝网络复杂形态,考虑了非均匀缝网和弱补给等复杂因素,推导了其试井数学模型,提出了试井曲线拟合分析方法,并建立了致密油藏压裂水平井缝网系统评价方法。最后,为验证评价方法的可靠性,以准噶尔盆地吉木萨尔地区为例,开展了实例应用分析,为其参数反演和压裂评价提供技术支持。

## 1 复杂裂缝网络物理模型

### 1.1 物理模型建立

为模拟水平井的大型多段压裂情况(图1),沿着水平井井筒建立了裂缝网络物理模型(图2)。考虑到大型压裂改造后,近井地层物性会发生变化,如流体粘度和渗透率发生改变,建立了储层非均质模型:①近井

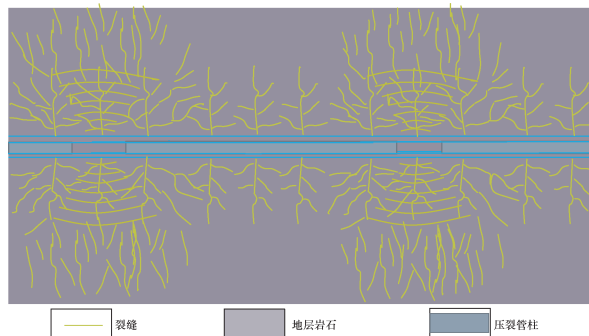


图1 非均质缝网及储层特征的水平井大型压裂示意图<sup>[15]</sup>

Fig. 1 Schematic diagram showing massive fracturing of a horizontal well with nonhomogeneous fracture networks and reservoir properties<sup>[15]</sup>

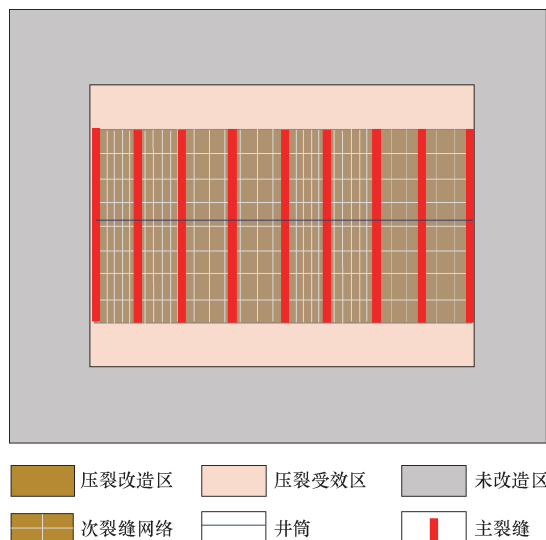


图2 水平井裂缝网络系统物理模型

Fig. 2 Physical model of horizontal wells with complex fracture networks



区域为渗透率较高的压裂改造区,含主裂缝和次级裂缝网络;②远井区域为渗透率较低的压裂受效区,不含裂缝网络;③未受压裂影响的原始储层,反映原始地层的渗透率、孔隙度等参数区域。同时,考虑到地质和工程因素影响,裂缝发育程度沿着井筒是非均匀的,建立裂缝网络的非均质模型。

## 1.2 模型假设条件

物理模型的基本假设条件如下:

- 1) 地层为上下封闭、均质、水平无限大;
- 2) 初始油藏压力假设为  $p_i$ , 渗透率假设为  $K$ , 储层厚度假设为  $h$ , 孔隙度为  $\Phi$ ;
- 3) 裂缝贯穿整个地层, 忽略裂缝两端流动, 裂缝网络为有限导流;
- 4) 微可压缩流体作等温、单相、达西渗流, 并忽略流体垂向流动;
- 5) 油藏基质流体仅流向裂缝, 不考虑储层流体向井筒供给;
- 6) 裂缝网络沿着井筒是非均匀的, 相邻裂缝间裂缝网络视为均匀分布, 并利用双孔介质模型表征;
- 7) 裂缝网络水平井以定产量  $q_{sc}$  进行生产。

## 2 复杂裂缝网络试井数学模型

### 2.1 试井数学模型建立

根据水平井裂缝网络系统物理模型, 储层流体的

流动方式由远及近包括: 原始储层的流体流动、压裂受效区的流体流动、压裂改造区基质和次裂缝网络的流体流动及主裂缝的流体流动。由于致密油藏原始储层渗透率极低, 原始储层流体向压裂受效区的流动视作弱补给, 利用混合边界考虑 (图3)<sup>[16]</sup>。基于 Brown 和陈志明等的三线性流解析模型<sup>[14,17]</sup>, 建立考虑弱补给效应下的非均质缝网及储层试井数学模型。

考虑到裂缝网络的非均匀特征, 利用缝网离散的思路建立相应试井模型。假设主裂缝条数总数为  $n$ , 针对主裂缝  $j$ , 以其四分之一为研究对象, 次裂缝网络的储容比和窜流系数分别为  $\omega_j, \lambda_j$ ; 主裂缝半长和导流能力分别为  $y_{Fj}, (K_F w_F)_{j_0}$ 。以此为基础, 建立原始储层流体流动方程、压裂受效区流体流动方程、压裂改造区基质流体流动方程、压裂改造区次裂缝网络流体流动方程、主裂缝流体流动方程以及生产条件方程。

#### 1) 原始储层流体流动方程

利用压降损失模型表征原始储层向压裂受效区的弱补给效应, 即原始储层与压裂受效区交界面处压力变化可表达为:

$$p_2|_{y=y_e} = \left[ p_3 - S_{fs} \frac{\partial p_3}{\partial y} \right]_{y=y_e} \quad (1)$$

式中:  $S_{fs}$  为补给表皮因子。基于渗透率的非均质变化, 原始储层与压裂受效区交界面处流量变化可为:

$$\left. \frac{\partial p_3}{\partial y} \right|_{y=y_e} = \frac{(K/\mu)_2}{(K/\mu)_3} \left. \frac{\partial p_2}{\partial y} \right|_{y=y_e} \quad (2)$$

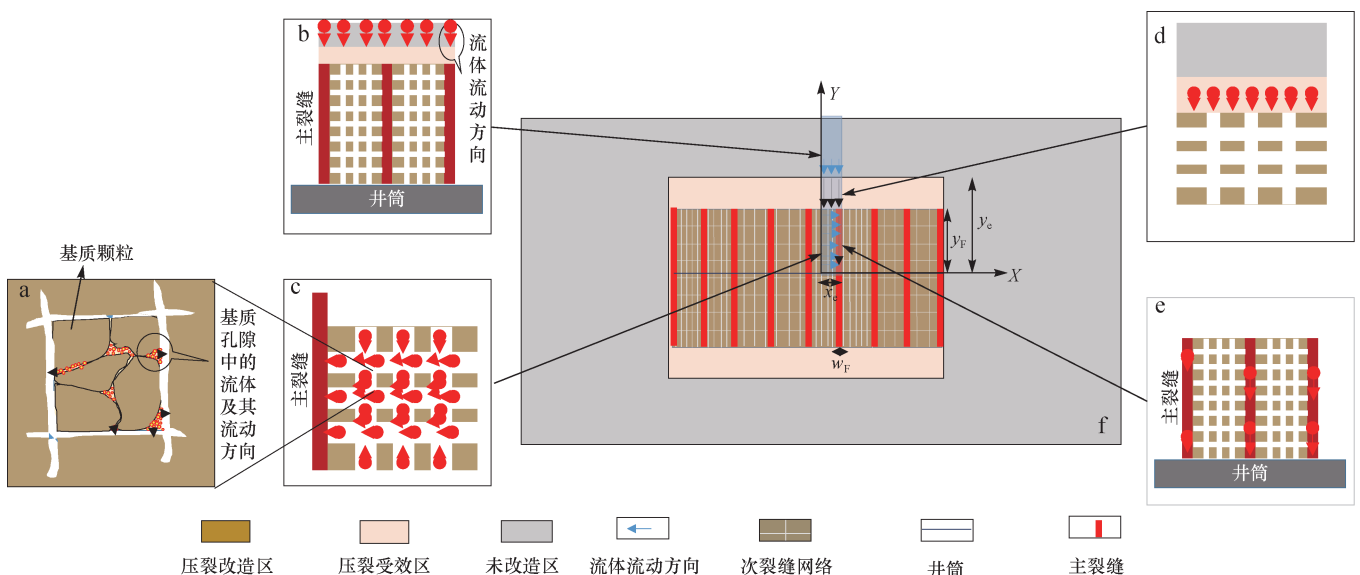


图3 考虑弱补给效应下的非均质缝网及储层流动示意图

Fig.3 Schematic diagram showing the flow modes for nonhomogeneous reservoirs with fracture networks under weak fluid supply

- a. 基质的流体窜流; b. 原始储层的补给效应; c. 次裂缝网络的流体渗流; d. 压裂受效区流体渗流;  
e. 主裂缝的流体; f. 水平井裂缝网络系统物理模型

将公式(2)代入公式(1)可得

$$p_2|_{y=y_e} + S_{is} \gamma_e \frac{(K/\mu)_2}{(K/\mu)_3} \frac{\partial p_2}{\partial y} \Big|_{y=y_e} = p_3|_{y=y_e} \quad (3)$$

式中:  $p_2$  为压裂受效区压力;  $p_3$  为原始储层压力, 即为  $p_i$ 。因此, 公式(3)可进一步表示为:

$$p_2|_{y=y_e} + \beta \frac{\partial p_2}{\partial y} \Big|_{y=y_e} = p_i \quad (4)$$

式中:

$$\beta = S_{is} \gamma_e \frac{(K/\mu)_2}{(K/\mu)_3} \quad (5)$$

## 2) 压裂受效区流体流动方程

在渗流过程中, 压裂受效区流体满足连续性方程:

$$-\nabla(\rho v_2) = \frac{\partial(\rho \Phi)}{\partial t} \quad (6)$$

其中, 运动方程为<sup>[12]</sup>:

$$v_2 = -\frac{3.6K}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial y} \quad (7)$$

利用渗透率指数模型表征储层应力敏感效应:

$$\gamma = \frac{1}{K} \frac{dK}{dp} \quad (8)$$

通过积分可得:

$$K = K_2 e^{-\gamma(p_i - p)} \quad (9)$$

将公式(7)和公式(9)代入公式(6), 结合岩石状态方程可得:

$$e^{-\alpha(p_i - p_2)} \left[ \frac{\partial^2 p_2}{\partial^2 y} + \gamma \left( \frac{\partial p_2}{\partial y} \right)^2 \right] = \frac{(\mu C_t \Phi)_2}{3.6K_2} \frac{\partial p_2}{\partial t} \quad (10)$$

内边界条件为:

$$p_2|_{y=y_{Fj}} = p_{\Pi}|_{y=y_{Fj}} \quad (11)$$

式中:  $p_{\Pi}$  为压裂改造区次裂缝网络系统的压力。压裂受效区外边界条件即为其与原始储层交界面处的条件方程:

$$p_2|_{y=y_e} + \beta \frac{\partial p_2}{\partial y} \Big|_{y=y_e} = p_i \quad (12)$$

初始条件为:

$$p_2|_{t=0} = p_i \quad (13)$$

## 3) 压裂改造区基质流体流动方程

考虑到基质渗透率极低, 忽略基质内部的渗流过程, 仅考虑基质表面与次裂缝网络间的质量交换。利用 Warren 和 Root 模型<sup>[18]</sup>, 可得到基质的流动方程:

$$-\frac{(\Phi C_t)_m}{3.6} \frac{\partial p_m}{\partial t} + q_m = 0 \quad (14)$$

将基质与次裂缝网络间的质量交换表征为拟稳态流动<sup>[13]</sup>, 可得:

$$q_m = \frac{\alpha K_m}{\mu} (p_m - p_{\Pi}) \quad (15)$$

式中:  $p_m$  为压裂改造区基质系统的压力。

## 4) 压裂改造区次裂缝网络流体流动方程

在渗流过程中, 考虑到压裂改造区基质与次裂缝网络的质量交换和压裂受效区的流体流入, 压裂改造区的次裂缝网络流体流动满足方程:

$$-\nabla(\rho v_{\Pi}) = \rho q_1 + \rho q_m + \frac{\partial(\rho \Phi)_{\Pi}}{\partial t} \quad (16)$$

同样, 类似公式(7)~(9)的推导方式, 可得次裂缝网络流体满足方程:

$$e^{-\alpha(p_i - p_{\Pi})} \left[ \frac{\partial^2 p_{\Pi}}{\partial^2 x} + \gamma \left( \frac{\partial p_{\Pi}}{\partial x} \right)^2 \right] + q_1 = q_m + \omega_j \frac{(\mu \Phi C_t)_1}{3.6K_1} \frac{\partial p_{\Pi}}{\partial t} \quad (17)$$

其中:

$$q_1 = \frac{3.6K_2 e^{-\gamma(p_i - p_2)}}{y_{Fj} \mu} \frac{\partial p_2}{\partial y} \Big|_{y=y_{Fj}} \quad (18)$$

$$q_m = \frac{\alpha K_m}{\mu} (p_m - p_{\Pi}) \quad (19)$$

内外边界的控制条件为:

$$\frac{\partial p_{\Pi}}{\partial y} \Big|_{x=x_e} = 0, \quad p_{\Pi} \Big|_{x=w_{Fj}/2} = p_F \Big|_{x=w_{Fj}/2} \quad (20)$$

初始条件为:

$$p_{\Pi} \Big|_{t=0} = p_i \quad (21)$$

## 5) 主裂缝流体流动方程

在渗流过程中, 主裂缝流体满足连续性方程:

$$-\nabla(\rho v_F) = \rho q_2 + \frac{\partial(\rho \Phi)_F}{\partial t} \quad (22)$$

式中:

$$q_2 = -\frac{7.2k_{\Pi} e^{-\gamma(p_i - p_{\Pi})}}{w_{Fj} \mu} \frac{\partial p_{\Pi}}{\partial x} \quad (23)$$

同样, 类似公式(7)~(9)的推导方式, 可得主裂缝流体满足方程:

$$e^{-\gamma(p_i - p_F)} \left[ \gamma \left( \frac{\partial p_F}{\partial y} \right)^2 + \frac{\partial p_F^2}{\partial y^2} \right] + \frac{2K_{\Pi} e^{-\gamma(p_i - p_{\Pi})}}{K_{Fj} w_{Fj}} \frac{\partial p_{\Pi}}{\partial x} \Big|_{x=w_{Fj}/2} = \frac{(\mu C_t \Phi)_F}{3.6K_{Fj}} \frac{\partial p_F}{\partial t} \quad (24)$$

内外边界的控制条件为:

$$\frac{86.4K_{Fj} w_{Fj} h e^{-\gamma(p_i - p_F)}}{\mu} \frac{\partial p_F}{\partial y} \Big|_{y \rightarrow 0} = \frac{Bq_{wj}}{4}, \quad \frac{\partial p_F}{\partial y} \Big|_{y=y_{Fj}} = 0 \quad (25)$$

初始条件为:

$$p \Big|_{t=0} = p_i \quad (26)$$

式中:  $p_F$  为主裂缝压力;  $q_{wj}$  为主裂缝  $j$  流量。

## 6) 生产条件方程

考虑到裂缝网络水平井以定产量进行生产,得到生产条件方程:

$$\sum_{j=1}^n q_{wj} = q_{sc}, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (27)$$

## 2.2 试井数学模型求解

由上文可得,裂缝网络压裂水平的试井数学模型由公式(4),(10)—(15),(17)—(21),(24)—(27)组成,为便于方程求解,先利用无因次变量简化模型后得无量纲数学模型。无因次变量为:

## 1) 无因次距离:

$$\begin{aligned} x_D &= \frac{x}{y_F}, \quad x_{wD} = \frac{x_w}{y_F}, \quad r_{mD} = \frac{r_m}{R_m}, \\ y_D &= \frac{y}{y_F}, \quad w_{FD} = \frac{w_F}{y_F} \end{aligned} \quad (28)$$

## 2) 无因次时间、流量和压力:

$$\begin{aligned} t_D &= \frac{3.6K_{\Pi}t}{\mu[(\Phi C_t)_{\Pi} + (\Phi C_t)_m]y_F^2}, \quad q_D = \frac{q}{q_{sc}} \\ p_D &= \frac{K_{\Pi}h}{1.842 \times 10^{-3}\mu q_{sc}B}(p_i - p), \\ p_{2,3D} &= \frac{K_{\Pi}h}{1.842 \times 10^{-3}\mu q_{sc}B}(p_i - p_{2,3}) \\ p_{mD} &= \frac{K_{\Pi}h}{1.842 \times 10^{-3}\mu q_{sc}B}(p_i - p_m), \\ p_{\Pi D} &= \frac{K_{\Pi}h}{1.842 \times 10^{-3}\mu q_{sc}B}(p_i - p_{\Pi}) \end{aligned} \quad (29)$$

## 3) 改造区基质窜流系数和次裂缝网络储容比:

$$\omega = \frac{(\Phi C_t)_f}{(\Phi C_t)_f + (\Phi C_t)_m}, \quad \lambda = \alpha y_F^2 \frac{K_m}{K_{\Pi}} \quad (30)$$

## 4) 无因次裂缝导流能力和内区导流能力:

$$C_{FD} = \frac{K_F w_F}{K_{\Pi} y_F}, \quad R_{CD} = \frac{K_{\Pi} y_F}{K_2 x_e} \quad (31)$$

## 5) 无因次裂缝扩散比和外区扩散比:

$$\kappa_{FD} = \frac{(K/\mu\Phi C_t)_F}{(K/\mu\Phi C_t)_{\Pi}}, \quad \kappa_{2D} = \frac{(K/\mu\Phi C_t)_2}{(K/\mu\Phi C_t)_{\Pi}} \quad (32)$$

## 6) 无因次应力敏感系数和补给阻力系数:

$$\gamma_D = \frac{1.842 \times 10^{-3} q_{sc} \mu B}{K_{\Pi} h} \gamma, \quad \beta_D = y_{eD} S_{fs} \frac{(K/\mu)_2}{(K/\mu)_3} \quad (33)$$

利用无因次变量,简化试井数学模型公式(4),(10)—(15),(17)—(21),(24)—(27)后得:

## 1) 原始储层和压裂受效区方程

$$\begin{cases} e^{-\alpha_D m_{2D}} \left[ \frac{\partial^2 p_{2D}}{\partial y_D^2} - \gamma_D \left( \frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D} \right)^2 \right] = \frac{\partial p_{2D}}{\partial t_D} \\ p_{2D} \big|_{t_D=0} = 0 \\ p_{2D} \big|_{y_D=y_{eD}} + \beta_D \frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D} \big|_{y_D=y_{eD}} = 0 \\ p_{2D} \big|_{y_D=y_{FDj}} = p_{\Pi D} \big|_{y_D=y_{FDj}} \end{cases} \quad (34)$$

## 2) 压裂改造区基质方程

$$\lambda_j(p_{\Pi D} - p_{mD}) = (1 - \omega_j) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} \quad (35)$$

## 3) 压裂改造区次裂缝网络方程

$$\begin{cases} e^{-\gamma_D p_{\Pi D}} \left[ \frac{\partial^2 p_{\Pi D}}{\partial x_D^2} - \gamma_D \left( \frac{\partial p_{\Pi D}}{\partial x_D} \right)^2 \right] + \frac{e^{-\gamma_D p_{2D}}}{x_{eD} R_{CD}} \frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D} \bigg|_{y_D=y_{FDj}} = \\ \lambda_j(p_{\Pi D} - p_{mD}) + \omega_j \frac{\partial p_{\Pi D}}{\partial t_D} \\ p_{\Pi D} \big|_{t_D=0} = 0 \\ \frac{\partial p_{\Pi D}}{\partial x_D} \bigg|_{x_D=x_{eD}} = 0 \\ p_{\Pi D} \big|_{x_D=w_{FDj}/2} = p_{FD} \big|_{x_D=w_{FDj}/2} \end{cases} \quad (36)$$

## 4) 主裂缝方程

$$\begin{cases} e^{-\gamma_D p_{FD}} \left[ \frac{\partial^2 p_{FD}}{\partial y_D^2} - \gamma_D \left( \frac{\partial p_{FD}}{\partial y_D} \right)^2 \right] + e^{-\gamma_D p_{\Pi D}} \frac{2}{C_{FD}} \frac{\partial p_{\Pi D}}{\partial x_D} \bigg|_{x_D=w_{FDj}/2} = \\ \frac{1}{\kappa_{FDj}} \frac{\partial p_{FD}}{\partial t_D} \\ p_{FD} \big|_{t_D=0} = 0 \\ \frac{\partial p_{FD}}{\partial y_D} \bigg|_{y_D=y_{FDj}} = 0 \\ e^{-\gamma_D p_{FD}} \frac{\partial p_{FD}}{\partial y_D} \bigg|_{y_D=0} = -\frac{\pi q_{wDj}}{C_{FDj}} \end{cases} \quad (37)$$

## 5) 生产条件方程

$$\sum_{j=1}^n q_{wDj} = 1 \quad (38)$$

考虑到应力敏感造成的方程非线性,利用 Pedrosa 摄动变换方法<sup>[19]</sup>对无量纲试井数学模型进行线性化。首先,引入摄动变换方程为<sup>[19]</sup>:

$$p_D = -\frac{1}{\gamma_D} \ln(1 - \gamma_D \xi_D) \quad (39)$$

将公式(39)代入无量纲试井数学模型后,利用零阶方程解可得到线性化后的试井数学模型。然后,利用 Laplace 变换方法对线性化后的试井数学模型进行求解,联立模型可得到井底压力解为:

$$\bar{\xi}_{\text{wD}} = \frac{\pi \bar{q}_{\text{wDj}}}{C_{\text{FDj}} s \sqrt{f_{\text{F}}(s)} \tanh[\sqrt{f_{\text{F}}(s)}]} \quad (40)$$

其中:

$$\begin{cases} f_{\text{F}}(s) = \frac{2}{C_{\text{FDj}}} \sqrt{f_1(s)} \tanh[\sqrt{f_1(s)}(x_{\text{eD}} - w_{\text{FDj}}/2)] + \frac{s}{\kappa_{\text{FDj}}} \\ f_1(s) = \frac{\sqrt{s/\kappa_{2\text{D}}} e^{\sqrt{s/\kappa_{2\text{D}}}(y_{\text{eD}} - y_{\text{FDj}})} - A e^{-\sqrt{s/\kappa_{2\text{D}}}(y_{\text{eD}} - y_{\text{FDj}})}}{R_{\text{CD}} x_{\text{eD}} e^{\sqrt{s/\kappa_{2\text{D}}}(y_{\text{eD}} - y_{\text{FDj}})} + A e^{-\sqrt{s/\kappa_{2\text{D}}}(y_{\text{eD}} - y_{\text{FDj}})}} + \\ s \frac{\omega_j s(1 - \omega_j) + \lambda_j}{s(1 - \omega_j) + \lambda_j} \\ A = \frac{\beta_{\text{D}} \sqrt{s/\kappa_{2\text{D}}} - 1}{\beta_{\text{D}} \sqrt{s/\kappa_{2\text{D}}} + 1} \end{cases} \quad (41)$$

利用 Van Everdingen 等<sup>[20]</sup>提出的叠加原理公式,考虑表皮效应和井筒储集效应下的井筒压力表达式如公式(42)。利用 Stehfest 数值反演算法<sup>[21]</sup>,对井筒压力解进行 Laplace 逆变换,得到实空间压力解。然后,利用公式(39)可得到考虑渗透率应力敏感条件下的井底压力解。

$$\bar{\xi}_{\text{wD}}(s, S, C_{\text{D}}) = \frac{S + s \bar{\xi}_{\text{wD}}}{s + C_{\text{D}} s^2 (s \bar{\xi}_{\text{wD}} + S)} \quad (42)$$

### 3 复杂裂缝网络试井模型结果

#### 3.1 试井数学模型验证

为验证模型的可靠性,利用商业试井软件 KAPPA<sup>[22]</sup>中三线性流模型进行验证。首先,建立复杂缝网水平井模型,模型中储层初始压力为 30 MPa,厚度为 10 m,孔隙度为 0.1,水平井裂缝条数为 30,其他参数见表 1。考虑到三线性流模型不能考虑非均匀裂缝和弱补给效应,将新建模型进行简化,令  $\beta_{\text{D}} \rightarrow \infty$ 。从图 4 可看出,文中模型计算结果与商业试井软件 KAPPA<sup>[15]</sup>结果基本吻合。

#### 3.2 试井数学模型特征

基于上述模型,考虑原始储层的补给效应,对试井数学模型特征进行分析。由图 5a 中可看出,复杂缝网压裂水平井的井底压力特征曲线可分为 7 个阶段,包括:井筒储集和表皮效应、主裂缝双线性流、压裂改造区缝网系统中线性流、压裂改造区基质向缝网系统的流体窜流<sup>[23]</sup>、压裂受效区线性流、压裂受效区边界控制流和原始储层向压裂受效区的弱补给效应。其中,基质向缝网系统的流体窜流阶段,压裂导数曲线出现下凹;压裂受效区线性流阶段,压力导数曲线出现 1/2

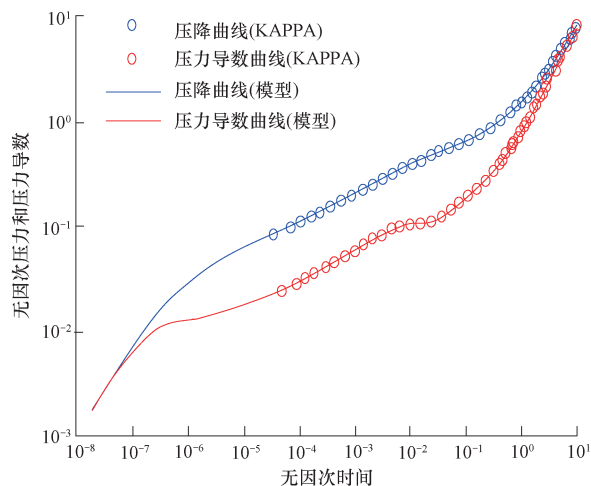


图 4 复杂缝网水平井试井数学模型可靠性验证

Fig. 4 Verification on the reliability of well test model for horizontal wells with fracture networks

表 1 试井数学模型验证的基本参数

Table 1 Basic parameters of well test model

| 储层类型  | 参数                                               | 数值    |
|-------|--------------------------------------------------|-------|
| 原始储层  | 初始压力/MPa                                         | 30    |
|       | 厚度/m                                             | 10    |
|       | 孔隙度/%                                            | 10    |
|       | 综合压缩系数/ $\text{MPa}^{-1}$                        | 0.001 |
| 主裂缝   | 裂缝间距/m                                           | 200   |
|       | 裂缝数目/条                                           | 30    |
|       | 裂缝半长/m                                           | 100   |
|       | 裂缝导流能力/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m})$ | 1.2   |
| 压裂改造区 | 改造区渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$                | 1     |
|       | 次裂缝网络储容比                                         | 0.2   |
|       | 基质窜流系数                                           | 10    |
| 压裂受效区 | 半径/m                                             | 200   |
|       | 孔隙度/%                                            | 10    |

斜率段;压裂受效区边界流阶段,压力导数曲线出现 1 斜率段;弱补给效应阶段,压力导数曲线下掉。这些模型特征可为缝网系统评价提供依据。

进一步对模型特征进行敏感性分析,分析主裂缝参数、次裂缝网络参数、渗透率应力敏感系数和补给阻力系数对试井曲线特征的影响。经过敏感性分析发现,主裂缝半长和导流能力主要影响裂缝双线性流和压裂改造区线性流阶段,随着主裂缝半长增大和导流能力下降,双线性流阶段时间越短,甚至会被掩盖。压裂改造区的次裂缝网络储容比及基质窜流系数主要影响下凹的深度和出现时间,反映基质向次裂缝网路的供油能力和速度。渗透率应力敏感系数和补给阻力系

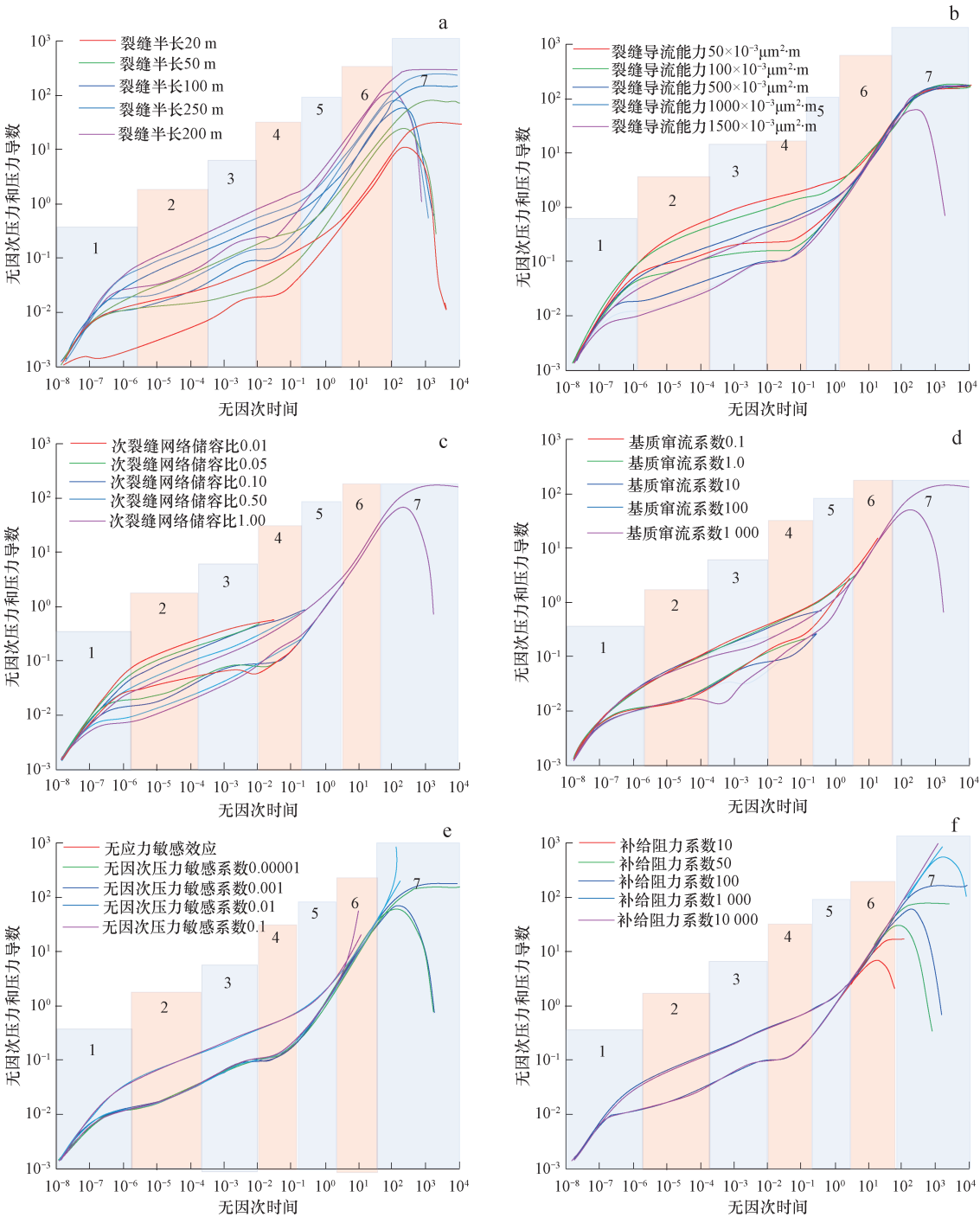


图 5 不同缝网系统参数下试井模型理论双对数特征曲线

Fig. 5 Log-log plot showing the impacts of different parameters on the pressure transient behaviors of horizontal wells with fracture networks  
a. 不同裂缝长度; b. 不同裂缝导流能力; c. 不同缝网储容比; d. 不同窜流系数; e. 不同敏感性系数; f. 不同补给因子  
1. 井筒储集和表皮效应; 2. 双线性流; 3. 压裂改造区线性流; 4. 流体窜流; 5. 压裂受效区线性流; 6. 边界控制流; 7. 弱补给效应

数对曲线后期影响明显,应力敏感系数越大,压降损失越大,曲线越往上翘。补给阻力系数越大,原始储层流体补给能力越差,越接近与封闭边界特征。因此,不同的改造效果和储层物性下,复杂缝网压裂水平井的试井曲线特征不同,这为通过压裂水平井试井资料评价缝网系统提供了理论基础。

4 实例应用

选取准噶尔盆地吉木萨尔地区一口致密油大型压裂水平井 JHW,利用建立的缝网系统评价方法开展实例应用分析。JHW 井是准噶尔盆地东部地区构造



区域中芦草沟组上甜点体中一口井,位于吉木萨尔凹陷致密油层富集区 JH 井区(图 6),上甜点体储层孔隙度 6.09%~25.79%,平均为 10.99%,渗透率  $(0.001 \sim 0.284) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均为  $0.012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,渗透率小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  样品占比 90.9%,该油藏属典型的致密油储层<sup>[24-27]</sup>。目的层储层温度为 82℃,原始地层压力约为 37.6 MPa。该井于 2016 年 11 月 4 日在完钻,完钻井斜深 4 145.00 m,完钻水平段长 1 237.00 m。于 2017 年 5 月 31 日至 6 月 10 日,JHW 井进行了多段多簇体积压裂。共压裂 27 段,平均段间距为 43.7 m,27 段中第 1 段射孔 1 簇 3.0 m,第 2—27 段射孔 3 簇,每簇 1.0 m,总射孔簇数为 79。共注入压裂液为 37 547.9 m<sup>3</sup>,总加砂量为 2 475 m<sup>3</sup>。平均每段注入压裂液为 1 390.7 m<sup>3</sup>,加砂为 91.9 m<sup>3</sup>。井口破裂压力平均为 67.5 MPa,停泵压力平均为 40.2

MPa。在压裂过程中,通过分析微地震数据发现沿着井筒方向分布着复杂裂缝网络。

#### 4.1 试井曲线拟合

由前文可知,通过压裂水平井的试井资料,可对裂缝网络系统进行评价。因此,为了评价 JHW 压裂水平井的裂缝网络系统,利用文中建立的复杂裂缝网络试井数学模型对 JHW 井试井测试数据进行试井曲线拟合分析评价,利用不断调参的方法,获得最佳的缝网系统拟合参数。图 7 为 JHW 压裂水平井的试井曲线拟合分析图,表 2 为 JHW 压裂水平井储层、井筒和缝网系统参数评价表。

#### 4.2 试井曲线拟合结果验证

利用所评价的储层和复杂缝网参数结果进行压力

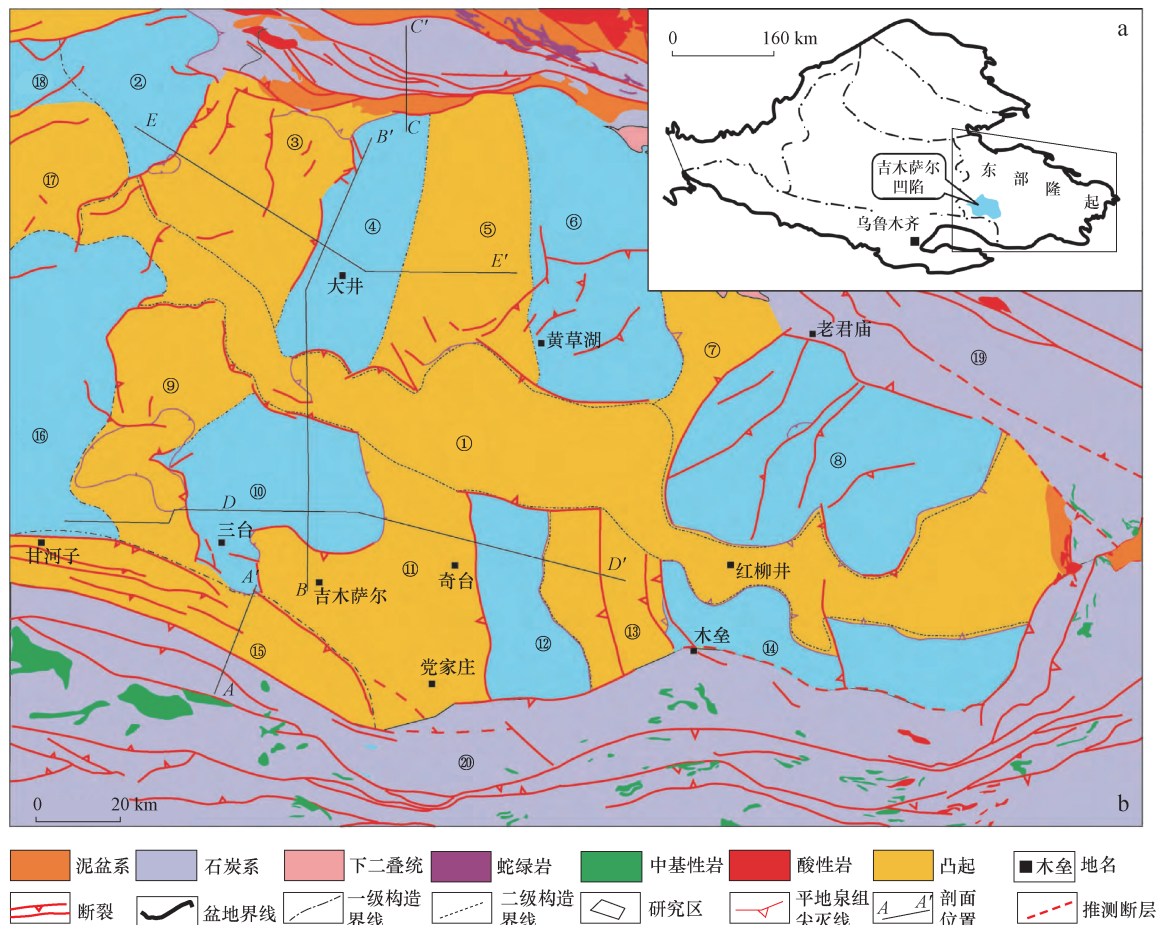


图 6 准噶尔盆地东部地区构造区域<sup>[28]</sup>

Fig. 6 Tectonic zones in the eastern part of the Junggar Basin<sup>[28]</sup>

a. 吉木萨尔凹陷位置; b. 盆地东部地区构造

① 沙奇凸起; ② 五彩湾凹陷; ③ 帐北断褶带; ④ 石数沟凹陷; ⑤ 黄草湖凸起; ⑥ 石钱滩凹陷; ⑦ 黑山凹陷; ⑧ 梧桐窝子凹陷; ⑨ 北三台凸起; ⑩ 吉木萨尔凹陷; ⑪ 古西凸起; ⑫ 古城凹陷; ⑬ 古东凸起; ⑭ 木垒凹陷; ⑮ 南缘山前断褶带; ⑯ 阜康凹陷; ⑰ 白家海子凹陷; ⑱ 东道海子凹陷; ⑲ 克拉美丽造山带; ⑳ 博格达构造带

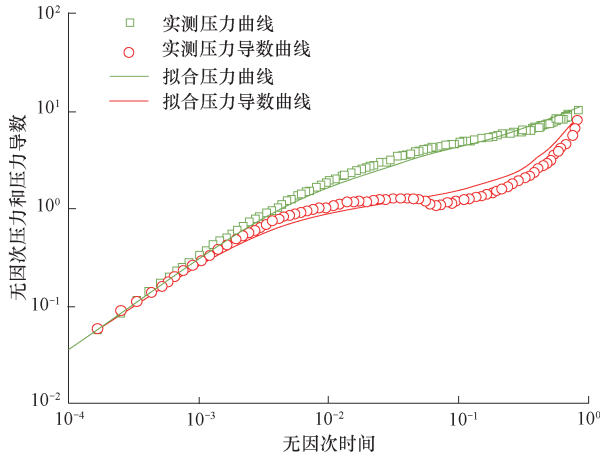


图 7 准噶尔盆地吉木萨尔地区 JHW 井试井曲线拟合分析曲线

Fig. 7 Fitting curves of testing in Well JHW in the Jimusar area in the Junggar Basin

表 2 准噶尔盆地吉木萨尔地区 JHW 压裂水平井储层和缝网系统参数

Table 2 Parameters of fractured networks and reservoirs in Well JHW of the Jimusar area in the Junggar Basin

| 储层类型  | 参数                                            | 数值                                                |
|-------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 原始储层  | 初始压力/MPa                                      | 40.03                                             |
|       | 厚度/m                                          | 10.1                                              |
|       | 孔隙度/%                                         | 11                                                |
|       | 渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )       | 0.013                                             |
|       | 综合压缩系数/MPa <sup>-1</sup>                      | 0.001 02                                          |
|       | 无因次应力敏感系数                                     | 5.0 × 10 <sup>-5</sup>                            |
|       | 无因次补给阻力系数                                     | 57.4                                              |
| 主裂缝   | 裂缝间距/m                                        | 15.66                                             |
|       | 裂缝数目/条                                        | 79                                                |
|       | 裂缝半长/m                                        | 135                                               |
| 压裂改造区 | 裂缝导流能力/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> · m) | 118.87                                            |
|       | 改造区渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )    | 100.8                                             |
|       | 非均匀次裂缝网络储容比/%                                 | 6.30 ~ 17.99                                      |
|       | 平均次裂缝网络储容比/%                                  | 11.58                                             |
|       | 非均匀基质窜流系数                                     | 1.93 × 10 <sup>-2</sup> ~ 5.54 × 10 <sup>-2</sup> |
| 压裂受效区 | 平均基质窜流系数                                      | 3.74 × 10 <sup>-2</sup>                           |
|       | 受效区半宽/m                                       | 335.54                                            |
|       | 受效区渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )    | 1.71                                              |

和产量耦合分析,以检验 JHW 井结果的可靠性。图 8 中理论曲线和实际曲线对比结果表明,曲线吻合程度较高,证明了 JHW 压裂水平井缝网系统参数评价较可靠。

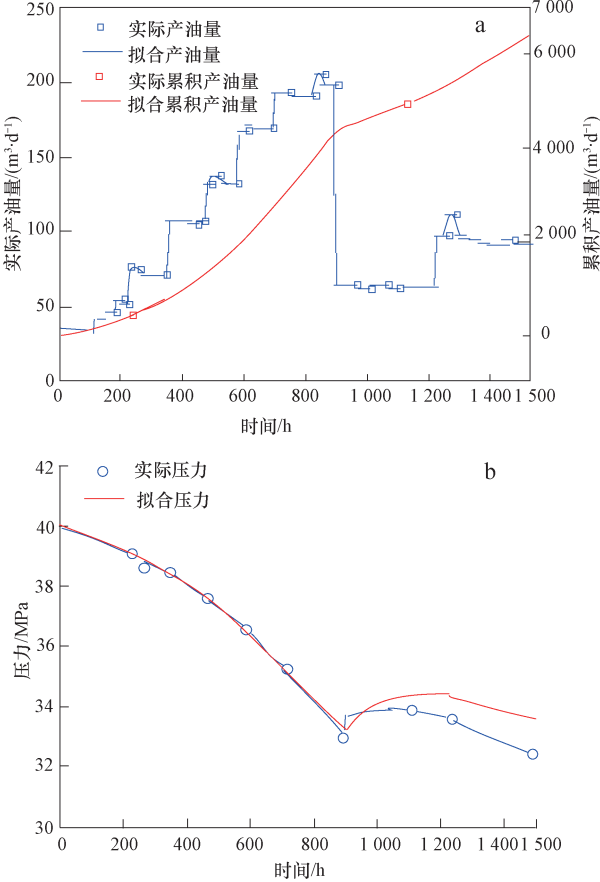


图 8 准噶尔盆地吉木萨尔地区 JHW 压裂水平井缝网系统参数评价验证

Fig. 8 Evaluation of fracture-network parameters along fractured horizontal Well JHW in Jimusar area of the Junggar Basin

a. 日产油量和累积产油量拟合;b. 压力拟合

4.3 裂缝网络系统评价

裂缝网络系统评价结果表明,经过大型压裂改造后,JHW 井附近形成了主裂缝和压裂改造区,分布在水平井两翼,压裂改造区半宽为 335.54 m。压裂改造区由基质和次裂缝网络构成,类似于双重孔隙介质,次裂缝网起流体渗流通道作用,基质起流体供给作用。次裂缝网络储容比为 6.30% ~ 17.99%,压裂改造区渗透率为 100.8 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。主裂缝为有限导流两翼缝,裂缝半长为 135 m,导流能力为 118.87 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> · m。

5 结论

1) 推导了含原始储层、压裂受效区和压裂改造区主裂缝及次裂缝网络的试井数学模型,考虑了非均匀缝网和弱补给等复杂因素。文中试井数学模型结果与商业试井软件结果基本吻合,可靠性得到验证。

2) 复杂缝网压裂水平井的井底压力特征曲线可分为7个阶段,包括:井筒储集和表皮效应、主裂缝双线性流、压裂改造区缝网系统中线性流、压裂改造区基质向缝网系统的流体窜流、压裂受效区线性流、压裂受效区边界控制流和原始储层向压裂受效区的弱补给效应。

3) 主裂缝半长和导流能力主要影响裂缝双线性流和压裂改造区线性流阶段。压裂改造区的次裂缝网络储容比及基质窜流系数主要影响下凹的深度和出现时间,反映基质向次裂缝网路的供油能力和速度。渗透率应力敏感系数和补给阻力系数对曲线后期影响明显,补给阻力系数越大,原始储层流体补给能力越差,越接近与封闭边界特征,为通过井底压力特征评价缝网系统提供了理论基础。

4) 裂缝网络系统评价结果表明,经过大型压裂改造后,JHW井附近形成了主裂缝和压裂改造区,分布在水平井两翼,压裂改造区半宽为335.54 m。次裂缝网络储容比为6.09%~17.99%,压裂改造区渗透率为 $100.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。主裂缝为有限导流两翼缝,裂缝半长为135 m,导流能力为 $118.87 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 。

### 符号说明

$B$ —流体体积系数, $\text{m}^3/\text{m}^3$ ;  
 $C_t$ —综合压缩系数, $\text{MPa}^{-1}$ ;  
 $C_{\text{FD}}$ —主裂缝的导流能力,无因次;  
 $R_{\text{CD}}$ —压裂改造区的导流能力,无因次;  
 $h$ —厚度,m;  
 $K_{\text{n}}$ —压裂改造区次裂缝网络渗透率, $\mu\text{m}^2$  (fl 为压裂改造区次裂缝网络系统参数);  
 $K_{\text{m}}$ —基质渗透率, $\mu\text{m}^2$  (m 为基质系统参数);  
 $K_2$ —压裂受效区渗透率, $\mu\text{m}^2$ ;  
 $K_3$ —原始储层区渗透率, $\mu\text{m}^2$ ;  
 $K_{\text{F}}$ —主裂缝渗透率, $\mu\text{m}^2$  (F 为主裂缝压力系统参数);  
 $K_{\text{F}} w_{\text{F}}$ —主裂缝导流能力, $\mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ ;  
 $n$ —主裂缝数目,无因次;  
 $p_{\text{n}}$ —压裂改造区次裂缝网络压力,MPa;  
 $p_{\text{m}}$ —基质压力,MPa;  
 $p_2$ —压裂受效区压力,MPa;  
 $p_3$ —原始储层区压力,MPa;  
 $p_{\text{F}}$ —主裂缝压力,MPa;  
 $p_{\text{i}}$ —初始地层压力,MPa;  
 $q_{\text{w}}$ —压裂水平井产量, $\text{m}^3/\text{d}$ ;  
 $S$ —表皮系数,无因次;

$t$ —压裂水平井生产时间,h;  
 $w_{\text{F}}$ —主裂缝宽度,m;  
 $y_{\text{e}}$ —压裂受效区半宽,m;  
 $y_{\text{F}}$ —主裂缝半长,m;  
 $\alpha$ —形状因子, $\text{m}^{-2}$ ;  
 $\gamma$ —应力敏感系数, $\text{MPa}^{-1}$ ;  
 $\beta$ —补给阻力系数,m;  
 $\kappa_{\text{FD}}$ —主裂缝的扩散比,无因次;  
 $\kappa_{2\text{D}}$ —压裂受效区的扩散比,无因次;  
 $\mu$ —流体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  
 $\Phi$ —孔隙度,%;  
 $\omega$ —压裂改造区次裂缝网络储容比,无因次;  
 $\lambda$ —基质窜流系数,无因次。

### 参考文献

- [1] 牛小兵,冯胜斌,尤源,等. 致密储层体积压裂作用范围及裂缝分布模式——基于压裂后实际取心资料[J]. 石油与天然气地质, 2019,40(3):669-677.  
Niu Xiaobing, Feng Shengbin, You Yuan, et al. Fracture extension and distribution pattern of volume fracturing in tight reservoir: An analysis based on actual coring data after fracturing[J]. Oil & Gas Geology, 2019,40(3):669-677.
- [2] 杜世涛,田继军,李沼鹤,等. 准噶尔盆地二叠系页岩气储层特征及潜力区优选[J]. 特种油气藏, 2018,25(2):49-55.  
Du Shitao, Tian Jijun, Li Zhaohui, et al. Permian shale gas reservoir characterization and favorable area identification in Junggar Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018,25(2):49-55.
- [3] Fisher M K, Wright C A, Davidson B M, et al. Integrating fracture-mapping technologies to improve stimulations in the barnett shale [C]//Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA:2002.
- [4] Mayerhofer M J, Lolon E, Warpinski N R, et al. What is stimulated rock volume? [C]//Society of Petroleum Engineers. SPE Shale Gas Production Conference. Fort Worth, Texas, USA:2008.
- [5] 王欢,廖新维,赵晓亮,等. 非常规油气藏储层体积改造模拟技术研究进展[J]. 特种油气藏, 2014,21(2):8-15,151.  
Wang Huan, Liao Xinwei, Zhao Xiaoliang, et al. Progress in simulation of SRV stimulation in unconventional reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2014,21(2):8-15,151.
- [6] Cipolla C L, Lolon E P, Erdle J C, et al. Modeling well performance in shale-gas reservoirs[J]. SPE Journal, 2010,13(4):638-653.
- [7] Harikesavanallur A K, Deimbacher F, Crick M V, et al. Volumetric fracture modeling approach (VFMA): Incorporating microseismic data in the simulation of shale gas reservoirs[C]//Society of Petroleum Engineers:2010.
- [8] Suliman B, Meek R, Hull R, et al. Variable stimulated reservoir volume (SRV) simulation: Eagle ford shale case study[C]//Society of Petroleum Engineers:2013.
- [9] Williams, Michael J, Bassem Khadhraoui, et al. Quantitative interpretation of major planes from microseismic event locations with applica-

- tion in production prediction [C]//Society of Exploration Geophysicists, 2010.
- [10] Hough, P. V. C. method and means for recognizing complex patterns. U. S. Patent 3069654 [P]. 1962.
- [11] Yu X, Rutledge J, Leaney S, et al. Discrete-fracture-network generation from microseismic data by use of moment-tensor-and event-location-constrained hough transforms [J]. SPE Journal, 2016, 21 (1): 221–232.
- [12] 曾联波, 吕鹏, 屈雪峰, 等. 致密低渗透储层多尺度裂缝及其形成地质条件[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41 (3): 449–454.  
Zeng Lianbo, Lyu Peng, Qu Xuefeng, et al. Multi-scale fractures in tight sandstone reservoirs with low permeability and geological conditions of their development [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41 (3): 449–454.
- [13] 任龙. 致密油藏体积压裂水平井缝网扩展及流固全耦合产能预测 [D]. 青岛: 中国石油大学 (华东), 2016.  
Ren Long. Fracture network propagation and productivity prediction based on fluid-solid fully coupling of SRV-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2016.
- [14] 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 Zhiming, Chen Haoshu, Liao Xinwei, 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.
- [15] 邵心敏. 陇东长7致密油储层改造缝网模式探讨 [D]. 西安: 西安石油大学, 2015.  
Shao Xinmin. Study on fracture pattern modification of Longdong Chang 7 tight oil reservoir [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2015.
- [16] 高建. 致密气藏补给边界试井模型及应用研究 [D]. 北京: 中国石油大学 (北京), 2018.  
Gao Jian. Well testing model with recharge boundary in tight gas reservoir and application research [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.
- [17] Brown M, Ozkan E, Raghavan R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14 (06): 663–676.
- [18] Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fractured reservoirs [J]. SPE Journal, 1963, 3 (3): 245–255.
- [19] Pedrosa O A J. Pressure transient response in stress-sensitive formations [C]//Society of Petroleum Engineers. SPE California Regional Meeting. Oakland, USA; 1986.
- [20] Van Everdingen A F, Hurst W. The application of the laplace transformation to flow problems in reservoirs [J]. Journal of Petroleum Technology, 1949, 1 (12): 305–324.
- [21] Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of laplace transforms [J]. Communications of the ACM, 1970, 13 (1): 47–49.
- [22] KAPPA. Saphir-Pressure Transient Analysis. <https://www.kappaeng.com/software/EB/OL>.
- [23] 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 [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2020, 4 (2): 187–198.
- [24] 许琳, 常秋生, 杨成克, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层特征及含油性 [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40 (3): 535–549.  
Xu Lin, Chang Qiusheng, Yang Chengke, et al. Characteristics and oil-bearing capability of shale oil reservoir in the Permian Lucaogou Formation, Jimusar sag [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40 (3): 535–549.
- [25] 王小军, 梁利喜, 赵龙, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组含油页岩岩石力学特性及可压裂性评价 [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40 (3): 661–668.  
Wang Xiaojun, Liang Lixi, Zhao Long, et al. Rock mechanics and fracability evaluation of the Lucaogou Formation oil shales in Jimusar sag, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40 (3): 661–668.
- [26] 吴承美, 郭智能, 唐伏平, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油初期开采特征 [J]. 新疆石油地质, 2014, 35 (5): 570–573.  
Wu Chengmei, Guo Zhineng, Tang Fuping, et al. Early exploitation characteristics of Lucaogou tight oil of Permian in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35 (5): 570–573.
- [27] 封猛, 胡广文, 丁心鲁, 等. 吉木萨尔凹陷致密储层水平井压裂井间干扰分析 [J]. 石油地质与工程, 2018, 32 (3): 108–110.  
Feng Meng, Hu Guangwen, Ding Xinlu, et al. Well interference analysis during horizontal well fracturing of dense reservoirs in Jimusar sag [J]. Petroleum Geology & Engineering, 2018, 32 (3): 108–110.
- [28] 郑孟林, 田爱军, 杨彤远, 等. 准噶尔盆地东部地区构造演化与油气聚集 [J]. 石油与天然气地质, 2018, 39 (5): 907–917.  
Zheng Menglin, Tian Aijun, Yang Tongyuan, et al. Structural evolution and hydrocarbon accumulation in the eastern Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39 (5): 907–917.

(编辑 张玉银)