

基于一维时间扩散飞行方法的非均质裂缝性砂岩气藏试井模型

周文卓, 蔡寒幸, 杜雅雯, 滕柏路

(中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083)

摘要:非均质裂缝性砂岩储层酸化压裂后,井周可能形成条状裂缝带。为准确刻画非均质裂缝性砂岩气藏的生产动态,采用一维时间扩散飞行(1D-DTOF)方法,建立非均质裂缝性砂岩气藏数学模型,应用 Laplace 变换、杜哈美原理和 Stehfest 数值反演对模型进行求解,获得井底流压响应的解析解,绘制不稳定的井底压力响应曲线。根据压力响应曲线特征划分流动阶段,分析敏感性因素。结果表明:非均质裂缝性砂岩气藏压裂井的渗流过程可划分为5个典型流动阶段;裂缝网络密度越大,窜流现象发生时间越早,窜流阶段压力导数曲线的凹陷深度越大;近井地带的渗透率越大,线性流阶段的持续时间越长;远井地带的孔隙度越大,储层进入边界流阶段的时间越晚;近井区域孔隙度极差越大,对窜流阶段的影响越显著;远井区域孔隙度极差越大,对边界流阶段的影响越显著。现场应用验证非均质裂缝性砂岩气藏试井模型在实际应用中的有效性和可靠性,为解决酸化压裂非均质裂缝性砂岩气藏中条状裂缝带问题提供支持。

关键词:酸化压裂;裂缝性气藏;非均质性;一维时间扩散飞行;试井模型;裂缝网络

中图分类号:TE373

文献标识码:A

文章编号:2095-4107(2025)03-0105-10

0 引言

致密砂岩气藏作为非常规气藏的重要组成部分,具有重要的开采价值^[1-2]。致密砂岩具有低渗透、低孔隙的特点^[3],在部分埋藏较深的区域,天然裂缝发育,非均质性强,需要进行压裂才能达到经济开采的目的^[4]。采用酸化压裂技术作为非均质裂缝性砂岩气藏的物性条件改善措施取得较好的效果^[5-6]。在压裂作用下,人工裂缝沟通天然裂缝并形成导流能力较强的裂缝网格^[7-8],储层在远、近井地带具有更强的非均质性。对于压裂后致密气藏的渗流问题,GARCIA J P等^[9]讨论可靠初始储层压力的获取方法。考虑应力敏感效应和启动压力梯度,邓美洲等^[10]建立各向异性致密砂岩分段压裂产能预测模型。综合考虑孔缝并存、离散裂缝与连续介质裂缝并存及3个物性分区的影响,李道清等^[11]建立致密砂岩不稳定压力分析模型。

人们研究远井区域与近井地带的非均质性试井模型。考虑井周区域的非均质性,LOUCKD T L等^[12]提出复合模型的概念并描述储层压力变化。考虑井筒储集效应,OLAREWAJU J S等^[13]建立有限径向复合试井模型。考虑变井筒储集效应,贺胜宁等^[14]建立双重介质复合油气试井模型。BOUSSILA A K等^[15]建立平面线性渗流模型,采用横向二区复合表征平面渗流的非均质性。考虑无限大和封闭边界条件,付维署等^[16]研究不等厚多区非均质模型对压力特征的影响。考虑裂缝储集效应和表皮效应,蔡明金等^[17]建立双重介质垂直水力压裂井的压力动态模型。基于点源理论和叠加原理,姜瑞忠等^[18]建立双重介质复合偏心试井模型。利用半解析方法,曾杨等^[19]建立存在有限导流断层的复合油藏试井模型。这些非均质复合模型考虑近井地带和远井地带的储层形态、渗流特征和储层参数,但未考虑储层中酸化压裂导致的近井地带非均质性对压力特征的影响,对酸化压裂后的非均质储层产能预测具有局限性。

一维时间扩散飞行(1D-DTOF)方法^[20]是一种基于扩散理论的分析技术,用于描述物质或压力扰动在一维空间中扩散传播时涉及的时间与距离的关系,适用于低渗透储层中传播特性的研究。采用一维时间扩散飞行(1D-DTOF)方法,结合调查半径(DOI, Depth of Investigation)^[21],建立非均质裂缝性砂岩气

收稿日期:2024-08-19;编辑:蔡田田

基金项目:国家自然科学基金项目(52104043)

作者简介:周文卓(1999—),男,硕士研究生,主要从事试井分析与产量预测方面的研究。

通信作者:滕柏路, E-mail: bailu@cugb.edu.cn

藏数学模型。采用 Laplace 变换和 Stehfest^[22] 数值反演方法,对井底流压进行求解及解析响应,绘制井底压力响应曲线,对关键参数进行敏感性分析。拟合现场试井曲线,验证建立的数学模型在试井分析中的可靠性与实用性。

1 物理模型

在非均质裂缝性储层中,天然裂缝发育较为显著的区域存在一口直井,进行酸化压裂时,受酸刻蚀路径和储层非均质性双重作用的影响,通常形成导流能力较强且形态复杂的人工裂缝。这些人工裂缝与近井地带的天然裂缝相互交错,构成裂缝网络结构(见图 1(a))。裂缝网络围绕的基质块具有不同的物理性质(如渗透率、孔隙度、储层压缩系数等),不同的基质块表现出一定的非均质性。远井地带的天然裂缝较稀疏,储层性质呈明显的非均质分布特征。非均质裂缝性储层直井酸化压裂物理模型见图 1。

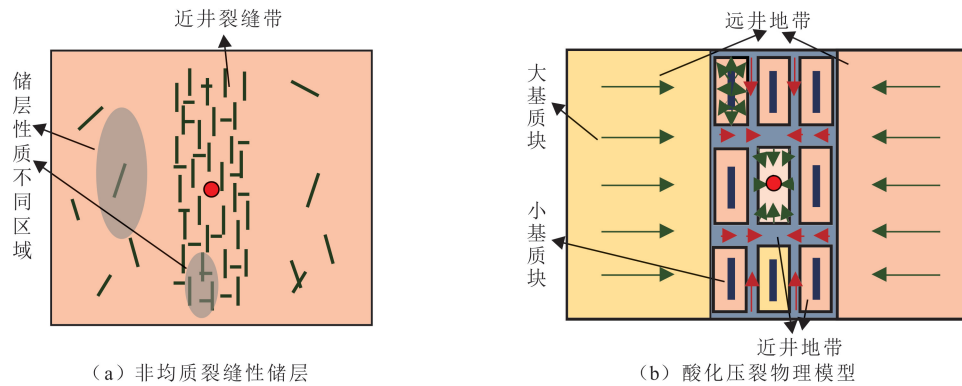


图 1 非均质裂缝性储层直井酸化压裂物理模型

Fig. 1 The physical model of vertical well acid fracturing in heterogeneous fractured reservoirs

假设条件:(1)直井定产量生产。(2)储层由裂缝系统和基质系统组成,气体流动遵循达西渗流;储层区域分为近井地带和远井地带,近井地带由小基质块和裂缝组成,远井地带由大基质块和裂缝组成。(3)储层水平、等厚、有边界,顶、底边界视为不渗透边界。(4)流动过程中忽略重力且视为等温。(5)裂缝分为连通缝和不连通缝,连通缝在基质块边界,不连通缝在基质中间,连通缝的导流能力视为无限导流。(6)气体单相流动,流动方向为大(小)基质块→裂缝→基质→井筒。

2 数学模型

2.1 模型建立

大(小)基质块流体流动数学模型是基于二维时间扩散飞行(1D-DTOF)方法的^[23]。基于物理模型,建立 3 种流体流动类型的基质块数学模型:第一种为具有 3 个边界、单边连接裂缝的矩形大基质块流体流动模型;第二种为四周边界连接裂缝的矩形小基质块流体流动模型;第三种为井所在基质块流体流动模型(见图 2)。其中, x_e 为大基质块的长度, y 为大基质块的宽度; g 为小基质块的长度; w 为小基质块的宽度; r_e 为井到井所在基质块边界的距离。

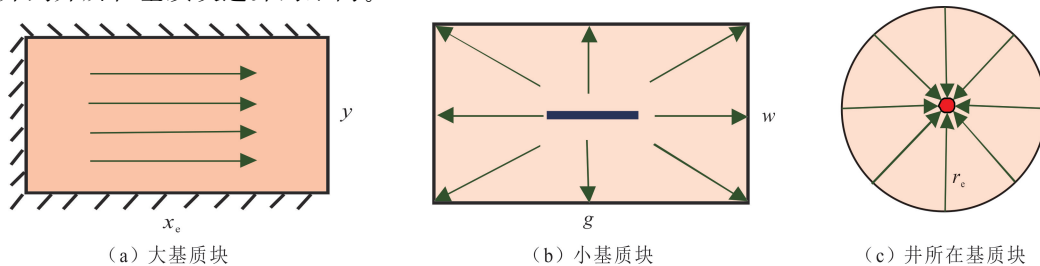


图 2 不同基质块形态及流体流动特征示意

Fig. 2 Morphology and fluid flow characteristics of different matrix blocks

大(小)基质块向裂缝渗流的等压线采用基质块调查半径(DOI)等值线^[24]进行近似。DOI表示压力传播至裂缝的瞬时距离。模型由裂缝和基质块组成,定义基质块调查半径为 r ,基质块内某点到裂缝边界的最小距离为 ξ ,单个基质块的边界与裂缝直接相连(见图3(a)),形成特定几何形状。在生产过程中,裂缝压力低于基质块内的压力,每个裂缝与基质块交点可视为小型生产井。其运动方程为

$$q_i(\xi, t) = -\frac{0.085\ 3K_i A_i(\chi)}{\mu_g} \frac{\partial p_i(\chi, t)}{\partial \chi}, i = a, b, \quad (1)$$

式中: q_i 为基质块内某一时刻的瞬时流量; K_i 为基质块渗透率; p_i 为基质块或裂缝的地层压力; A_i 为基质块连接裂缝处的侧面积; μ_g 为气体黏度; χ 为压力; t 为时间; a, b 分别表示大、小基质块。

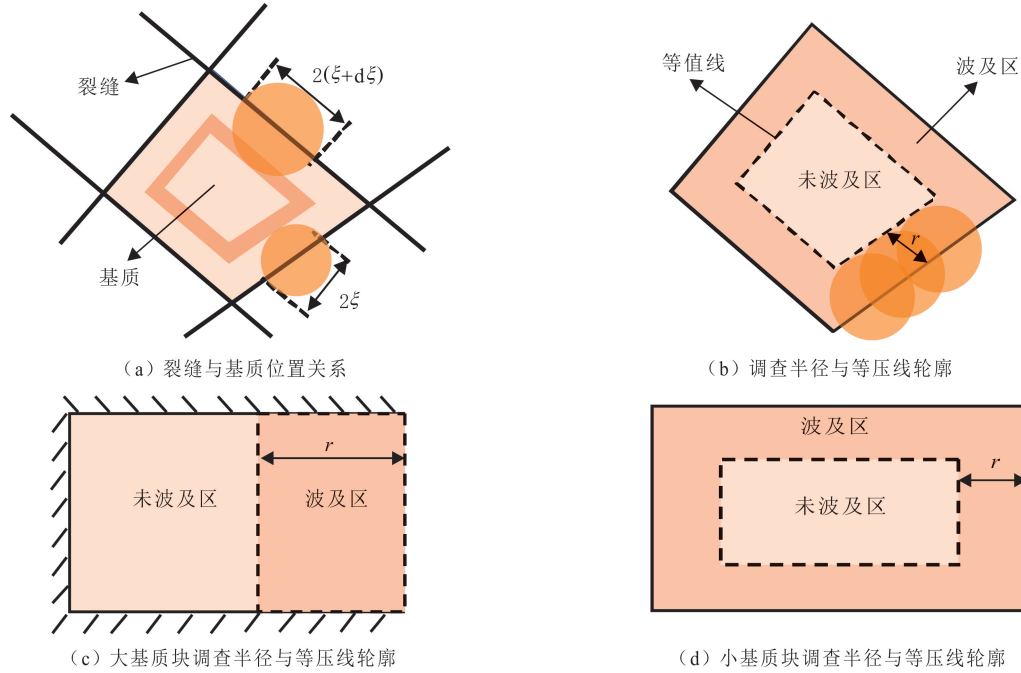


图 3 裂缝与基质位置关系及调查半径与等压线轮廓

Fig. 3 Position relationship between crack and matrix, investigation and contours of pressure

压力梯度从裂缝边界向基质块内扩散,交点的叠加形成波及区,波及区的边界为等值线,形状与基质块相似(见图3(b))。大基质块仅一侧连接裂缝,波及方向呈单侧特征(见图3(c));小基质块四周与裂缝相连,波及方向呈环绕型(见图3(d));井所在基质块采用径向流控制方程进行表征(见图2(c))。模型中各基质块性质(如孔隙度、几何形状、渗透率等)可以不同,对每个基质块内流体的流动进行独立描述,从而有效表征储层的非均质性。定义3种基质块拟压力函数和1种裂缝拟压力函数:

$$m_i(p_i) = 2 \int_{p_{sc}}^{p_i} \frac{d\chi}{\mu_g(\chi) Z_g(\chi)}, i = a, b, c, f. \quad (2)$$

式中: m_i 为基质块或裂缝的拟压力函数; p_{sc} 为地面标准状况下的压力; Z_g 为气体压缩因子; c 表示井所在基质块; f 表示裂缝。

根据式(1)和质量守恒方程,得到适用于大、小基质块的单相气体流动控制方程:

$$\frac{\partial^2 \Delta m_i}{\partial \xi_i^2} + \phi_i(\xi_i) \frac{\partial \Delta m_i}{\partial \xi_i} = \frac{1}{\eta_i} \frac{\partial \Delta m_i}{\partial t}, i = a, b; \quad (3)$$

$$\phi_i(\xi_i) = \frac{1}{C(\xi_i)} \frac{dC(\xi_i)}{d\xi_i}, i = a, b; \quad (4)$$

$$\eta_i = \frac{0.085\ 3K_i}{\mu_g \phi_i c_{ti}}, i = a, b. \quad (5)$$

式(3-5)中: ξ_a 为大基质块内某点到裂缝边界的最小距离; ξ_b 为小基质块内某点到裂缝边界的最小距离; ϕ_a 为大基质块孔隙度; ϕ_b 为小基质块孔隙度; c_{ta} 为大基质块压缩系数; c_{tb} 为小基质块压缩系数; η_i 为基质块

的传导系数; $C(\xi_i)$ 为等值线的长度, 表达式为

$$C(\xi_i) = \frac{R_{in} - \xi_i}{R_{in}} C_0 = \left(1 - \frac{\xi_i}{R_{in}}\right) C_0, 0 \leq \xi \leq R_{in}。 \quad (6)$$

式中: C_0 为与裂缝相连的基质块边界的长度; R_{in} 为覆盖整个基质块的最小调查半径。

大基质块内的气体流动是一维线性流动, 其等值线的近似轮廓^[25]长度不随波及区域的扩大而发生改变(见图 3(c)), 恒等于大基质块的宽度 y :

$$C_a(\xi_a) = y。 \quad (7)$$

小基质块等值线的近似轮廓长度随波及区域的增大而不断缩小, 表达式为

$$C_b(\xi_b) = (2g - 2\xi_b) + (2w - 2\xi_b) = 2g + 2w - 4\xi_b = C_0 - 4\xi_b, 0 \leq \xi_b \leq \frac{w}{2}。 \quad (8)$$

将式(8)代入式(4), 有

$$\phi_b(\xi_b) = \frac{1}{C_b(\xi_b)} \frac{dC_b(\xi_b)}{d\xi_b} = \frac{1}{l}, \frac{C_0}{8} - \frac{w}{2} \leq l \leq \frac{C_0}{8}, \quad (9)$$

$$l = \frac{C_0}{8} - \xi_b。 \quad (10)$$

为方便数学模型的求解和计算, 定义模型中量纲一的变量(见表 1)。

表 1 模型中量纲一的变量

Table 1 Variables with dimension one of model

变量名称	变量公式	变量名称	变量公式
拟压力	$m_{iD} = \frac{0.085 \ 3\pi Z_{sc} T_{sc} K_c h [m_i(p_0) - m_i(p_i)]}{\rho_{sc} T q_{sc}}, i = a, b, c, f$	体积	$V_{fD} = \frac{V_f}{r_w^3}$
时间	$t_D = \frac{0.085 \ 3K_c t}{\phi_c \mu_g c_{tc} r_w^2}$	传导系数	$\eta_{aD} = \frac{\eta_a}{\eta_c}, \eta_{bD} = \frac{\eta_b}{\eta_c}$
距离	$x_D = \frac{x}{r_w}, y_D = \frac{y}{r_w}, r_D = \frac{r}{r_w}, l_D = \frac{l}{r_w}$	渗透率比	$K_{aD} = \frac{K_a}{K_c}, K_{bD} = \frac{K_b}{K_c}, M = \frac{K_b}{K_a}$
面积	$A_{aD} = \frac{A_a}{r_w^2}, A_{bD} = \frac{A_b}{r_w^2}$	井筒存储系数	$C_{wD} = \frac{C_w}{2\pi h \phi_c c_{tc} r_w^2}$

注: q_{sc} 为地面产气量; T 为储层温度; T_{sc} 为地面温度; p_0 为原始地层压力; Z_{sc} 为理想气体压缩因子; h 为储层厚度; t_D 为量纲一的时间; K_c 为井所在基质块内的渗透率; r_w 为井筒半径; ϕ_c 为井所在基质块内的孔隙度; c_{tc} 为井所在基质块内的压缩系数; x_D 为大基质块量纲一的泄流长度; x 为大基质块的泄流长度; y_D 为大基质块量纲一的宽度; r_D 为井所在基质块内任意一点到井的量纲一的距离; A_{iD} 为基质块连接裂缝处量纲一的侧面积; V_{fD} 为裂缝量纲一的体积; V_f 为裂缝的体积; η_{iD} 为基质块与井所在基质块的量纲一的传导系数比; K_{iD} 为基质块与井所在基质块的渗透率比; K_i 为基质块的渗透率; M 为大基质块与小基质块的渗透率比; C_{wD} 为井筒量纲一的存储系数, C_w 为井筒存储系数。

大基质块内的气体流动是一维线性流动, 经 Laplace 变换后的流动方程为

$$\frac{d^2 \bar{m}_{aD}}{dx_D^2} = \frac{s}{\eta_{aD}} \bar{m}_{aD}, \quad (11)$$

式中: \bar{m}_{aD} 为 Laplace 空间下大基质块的拟压力函数; s 为 Laplace 变量。内边界为裂缝与大基质块的连接处, 大基质块压力与裂缝压力大小相等; 外边界为储层边界处, 无流量。内、外边界条件分别为

$$\bar{m}_{aD} = \bar{m}_D, x_D = 0; \quad (12)$$

$$\frac{d\bar{m}_{aD}}{dl_D} = 0, x_D = x_{eD}。 \quad (13)$$

式(12-13)中: x_{eD} 为大基质块裂缝一侧到边界处的距离, $x_{eD} = x_e/r_w$; \bar{m}_D 为 Laplace 空间下裂缝的拟压力函数。

小基质块内的流体流动是从基质块边界向基质内扩散的流动, 经 Laplace 变换后的流动方程为

$$\frac{d^2 \bar{m}_{bD}}{dl_D^2} = \frac{1}{l_D} \frac{d\bar{m}_{bD}}{dl_D} = \frac{s}{\eta_{bD}} \bar{m}_{bD}, \quad (14)$$

式中: \bar{m}_{bD} 为 Laplace 空间下小基质块的拟压力函数。内边界为裂缝与小基质块连接的所有交点,即小基质块的边缘处,小基质块压力与裂缝压力大小相等;外边界为覆盖整个基质块的最小调查半径的位置,即小基质块的内心,无流量。内、外边界条件分别为

$$\bar{m}_{bD} = \bar{m}_D, l_{dD} = l_{dD}; \quad (15)$$

$$\frac{d\bar{m}_{bD}}{dl_D} = 0, l_D = l_{uD}. \quad (16)$$

其中,

$$l_{uD} = \frac{l_u}{r_w}, l_{dD} = \frac{l_d}{r_w}; \quad (17)$$

$$l_u = \frac{C_0}{8} - \frac{\tau\omega}{2}, l_d = \frac{C_0}{8}. \quad (18)$$

井所在基质块内的流体流动为径向流动,经 Laplace 变换后的流动方程为

$$\frac{d^2 \bar{m}_{cD}}{dr_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{d\bar{m}_{cD}}{dr_D} = s\bar{m}_{cD}. \quad (19)$$

式中: \bar{m}_{cD} 为 Laplace 空间下井所在基质块的拟压力函数。内边界为生产井,以定量生产;外边界为井所在基质块与裂缝连接处,基质块压力与裂缝压力大小相等。内、外边界条件分别为

$$r_D \frac{d\bar{m}_{cD}}{dr_D} = -\frac{1}{s}, r_D = 1; \quad (20)$$

$$\bar{m}_{cD} = \bar{m}_D, r_D = r_{cD}. \quad (21)$$

经 Laplace 变换后裂缝中流体的流动方程为

$$-\sum_{k=1}^{n_a} A_{aDk} K_{aDk} \frac{d\bar{m}_{aDk}}{dx_{Dk}} \Big|_{x_{Dk}=0} - \sum_{j=1}^{n_b} A_{bDj} K_{bDj} \frac{d\bar{m}_{bDj}}{dl_{Dj}} \Big|_{l_{Dj}=l_{uDj}} - A_{cD} \frac{d\bar{m}_{cD}}{dr_D} \Big|_{r_D=r_{cD}} = \bar{s}m_D V_D, k=1, 2; j=1, 2, \dots, n. \quad (22)$$

式中: n_a 、 n_b 分别为大、小基质块数。

2.2 模型求解

将式(11)、式(14)和式(19)分别代入内、外边界条件,基质块与裂缝连接处含有待定参数 B 、 D 和 E 的解为

$$\bar{m}_D = \bar{m}_{aD} \Big|_{x_D=0} = E(e^{2x_{cD}\sqrt{\frac{s}{\eta_{aD}}}} + 1) = EN, \quad (23)$$

$$\bar{m}_D = \bar{m}_{bD} \Big|_{l_D=l_{uD}} = B \left[\frac{K_1 \left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{bD}}} l_{uD} \right)}{I_1 \left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{bD}}} l_{uD} \right)} I_0 \left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{bD}}} l_{dD} \right) + K_0 \left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{bD}}} l_{dD} \right) \right] = BX, \quad (24)$$

$$\bar{m}_D = \bar{m}_{cD} \Big|_{r_D=r_{cD}} = D \left[\frac{K_0 \sqrt{s} r_{cD} + K_0 \sqrt{s}}{I_1(\sqrt{s})} \right] I_0(\sqrt{s}) r_{cD} + \frac{-\sqrt{\frac{1}{s^3}} I_0(\sqrt{s} r_{cD})}{I_1(\sqrt{s})} = DY + H, \quad (25)$$

式(23-25)中: K_1 为修正贝塞尔函数第二类一阶函数; K_0 为修正贝塞尔函数第二类零阶函数; I_1 为修正贝塞尔函数第一类一阶函数; I_0 为修正贝塞尔函数第一类零阶函数。

对式(23-25)求导可得含有待定参数的解为

$$\frac{d\bar{m}_{aD}}{dx_D} \Big|_{x_D=0} = E \sqrt{\frac{s}{\eta_{aD}}} (-e^{2x_{cD}\sqrt{\frac{s}{\eta_{aD}}}} + 1) = EW, \quad (26)$$

$$\frac{d\bar{m}_{bD}}{dl} \Big|_{l_D=l_{uD}} = B \left[\frac{K_1 \left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{bD}}} l_{uD} \right)}{I_1 \left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{bD}}} l_{uD} \right)} I_1 \left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{bD}}} l_{dD} \right) - K_1 \left(\sqrt{\frac{s}{\eta_{bD}}} l_{dD} \right) \right] = BG, \quad (27)$$

$$\left. \frac{d\bar{m}_{cD}}{dr_D} \right|_{r_D=r_{eD}} = D \left[\frac{K_1(\sqrt{s} - K_1(\sqrt{s}r_{eD}))}{I_1(\sqrt{s})} \right] I_1(\sqrt{s}r_{eD}) + \frac{-\sqrt{\frac{1}{s^3}} I_1(\sqrt{s}r_{eD})}{I_1(\sqrt{s})} = DF + Q. \quad (28)$$

将式(26-28)代入式(22),可得

$$\sum_{k=1}^{n_k} v_k E_k W_k + \sum_{j=1}^{n_j} u_j B_j G_j + z(DF + Q) = \bar{m}_{wD}. \quad (29)$$

其中,

$$v_k = -\frac{A_{aDk} K_{aDk}}{sV_{fD}}, u_j = -\frac{A_{bDj} K_{bDj}}{sV_{fD}}, z = -\frac{A_{cD}}{sV_{fD}}. \quad (30)$$

联立式(23-25)和式(30),井所在基质块控制方程的待定参数 D 为

$$D = \frac{H \sum_{k=1}^{n_k} v_k W_k - \frac{H \sum_{j=1}^{n_j} u_j G_j}{X} - ZQ}{\frac{Y \sum_{k=1}^{n_k} v_k W_k}{N} + \frac{YH \sum_{j=1}^{n_j} u_j G_j}{X} + zF - Y}. \quad (31)$$

将井所在基质块的内、外边界条件式(20-21)和式(31)代入式(19),井底拟压力函数为

$$\bar{m}_{wD} = \left[\frac{-\sqrt{\frac{1}{s^3}} + DK_1(\sqrt{s})}{I_1(\sqrt{s})} \right] I_0(\sqrt{s}) + DK_0(\sqrt{s}). \quad (32)$$

考虑杜哈美原理^[26],式(32)可表示为

$$\bar{m}_{wD}(S) = \frac{\bar{m}_{wD} S}{s + C_{wD} s^2 (\bar{m}_{wD} + S)}, \quad (33)$$

式中: S 为表皮因数。利用 Stehfest 数值反演方法反演式(33),得到非均质裂缝性砂岩气藏试井模型在真实空间下的解。

3 模拟结果

3.1 典型试井曲线

基本参数: $C_{wD}=0.4, A_{bD}=50, x_{eD}=1\ 500, y_D=1\ 000, M=1, S=0.4, n_b=100$ 。考虑井筒储集效应和表皮效应,得到非均质裂缝性砂岩气藏典型试井曲线(见图 4)。根据井底拟压力及其导数曲线特征,划分为 5 个典型流动阶段:(1)井筒储集效应阶段。反映井筒早期储集气体的流动特征,表现为拟压力曲线与其导数曲线重合,斜率为 1。(2)表皮效应阶段。反映井筒附近储层污染的状况,拟压力导数曲线呈驼峰形态。(3)窜流阶段。近井地带的基质向裂缝窜流,拟压力导数曲线呈下凹形态。(4)线性流阶段。远井地带发生线性流动,拟压力导数曲线斜率为 1/2。(5)边界流阶段。当压力波到达储层边界时,拟压力曲线与其导数曲线逐渐重合,斜率为 1。

3.2 参数敏感性分析

3.2.1 小基质块面积

设定总基质块面积不变,改变单个小基质块面积。基本参数: $C_{wD}=0.4, x_{eD}=1\ 200, y_D=1\ 000, M=1, S=0.4, n_b=100$ 。当小基质块面积 A_{bD} 分别为 10、50、100、200、400、800 时,小基质块面积对试井曲线的影响见图 5。小基质块面积越小,裂缝切割越精细;小基质块面积越大,裂缝网络分布越稀疏。小基质块面积的变化,反映储层压裂施工对储层破碎效果的影响或近井地带天然裂缝的发育程度。

由图 5 可知,小基质块面积主要影响试井曲线的早期和中期阶段。随小基质块面积减小,拟压力逐渐减小,拟压力导数曲线下凹时间提前,下凹程度减弱,表明窜流发生的时间更早。小基质块面积越小,线性流阶段的持续时间越长,但线性流和边界流阶段的拟压力导数曲线未受显著影响。这是因为早期井筒产

气主要依赖于小基质块的补给,小基质块面积越大,窜流发生越晚,窜流程度较轻。

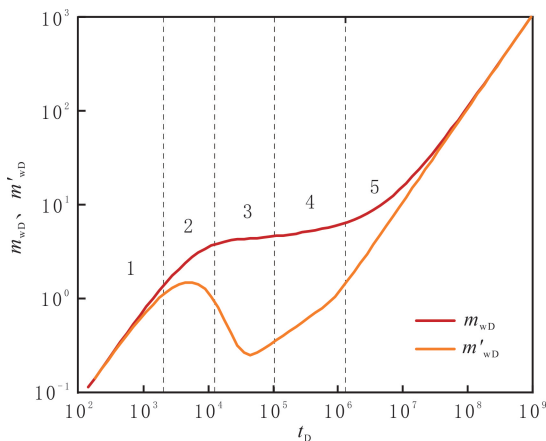


图4 非均质裂缝性砂岩气藏典型试井曲线
Fig. 4 Typical well test curves of heterogeneous fractured sandstone gas reservoirs

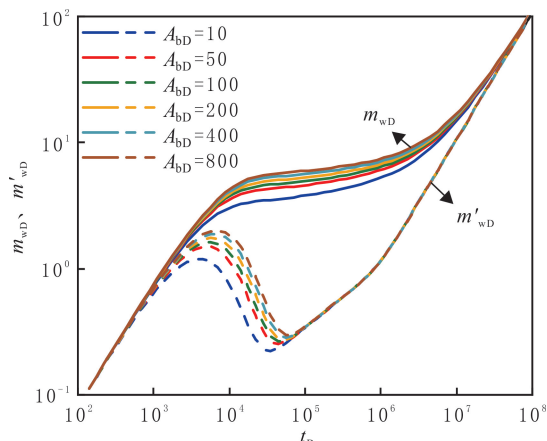
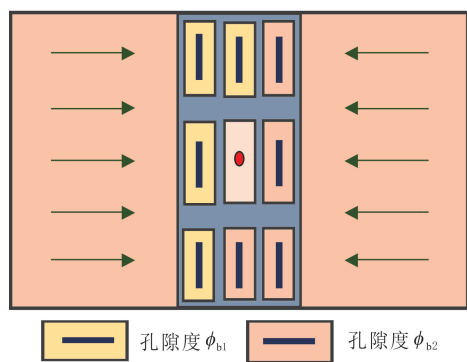


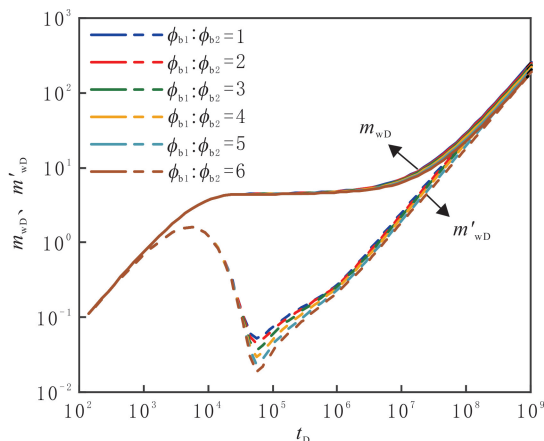
图5 小基质块面积对试井曲线的影响
Fig. 5 Influence of small matrix block area on well test curve

3.2.2 小基质块孔隙度极差

设定孔隙度为 ϕ_{b1} 和 ϕ_{b2} 的两种小基质块,数量比为 50:50(见图 6(a))。基本参数: $C_{wD}=0.4, A_{bD}=200, x_{eD}=1\ 500, y_D=1\ 000, M=1, S=0.4, n_b=100$ 。不同小基质块孔隙度极差(孔隙度比)对试井曲线的影响见图 6(b)。由图 6(b)可知,小基质块孔隙度极差越大,早期拟压力导数曲线下凹越明显,后期进入边界流阶段的时间越晚。这是由于孔隙度极差大时,孔隙度大的小基质块补给能力强,裂缝补给快速,孔隙度小的小基质块补给能力弱,裂缝补给较慢,导致窜流下凹程度增大,同时小基质块孔隙度的变化使储层储量发生变化,压力波到达边界流的时间也发生改变。



(a) 不同孔隙度分布



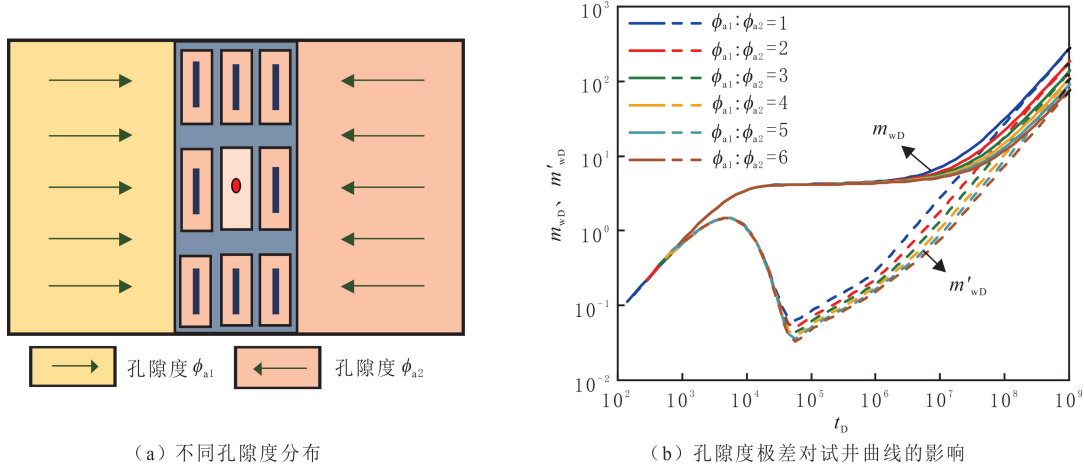
(b) 孔隙度极差对试井曲线的影响

图6 不同孔隙度小基质块分布及孔隙度极差对试井曲线的影响

Fig. 6 The influence of the distribution of small matrix blocks with different porosities and the porosity contrast in small matrix blocks on well test curves

3.2.3 大基质块孔隙度极差

设定孔隙度为 ϕ_{a1} 和 ϕ_{a2} 的两种大基质块,数量比为 1:1(见图 7(a))。基本参数: $C_{wD}=0.4, A_{bD}=200, x_{eD}=1\ 500, y_D=1\ 000, M=1, S=0.4, n_b=100$ 。不同大基质块孔隙度极差对试井曲线的影响见图 7(b)。由图 7(b)可知,大基质块孔隙度极差对井筒储集效应和表皮效应阶段的影响较小,主要影响中期和后期阶段。随大基质块孔隙度极差增大,窜流阶段拟压力导数曲线下凹程度越显著,线性流阶段的拟压力导数越小,边界流阶段出现时间越晚。这是由于大基质块一侧的孔隙度相较于另一侧增大时,大基质块对裂缝的补给能力增强,中、后期的气体流动更稳定,压力波到达储层边界的时间延长。



(a) 不同孔隙度分布

(b) 孔隙度极差对试井曲线的影响

图 7 不同孔隙度大基质块分布及孔隙度极差对试井曲线的影响

Fig. 7 The influence of the distribution of large matrix blocks with different porosities and the porosity contrast in large matrix blocks on well test curves

3.2.4 小基质块与大基质块渗透率比

基本参数： $C_{wD} = 0.4$, $A_{bD} = 50$, $x_{eD} = 1500$, $y_D = 1000$, $S = 0.4$, $n_b = 100$ 。小基质块与大基质块渗透率比对试井曲线的影响见图 8。由图 8 可知，井筒储集效应、表皮效应及晚期边界流阶段，受小基质块与大基质块渗透率比的影响不明显。在中期阶段，随小基质块与大基质块渗透率比增大，拟压力增大，拟压力导数曲线下凹程度减小，表明窜流发生的时间缩短，基质块对裂缝的补给能力增强；线性流阶段的持续时间延长。这是由于小基质块相对大基质块的渗透率增大时，小基质块与裂缝之间的压差减小，窜流程度降低，气体流动阻力减小，线性流阶段逐渐过渡至边界流阶段。

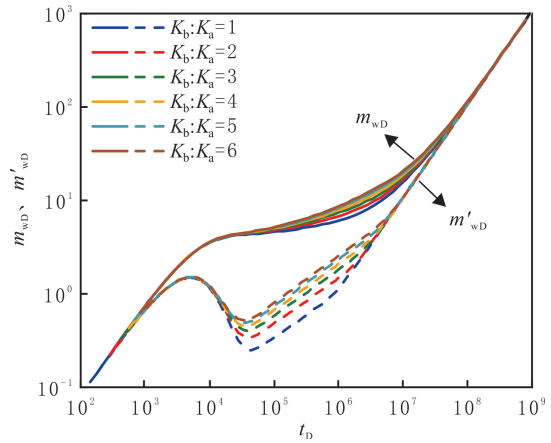


图 8 小基质块与大基质块渗透率比对试井曲线的影响

Fig. 8 Influence of permeability ratio of large and small matrix blocks on well test curve

4 现场应用

为验证建立模型的准确性，对一口酸化压裂的致密砂岩气藏井的试井数据进行拟合分析。该井段储层平均孔隙度为 10%，平均渗透率为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有效厚度为 20.3 m，储层综合压缩系数为 $6.27 \times 10^{-3} \text{MPa}^{-1}$ ，体积因数为 2.78×10^{-3} 。对关井后的压力恢复测试曲线进行分析，识别流动阶段：(1)井筒储集效应阶段；(2)表皮效应阶段；(3)窜流阶段；(4)线性流阶段。各流动阶段的实测数据点与非均质裂缝性砂岩气藏典型试井模型的拟合曲线基本吻合(见图 9)。试井模型输入参数见表 2。由图 9 可知，非均质裂缝性砂岩气藏试井模型具有一定的可靠性和实用性。

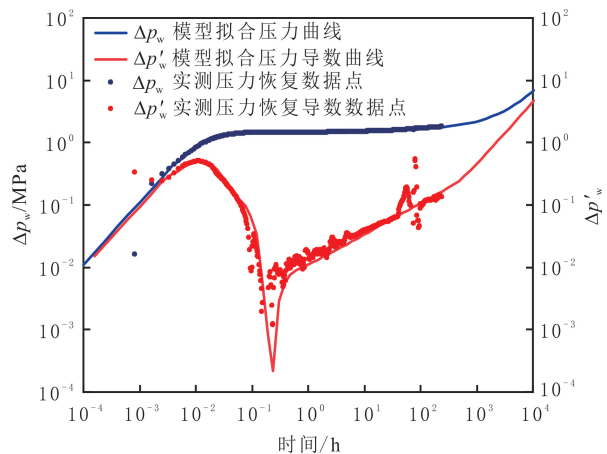


图 9 实测数据及试井模型拟合曲线结果

Fig. 9 Measured data and the results of the model fitting curve

表2 试井模型输入参数

Table 2 Input parameters of well testing model

井筒半径/ m	井筒储集系数/ ($\text{m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1}$)	表皮压降/ MPa	基质类型	基质块面积/ m^2	基质块面积占比/ %	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
0.084 15	3	0.4	大基质块 a_1	20 000	50	13.2	0.02
			大基质块 a_2	20 000	50	10.9	0.02
			小基质块 b_1	200	43	12.1	6.86
			小基质块 b_2	200	57	8.6	6.86

5 结论

(1)基于一维时间扩散飞行方法,建立酸化压裂的非均质裂缝性砂岩气藏试井模型。将储层基质块分为3种类型,通过具有无限导流能力的裂缝进行连接。大基质块和小基质块采用等压线轮廓近似动态泄流区域的边界,采用拟压力方法推导单相气体的控制方程。井所在基质块的流动过程采用径向流控制方程描述。

(2)将典型试井曲线形态划分为5个典型流动阶段,分别为井筒储集效应阶段、表皮效应阶段、窜流阶段、线性流阶段及边界流阶段。基质块面积越小,表皮效应阶段的驼峰越小,窜流程度越大且发生越早;小基质块孔隙度极差越大,窜流程度越大,储层达到边界流的时间延后;大基质块孔隙度极差越大,储层达到边界流的时间越晚;小基质块与大基质块的渗透率比越小,窜流程度越大,线性流阶段的持续时间越长。

(3)非均质裂缝性砂岩气藏试井模型与实际井的试井数据拟合效果良好,验证非均质裂缝性砂岩气藏试井模型的可靠性和实用性。

参考文献(References):

- [1] 蔡希源. 中国石化天然气勘探实践与勘探方向[J]. 大庆石油学院学报, 2010, 34(5): 1-8.
CAI Xiyuan. Sinopec's natural gas exploration practice and priority[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(5): 1-8.
- [2] 朱如凯, 李国欣, 崔景伟, 等. 中国致密油气形成地质条件与勘探前景[J]. 石油学报, 2025, 46(1): 17-32.
ZHU Rukai, LI Guoxin, CUI Jingwei, et al. Geological accumulation conditions and exploration prospects of tight oil and gas in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(1): 17-32.
- [3] 杨宸, 杨二龙, 安艳明, 等. 致密储层孔隙结构对渗吸的影响研究进展[J]. 特种油气藏, 2024, 31(4): 10-18.
YANG Chen, YANG Erlong, AN Yanming, et al. Research progress on the impact of tight reservoir pore structure on spontaneous imbibition[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(4): 10-18.
- [4] 田磊, 宋璠, 张世奇, 等. 深层致密砂岩储层非均质性特征及控制因素: 以准噶尔盆地永进地区侏罗系齐古组为例[J]. 东北石油大学学报, 2024, 48(4): 29-40.
TIAN Lei, SONG Fan, ZHANG Shiqi, et al. Heterogeneity characteristics of deep tight sandstone reservoir and its controlling factors: a case study of Jurassic Qigu Formation in Yongjin Area, Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024, 48(4): 29-40.
- [5] 刘建坤, 蒋廷学, 吴春方, 等. 致密砂岩交替注酸压裂工艺技术[J]. 特种油气藏, 2017, 24(5): 150-155.
LIU Jiankun, JIANG Tingxue, WU Chunfang, et al. Alternate acid injection fracturing technology for tight sandstone reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(5): 150-155.
- [6] 唐勤. 致密砂岩气藏前置酸压裂技术应用研究[J]. 石油化工应用, 2017, 36(5): 38-42.
TANG Qin. Application study of pre-acid fracturing technology for tight sandstone gas reservoir[J]. Petrochemical Industry Application, 2017, 36(5): 38-42.
- [7] 雷鑫, 张士诚, 许国庆, 等. 射孔对致密砂岩气藏水力压裂裂缝起裂与扩展的影响[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(2): 94-101.
LEI Xin, ZHANG Shicheng, XU Guoqing, et al. Impact of perforation on hydraulic fracture initiation and propagation in tight gas reservoir[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(2): 94-101.
- [8] WANG Y H, ARYANA S. Numerical investigation of stress-dependent fracture apertures and their spatial variations on production from unconventional gas reservoirs with complex fracture geometries[C]// The Proceeding of the SPE Low Perm Symposium. Colorado: Society of Petroleum Engineers, 2016: 1-14.

- [9] GARCIA J P, POOLADI-DARVISH M, BRUNNER F, et al. Well testing of tight gas reservoirs[C]// The Proceeding of the SPE Gas Technology Symposium. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2006:1-13.
- [10] 邓美洲,牛娜,尹霜,等.各向异性致密砂岩气藏分段压裂水平井气水两相产能预测模型[J].油气地质与采收率,2024,31(3):99-111.
DENG Meizhou, NIU Na, YIN Shuang, et al. Gas-water two-phase productivity prediction model of multistage fractured horizontal wells in anisotropic tight sandstone gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024,31(3):99-111.
- [11] 李道清,汪洋,王彬,等.超深超高压裂缝性致密砂岩气藏气井不稳定压力分析[J].东北石油大学学报,2023,47(5):71-81.
LI Daoqing, WANG Yang, WANG Bin, et al. Transient pressure analysis for a gas well in the ultra-deep and ultra-high pressure naturally fractured tight sandstone gas reservoirs[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023,47(5):71-81.
- [12] LOUCKD T L, GUERRERO E T. Pressure drop in a composite reservoir[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1961,1(3):170-176.
- [13] OLAREWAJU J S, JOHN W L. A comprehensive application of a composite reservoir model to pressure-transient analysis[J]. Society of Petroleum Reservoir Engineering, 1989,4(3):325-331.
- [14] 贺胜宁,冯异勇,贾永禄.考虑变井筒储存的双重介质复合油气藏试井分析模型[J].西南石油学院学报,1996,18(1):64-70.
HE Shengning, FENG Yiyong, JIA Yonglu. Well test analysis model of dual media combined reservoir in consideration of variable wellbore storage[J]. Journal of Southwestern Petroleum Institute, 1996,18(1):64-70.
- [15] BOUSSILA A K, TIAB D, OWAYED J. Pressure behavior of well near a leaky boundary in heterogeneous reservoirs[C]//The Proceeding of SPE Production and Symposium. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 2003:1-13.
- [16] 付维署,何顺利,冉盈志,等.多区不等厚横向非均质复合气藏试井分析模型及压力特征[J].石油与天然气地质,2006,27(1):124-130.
FU Weishu, HE Shunli, RAN Yingzhi, et al. Well test analytical model and pressure characteristics of multizone non-isopachous and lateral heterogeneous composite gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2006,27(1):124-130.
- [17] 蔡明金,黄钟新.双重介质复合油藏垂直裂缝井压力动态模型[J].断块油气田,2009,16(3):53-54.
CAI Mingjin, HUANG Zhongxin. Pressure dynamic model of vertical fracture well in dual-porosity composite reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009,16(3):53-54.
- [18] 姜瑞忠,郜益华,孙召勃,等.双重介质复合油藏偏心井试井分析[J].新疆石油地质,2016,37(3):327-331.
JIANG Ruizhong, GAO Yihua, SUN Zhaobo, et al. Off-center well test analysis for composite dual-porosity reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(3):327-331.
- [19] 曾杨,康晓东,唐恩高,等.存在有限导流断层的复合油藏试井模型及井底压力动态分析[J].东北石油大学学报,2018,42(2):103-108.
ZENG Yang, KANG Xiaodong, TANG Engao, et al. Well testing model and pressure dynamics for wells located near a finite-conductivity fault in composite reservoirs[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2018,42(2):103-108.
- [20] CHEN H, TERADA K, LI A, et al. Rapid simulation of unconventional reservoirs using multi-domain multi-resolution discretization based on the diffusive time of flight[C]//The Proceeding of SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Houston: Unconventional Resources Technology Conference, 2022:1-20.
- [21] KUCHUK F J. Radius of investigation for reserve estimation from pressure transient well tests[C]//The Proceeding of SPE/AAPG/SEG East Oil and Gas Show and Conference. Manama: Society of Petroleum Engineers, 2009:1-22.
- [22] 樊冬艳,曾慧,姚军,等.考虑启动压力梯度的致密油藏不稳定试井解析方法[J].东北石油大学学报,2021,45(2):102-112.
FAN Dongyan, ZENG Hui, YAO Jun, et al. Analytical method for pressure transient analysis with threshold pressure gradient in tight oil reservoirs[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021,45(2):102-112.
- [23] 滕柏路,郭为,曾晶莹,等.页岩气井生产剖面分析及预测模型[J].断块油气田,2023,30(4):586-592.
TENG Bailu, GUO Wei, ZENG Jingying, et al. An analysis and prediction model of production profile in shale gas well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023,30(4):586-592.
- [24] LIU J, LIU X, ZHU H, et al. A decomposed fracture network model for characterizing well performance of fracture networks on the basis of an approximated flow equation[J]. Lithosphere, 2021,2021(Supp. 1):5558746.
- [25] DATTA-GUPTA A, XIE Jiang, GUPTA N, et al. Radius of investigation and its generalization to unconventional reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 2011,63(7):52-55.
- [26] 姜瑞忠,高岳,崔永正,等.基于应力敏感效应和启动压力梯度的双重介质低渗油藏邻井干扰试井模型[J].东北石油大学学报,2020,44(1):112-120.
JIANG Ruizhong, GAO Yue, CUI Yongzheng, et al. Well test model of interference from adjacent well in dual medium low permeability reservoir considering stress sensitive effect and threshold pressure gradient[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(1):112-120.