

压敏油藏不规则裂缝形态对压裂水平井产能的影响

孙璐¹, 刘月田^{1*}, 王宇¹, 张艺馨², 柴汝宽¹

1 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249, 中国

2 奥克拉荷马大学石油与地质工程学院, 奥克拉荷马州诺曼市 73019, 美国

* 通信作者, lyt51@163.com

收稿日期: 2017-02-17

国家自然科学基金项目“各向异性裂缝页岩气藏渗流机理与理论研究”(51374222)和国家重点基础研究发展计划“陆相致密油高效开发基础研究”课题五之专题一“致密油藏产能预测方法”(2015CB250905)联合资助

摘要 目前, 致密油藏压裂水平井产能模型多基于2类。第1类是将储层划分为外区、内区和人工裂缝共3个线性流动区的三线性模型, 第2类是将渗流通道划分为基质、天然裂缝和人工裂缝共3种类型的三孔模型。这2类模型均未考虑人工裂缝的不规则形态、天然裂缝和人工裂缝的压力敏感差异。本文充分考虑不规则裂缝形态及其对产能的影响, 考虑SRV区天然裂缝和人工裂缝具有不同的压力敏感系数及其对产能的影响, 建立了压敏致密油藏压裂水平井非稳态模型。模型建立过程中将不规则形态裂缝离散为变宽度的矩形微元段。在人工裂缝微元段压力的方程中引入裂缝渗透率, 在SRV区平均地层压力的方程中引入渗透率张量, 实现了对人工裂缝和SRV区压力敏感系数的表征。采用等效渗透率描述SRV区双重介质渗透率。应用本文模型描述了中Bakken的B-1#和B-6#两口致密油井的生产变化, 证明了本文模型的可靠性。分析结果表明, 本文模型能够灵活模拟不规则形态的人工裂缝, 处理人工裂缝和天然裂缝具有的不同压力敏感系数组合。3种形状裂缝导流能力由大到小的排列顺序为楔形缝、颈缩缝、矩形缝。当人工裂缝压力敏感系数大于0.15时, 压裂水平井存在最优井底流压, SRV区天然裂缝的压力敏感系数越大, 累积流量越小。

关键词 致密油藏; 压裂水平井产能; 不规则裂缝形态; 压力敏感

0 引言

目前研究压裂水平井产能问题已成为高效开发致密油藏的重要内容, 其产能模型应该充分考虑人工裂缝的复杂性以及致密油藏的压力敏感性, 对此国内外学者进行了大量的研究。Evans^[1]在1993年首先提出了均匀流量模型; Larsen^[2-3]在1994年建立了有限导流模型; Ozkan^[4-5]以压裂水平井的渗流区域为基础提出了三线性模型; F. Medeiros^[6-7]又发展到三孔模型, 三孔模型认为压裂改造区(SRV)之外的储层对多级压

裂水平井产能的贡献可以忽略。三孔模型没有考虑缝间干扰的问题, 也不能真实地模拟地层中裂缝的形态及其分布情况。Ozkan^[8-9]在1991年提出了Laplace空间的源函数, Guo和Evans^[10]在此基础上利用源函数结合Newmann积分方法得到了多级压裂水平井的非稳态流动解析解。Raghavan^[11]、Chen^[12]、姚军^[13]、王晓冬^[14]、廉培庆^[15]等也利用此方法和叠加原理求解了地层流体流入人工裂缝的数学模型, 解决了缝间干扰问题。2015年郭建春^[16-17]等考虑到人工裂缝的导流能力与裂缝宽度有关, 求解了楔形人工裂缝的压裂水平井

引用格式: 孙璐, 刘月田, 王宇, 张艺馨, 柴汝宽. 压敏油藏不规则裂缝形态对压裂水平井产能的影响. 石油科学通报, 2018, 01: 45-56

SUN Lu, LIU Yuetian, WANG Yu, ZHANG Yixin, CHAI Rukuan. Impact of fractured irregular geometry on productivity of multiple fractured horizontal wells in a pressure-sensitive tight oil reservoir. Petroleum Science Bulletin, 2018, 01: 45-56. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.01.005

的产能模型,但是该研究模拟的裂缝都是与井轴对称的垂直缝。在现场的实际监测和压裂措施模拟中发现人工裂缝形态复杂多变,存在裂缝两翼长度不同,两翼与井筒的夹角不同,裂缝颈缩,人工裂缝发生转向,以及转向后各级裂缝之间距离不相等的情形,这些因素都会对压裂水平井产能造成影响(Menglu Lin^[18]、包劲青^[19]等)。现有的致密油藏多级压裂水平井产能模型对人工裂缝的复杂性考虑得还不是很全面,有待进一步提高。

李传亮^[20]、孙来喜^[21-22]等对低渗、特低渗油藏压力敏感实验研究发现,人工裂缝的压力敏感系数大于天然裂缝。因此,致密油藏压裂水平井产能模型的建立还需要分别考虑人工裂缝和天然裂缝的压力敏感系数。Blasingame^[23-24]、孙贺东^[25]、陈民锋^[26-27]等在压力敏感油藏产量递减分析中发现,生产压差大,致密油藏生产井产量递减快。而在油藏开发过程中,适当放大生产压差,有利于流体流动,提高生产井产量。因此,对压力敏感油藏进行开发时,确定合理的生产工作制度是致密油藏高效开发的研究内容之一,也是致密油藏精细开发的重要基础。

本文在前人研究的基础上,考虑不规则形态人工裂缝、人工裂缝与天然裂缝的压力敏感系数组合,建

立了致密油藏压裂水平井的产能模型。在模型建立中,引入了不规则形态裂缝离散方法,采用Green源函数并结合Duhamel原理求解裂缝微元段在线汇节点处的压降,采用等效渗透率思想描述了SRV区中双重介质渗透率,并处理SRV区压力敏感问题。

1 数学模型建立及求解

图1所示在封闭的矩形油藏内有一口 N 级压裂水平井,沿水平井筒从左至右,人工裂缝依次记为 f_1 、 f_2 、 \dots 、 f_k 、 \dots 、 f_N ,其中, f_{k1} 和 f_{k2} 分别为左翼和右翼, $k=1,2,3,\dots,N$ 。实际人工裂缝几何形态可分为规则(如 f_{k-1} 和 f_k)和不规则(如 f_{k+1} 、 f_{k+2} 和 f_{k+3})2类。建立的产能模型遵循如下基本假设:①忽略压裂改造区(SRV)外围区域中流体流动,SRV区具有双重介质结构和渗透率各向异性特征,考虑SRV区天然裂缝和人工裂缝的压力敏感系数组合。②各级人工裂缝具有不同形态——垂直楔形缝、斜交楔形缝、转向裂缝、颈缩裂缝、矮裂缝等,各级裂缝之间存在干扰。③人工裂缝垂直贯穿储层。④储层内流体仅通过人工裂缝流入井筒,考虑水平井筒中的摩擦压降和加速度压降。⑤流体为单相微可压缩流体,流动满足达西定律。

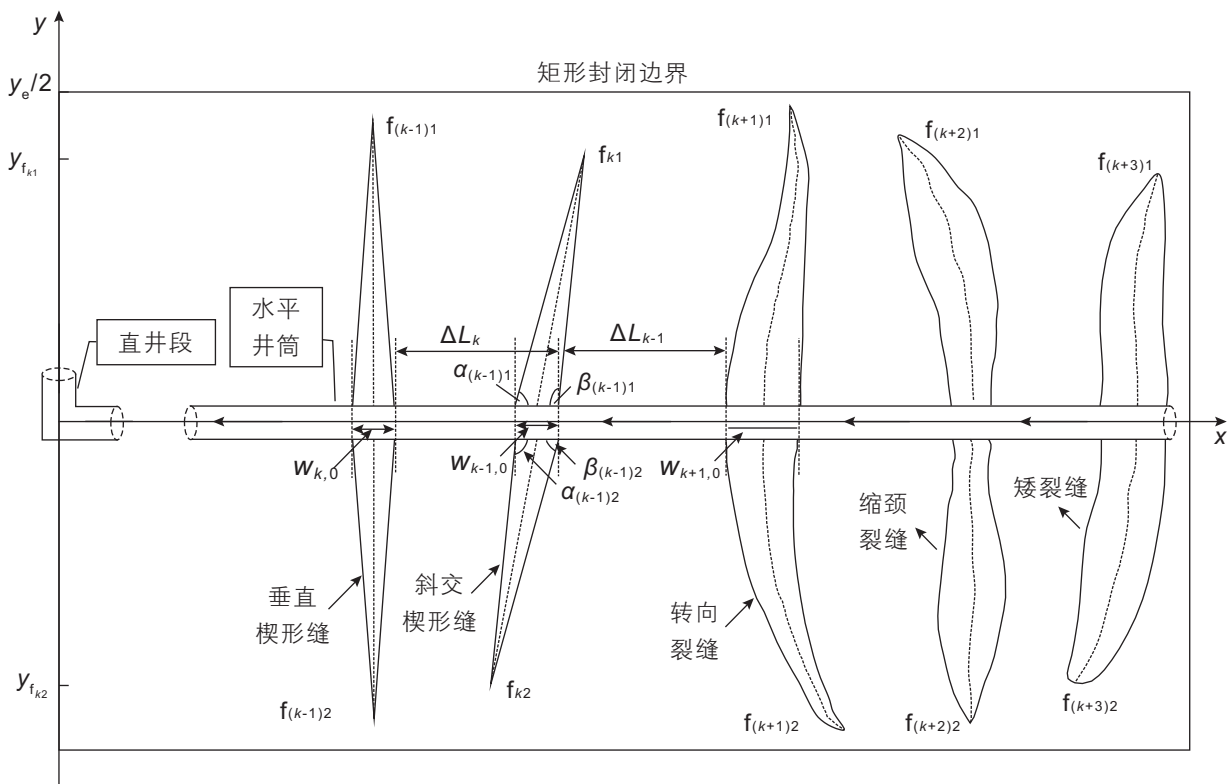


图1 模拟压裂水平井平面示意图

Fig. 1 Plan schematic diagram of fractured horizontal wells

1.1 不规则形态裂缝离散

如图 2 所示, 对于任意形态的裂缝, 以 f_k 的左翼 f_{k1} 和右翼 f_{k2} 为例, 可将左翼裂缝壁面形状记为不规则形状 $A_{k1}B_{k1}C_{k1}$, $C_{k1}D_{k1}$ 为中线。流体由远处汇流至裂缝壁面处, 人工裂缝可视作由沿裂缝中心线分布的线汇微元组成。设定线汇分布在裂缝的横截面与 2 个壁面交汇的位置, 图 2 中 $O_{k1,i}$ 点记为线汇 $XH_{k1,i}$ 位置, 将横截面与不规则形状 $A_{k1}B_{k1}C_{k1}$ 中线交点在 $x-y$ 平面内的坐标 $(x_{k1,i}, y_{k1,i})$ 记为线汇 $XH_{k1,i}$ 的坐标。 $O_{k1,0}$ 和 $O_{k2,0}$ 分别记为左翼 f_{k1} 和右翼 f_{k2} 与水平井筒壁的交汇点。设定在 $O_{k1,i+1}$ 点至 $O_{k1,i}$ 点之间是一个共有 $(ns-i)$ 个线汇流量流经的矩形微元段, 矩形的长度等于裂缝宽度, 矩形的宽度等于相邻两个交汇点间的垂直距离。经过上述方法处理, 将任意形态的裂缝划分为许多变宽度的矩形微元段。对于不规则形态的裂缝, 裂缝的 2 个壁面视作 2 段连续的曲线, 2 条曲线的平面距离即为裂缝宽度。结合压裂措施模拟的裂缝形态数据, 通过数值逼近获取左边曲线 $A_{k1}C_{k1}$ 形态的函数表达式 $F_l(x, y)$, 右边曲线 $B_{k1}C_{k1}$ 形态的函数表达式 $F_r(x, y)$ 。

对于矩形缝, 2 个表达式是常数项不等但斜率相等的一次函数; 对于楔形缝, 2 个表达式是斜率不等的一次函数。

1.2 储层中的数学模型

1.2.1 SRV 区的数学模型

初始时刻油藏各边界无流体流动。开始生产时, 线汇对整个油藏产生瞬时压降。假设从初始时间 $t_0 = 0$ 到时刻 t , 人工裂缝 f_k 左翼上任意线汇 $XH_{k1,i}$ 以 $q_{k1,i}$ 的速度流入裂缝中, 线汇坐标为 $(x_{k1,i}, y_{k1,i}, z_{k1,i})$ 。在 t 时刻, 所有线汇对线汇位置 $(x_{k1,j}, y_{k1,j}, z_{k1,j})$ 产生的总压降为

$$\begin{aligned} \Delta p(x_{k1,j}, y_{k1,j}, z_{k1,j}, t) &= p_{mi} - p_{k1,j} \\ &= \sum_{s=1}^N \left(\sum_{i=1}^{ns} (\Delta p_{s1,i} + \Delta p_{s2,i}) \right) \\ &= \frac{1}{x_e y_e h \phi C_t} \sum_{s=1}^N \left(\sum_{i=1}^{ns} \left(q_{s1,i} \int_0^t (S_1 S_2 S_3)_{s1,i} d\tau + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. q_{s2,i} \int_0^t (S_1 S_2 S_3)_{s2,i} d\tau \right)_{(x_{k1,j}, y_{k1,j}, z_{k1,j})} \right) \end{aligned} \quad (1)$$

式中,

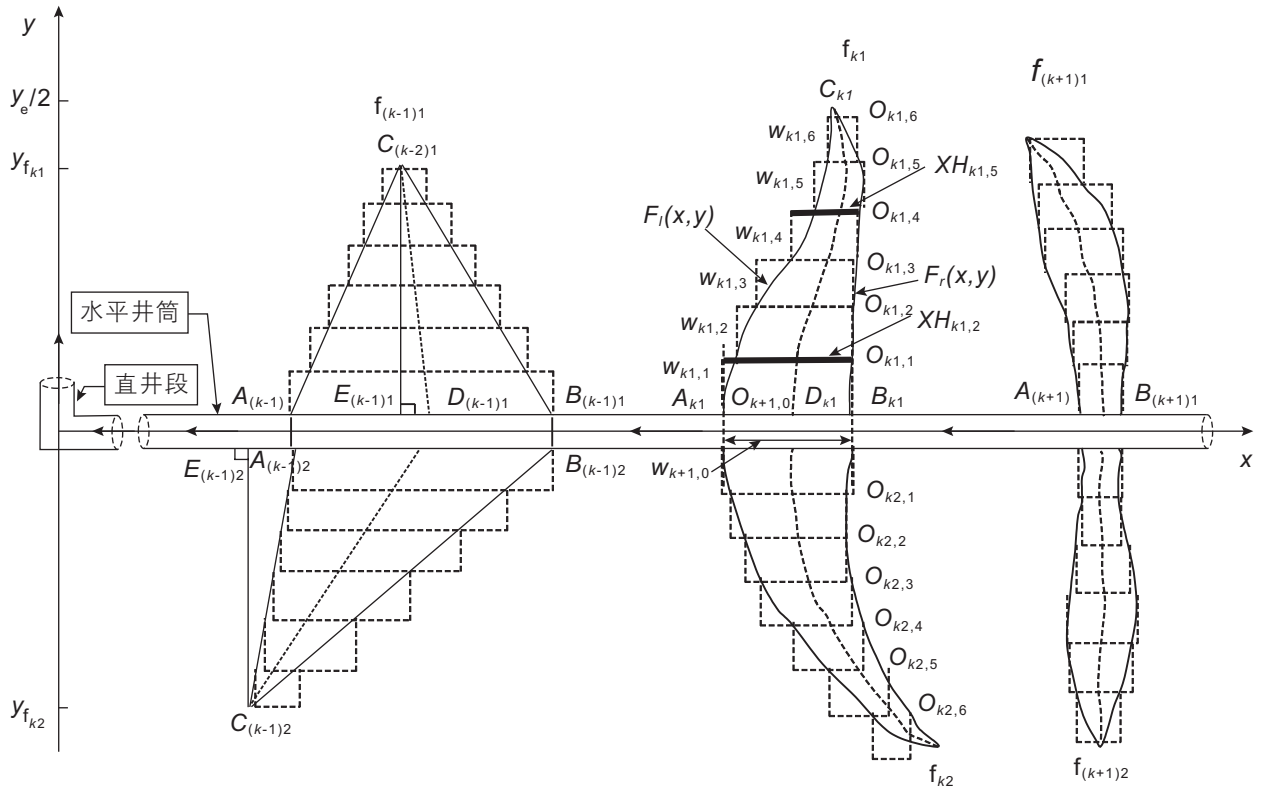


图 2 人工裂缝离散处理示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the left wing discretization of artificial fractures

$$\begin{aligned}
 S_1(x_i, x_{k1,j}, \tau) &= \frac{w_{k1,j}}{x_e} \left[1 + \frac{4x_e}{\pi w_{k1,j}} \sum_{n=1}^{+\infty} \frac{1}{n} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 K_x \tau}{\alpha x_e^2}\right) \right. \\
 &\quad \left. \cdot \sin \frac{n\pi w_{k1,j}}{2x_e} \cos \frac{n\pi x_{k1,j}}{x_e} \cos \frac{n\pi x_i}{x_e} \right] \\
 S_2(y_i, y_{k1,j}, \tau) &= \frac{y_{f_{k1}}}{y_e ns} \left[1 + \frac{4y_e ns}{\pi y_{f_{k1}}} \sum_{n=1}^{+\infty} \frac{1}{n} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 K_y \tau}{\alpha y_e^2}\right) \right. \\
 &\quad \left. \cdot \sin \frac{n\pi y_{f_{k1}}}{2y_e ns} \cos \frac{n\pi y_{k1,j}}{y_e} \cos \frac{n\pi y_i}{y_e} \right] \\
 S_3(z_i, z_{k1,j}, \tau) &= 1 + \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{+\infty} \frac{1}{n} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 K_z \tau}{\alpha h^2}\right) \\
 &\quad \cdot \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi z_{k1,j}}{h} \cos \frac{n\pi z_i}{h}
 \end{aligned} \tag{2}$$

1.2.2 人工裂缝中的数学模型

假设人工裂缝 f_k 内的流体保持线性流动，可以计算得到左翼 f_{k1} 上任意线汇位置 $O_{k1,j}$ 和 $O_{k1,0}$ 之间的压差（即 $O_{k1,j}$ 到水平井筒壁之间的压降）为

$$p_{k1,j} - p_{k1,0} = \sum_{i=1}^j \frac{Q_{k1,i} \mu y_{f_{k1}}}{k_f w_{k1,i} h ns} \tag{3}$$

同理，得右翼内任意线汇位置 $O_{k2,j}$ 和 $O_{k2,0}$ 之间的压差表达式。

1.3 产能耦合模型及求解

1.3.1 水平井筒的数学模型

井筒内的压降分为摩擦压降和加速度压降，则摩擦压降表达式和加速度压降表达式分别为

$$p_{k+1,1} - p_{k,2} = f_{fk} \frac{\rho Q_k^2}{4\pi^2 r_w^5} \Delta L_k \tag{4}$$

$$p_{k,1} - p_{k,2} = \frac{\rho}{\pi^2 r_w^4} (Q_{k-1}^2 - Q_k^2) \tag{5}$$

设定各级人工裂缝的跟端压力 p_{fk} 近似为

$$p_{fk} = \frac{p_{k,1} + p_{k,2}}{2} \tag{6}$$

当 $p_{f_1} = p_{f_2} = \dots = p_{f_k} = \dots = p_{f_N}$ 时，求解得到井筒为无限导流时多级压裂水平井的产能。水平井筒跟端处 $p_{0,1} = p_{0,2} = p_{wf}$ 。

1.3.2 耦合模型及求解

如图3所示，选取节点一—储层至节点三—缝口（跟端）作为研究对象，2个子系统的压降表达式为

$$p_{ini} - p_{fk} = (p_{ini} - p_{k1,j}) + (p_{k1,j} - p_{fk}) \tag{7}$$

已知 N 级压裂水平井，共得到关于 $2N \cdot ns$ 个未知线汇流量的 $2N \cdot ns$ 个方程，得到 $2N \cdot ns$ 阶线性方程组。此外，任意线汇是变质量流动，应用 Duhamel 原理确定任意线汇处的压力降。采取离散时间处理，在时间步

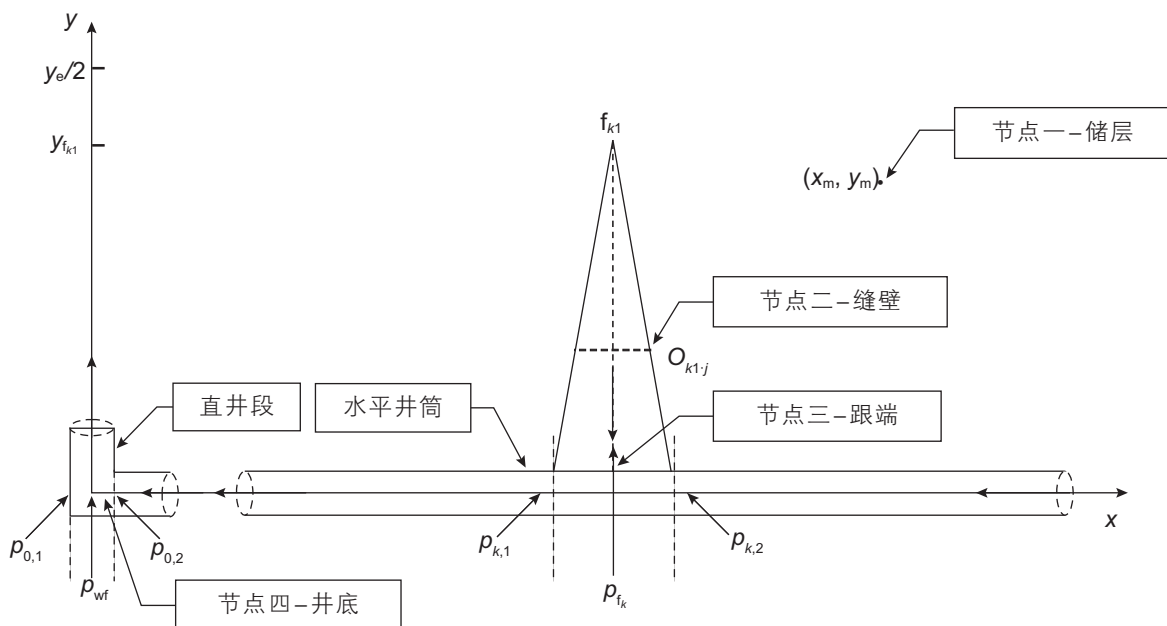


图3 流动节点系统分析示意图

Fig. 3 Schematic diagram of flow node point system

$n\Delta t$ 下展开式(7)可得

$$\begin{aligned} p_{\text{ini}} - p_{f_k} &= (p_{\text{ini}} - p_{k1,j}) + (p_{k1,j} - p_{f_k}) \\ &= \frac{1}{x_e y_e h \phi C_t} \sum_{s=1}^N \left(\sum_{i=1}^{ns} \left(q_{s1,i} \int_0^{n\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s1,i} d\tau + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{s2,i} \int_0^{n\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s2,i} d\tau \right)_{(x_{k1,j}, y_{k1,j}, z_{k1,j})} \right) + \right. \\ &\quad \left. \sum_{i=1}^j \frac{Q_{k1,i} \mu y_{f,k1}}{k_t w_{k1,i} h n s} - C \sum_{g=1}^{n-1} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,g} \int_{(g-1)\Delta t}^{g\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s1,i} d\tau + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. q_{k2,i,g} \int_{(g-1)\Delta t}^{g\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s1,i} d\tau \right)_{(x_{k1,j}, y_{k1,j}, z_{k1,j})} \right) \end{aligned} \quad (8)$$

依据式(8), 提取线性方程组的系数矩阵, 得到时间步 $n\Delta t$ 下线性方程组为 $\mathbf{A} \cdot \mathbf{q}_{n\Delta t} = \mathbf{B}$, 其中, 系数矩阵 \mathbf{A} 为

$$\begin{aligned} \mathbf{A} &= [A_{1,1,1}, A_{1,1,2}, \dots, A_{1,1,ns}, A_{1,2,1}, A_{1,2,2}, \dots, A_{1,2,ns}, \\ &\quad A_{2,1,1}, A_{2,1,2}, \dots, A_{2,1,ns}, A_{2,2,1}, A_{2,2,2}, \dots, A_{2,2,ns}, \\ &\quad \vdots \\ &\quad A_{k,1,1}, A_{k,1,2}, \dots, A_{k,1,ns}, A_{k,2,1}, A_{k,2,2}, \dots, A_{k,2,ns}, \\ &\quad \vdots \\ &\quad A_{N,1,1}, A_{N,1,2}, \dots, A_{N,1,ns}, A_{N,2,1}, A_{N,2,2}, \dots, A_{N,2,ns}] \end{aligned} \quad (9)$$

系数矩阵中各元素的计算通式如下

$$\begin{aligned} A_{m,d,n} &= [C\beta_{(1)1,1,(m)d,n}, C\beta_{(1)1,2,(m)d,n}, \dots, C\beta_{(1)1,ns,(m)d,n}, \\ &\quad C\beta_{(1)2,1,(m)d,n}, C\beta_{(1)2,2,(m)d,n}, \dots, C\beta_{(1)2,ns,(m)d,n}, \\ &\quad C\beta_{(2)1,1,(m)d,n}, C\beta_{(2)1,2,(m)d,n}, \dots, C\beta_{(2)1,ns,(m)d,n}, \\ &\quad C\beta_{(2)2,1,(m)d,n}, C\beta_{(2)2,2,(m)d,n}, \dots, C\beta_{(2)2,ns,(m)d,n}, \dots, \\ &\quad C\beta_{(m)1,1,(m)d,n} + D_{(m)1,1}, C\beta_{(m)1,2,(m)d,n} + \\ &\quad \sum_{i=1}^2 D_{(m)1,i}, \dots, C\beta_{(m)1,n,(m)d,n} + \sum_{i=1}^n D_{(m)1,i}, \dots, \\ &\quad C\beta_{(m)1,ns,(m)d,n} + \sum_{i=1}^n D_{(m)1,i}, C\beta_{(m)2,1,(m)d,n}, \\ &\quad C\beta_{(m)2,2,(m)d,n}, \dots, C\beta_{(m)2,ns,(m)d,n}, \dots, \\ &\quad C\beta_{(N)1,1,(m)d,n}, C\beta_{(N)1,2,(m)d,n}, \dots, \\ &\quad C\beta_{(N)1,ns,(m)d,n}, C\beta_{(N)2,1,(m)d,n}, C\beta_{(N)2,2,(m)d,n}, \dots, \\ &\quad C\beta_{(N)2,ns,(m)d,n}] \end{aligned} \quad (10)$$

其中, $d=1,2$ 。

时间步 $n\Delta t$ 下的未知量矩阵为

$$\mathbf{q}_{n\Delta t} = [q_{(1)}, q_{(2)}, \dots, q_{(k)}, \dots, q_{(N)}]_{n\Delta t}^T \quad (11)$$

其中,

$$q_{(k)} = [q_{(k)1,1}, q_{(k)1,2}, \dots, q_{(k)1,ns}, q_{(k)2,1}, q_{(k)2,2}, \dots, q_{(k)2,ns}]_{n\Delta t}$$

常数项矩阵为

$$\mathbf{B} = [\Delta p_{f_1}, \Delta p_{f_2}, \dots, \Delta p_{f_k}, \dots, \Delta p_{f_N}]^T - \Delta_n \quad (12)$$

其中, $\Delta p_{f_k} = [p_{\text{ini}} - p_{f_k}, p_{\text{ini}} - p_{f_k}, \dots, p_{\text{ini}} - p_{f_k}]$

$$\begin{aligned} \Delta_n &= \left[C \sum_{g=1}^{n\Delta t} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,g} \beta'_{(k)1,i,(1)1,1} + q_{k2,i,g} \beta'_{(k)1,i,(1)1,1} \right), \dots, \right. \\ &\quad C \sum_{j=1}^{n\Delta t} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,j} \beta'_{(k)1,i,(1)ns} + q_{k2,i,j} \beta'_{(k)1,i,(1)1,ns} \right), \\ &\quad C \sum_{g=1}^{n\Delta t} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,g} \beta'_{(k)1,i,(1)1,1} + q_{k2,i,g} \beta'_{(k)1,i,(1)1,1} \right), \dots, \\ &\quad C \sum_{j=1}^{n\Delta t} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,j} \beta'_{(k)1,i,(1)1,ns} + q_{k2,i,j} \beta'_{(k)1,i,(1)2,ns} \right), \\ &\quad \vdots \\ &\quad C \sum_{g=1}^{n\Delta t} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,g} \beta'_{(k)1,i,(ns)1,1} + q_{k2,i,g} \beta'_{(k)1,i,(ns)1,1} \right), \dots, \\ &\quad C \sum_{j=1}^{n\Delta t} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,j} \beta'_{(k)1,i,(ns)1,ns} + q_{k2,i,j} \beta'_{(k)1,i,(ns)1,ns} \right), \\ &\quad C \sum_{g=1}^{n\Delta t} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,g} \beta'_{(k)1,i,(ns)1,1} + q_{k2,i,g} \beta'_{(k)1,i,(ns)2,1} \right), \dots, \\ &\quad \left. C \sum_{j=1}^{n\Delta t} \sum_{i=1}^{ns} \left(q_{k1,i,j} \beta'_{(k)1,i,(ns)1,ns} + q_{k2,i,j} \beta'_{(k)1,i,(ns)2,ns} \right) \right]_{n\Delta t}^T \end{aligned} \quad (13)$$

矩阵中相应系数计算表达式为

$$C = \frac{1}{x_e y_e h \phi C_t}, \quad D_{(k)1,i} = \frac{\mu y_{f_{k1}}}{k_t w_{k1,i} h n s},$$

$$D_{(k)2,i} = \frac{\mu y_{f_{k2}}}{k_t w_{k2,i} h n s},$$

$$\beta_{(k)1,i,(m)d,j} = \left(\int_0^{n\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s1,i} d\tau \right)_{(x_{(m)d,j}, y_{(m)d,j}, z_{(m)d,j})},$$

$$\beta_{(k)2,i,(m)d,j} = \left(\int_0^{n\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s2,i} d\tau \right)_{(x_{(m)d,j}, y_{(m)d,j}, z_{(m)d,j})},$$

$$\beta'_{(k)1,i,(m)d,j} = \int_{(g-1)\Delta t}^{g\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s1,i} d\tau_{(x_{(m)d,j}, y_{(m)d,j}, z_{(m)d,j})}.$$

当压裂水平井的内边界条件为定井底流压 p_{wf} 时, 可以利用式(4)–式(6)计算不同跟端位置的压力, 并借助人工裂缝的流量 q_{f_k} 来确定每一级人工裂缝的跟端压力。

1.4 SRV 区和人工裂缝压力敏感的处理

在 $n\Delta t$ 时刻, 通过线性方程组 $\mathbf{A} \cdot \mathbf{q} = \mathbf{B}$ 已经得到了第 1 时间步至第 n 时间步的所有线汇流量。那么, 在所有线汇流量和矩形封闭油藏一个线汇的解的基础上, 应用 Duhamel 原理确定 $n\Delta t$ 时刻下油藏中任意位置 (x, y, z) 的压力表达式如下

$$\begin{aligned}
 p(x, y, z, n\Delta t) &= p_{mi} - \Delta p(x, y, z, n\Delta t) \\
 &= \sum_{s=1}^N \left(\sum_{i=1}^{ns} (\Delta p_{s1,i}(n\Delta t) + \Delta p_{s2,i}(n\Delta t))_{(x,y,z)} \right) \\
 &= \sum_{s=1}^N \left(\sum_{i=1}^{ns} \left(\sum_{k=1}^n \left(q_{s1,i}^{k\Delta t} \int_{(k-1)\Delta t}^{n\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s1,i} d\tau + \right. \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. q_{s2,i}^{k\Delta t} \int_{(k-1)\Delta t}^{n\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s2,i} d\tau \right) \right. \\
 &\quad \left. - \sum_{g=1}^{n-1} \left(q_{s1,i}^{g\Delta t} \int_{g\Delta t}^{n\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s1,i} d\tau + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. q_{s2,i}^{g\Delta t} \int_{g\Delta t}^{n\Delta t} (S_1 S_2 S_3)_{s2,i} d\tau \right) \right)_{(x,y,z)} \quad (14)
 \end{aligned}$$

同时，用面积加权法求SRV区地层平均压力 \bar{p}_{SRV} 如下：

$$\bar{p}_{SRV} = \frac{1}{nx \cdot ny} \sum_{j=1}^{ny} \sum_{i=1}^{nx} p \left(\frac{x_e}{nx} (i - \frac{1}{2}), \frac{y_e}{ny} (j - \frac{1}{2}), z, n\Delta t \right) \quad (15)$$

采用等效渗透率确定SRV区平均渗透率 K_x 、 K_y 、 K_z 的计算表达式(16)。平均渗透率 K_x 、 K_y 、 K_z 与SRV区地层平均压力有关。采用压力敏感系数 α_1 表示天然裂缝的压力敏感程度。

$$\begin{aligned}
 \bar{K} &= \begin{bmatrix} K_x & & \\ & K_y & \\ & & K_z \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} k_{fx} + k_m & & \\ & k_{fy} + k_m & \\ & & k_{fz} + k_m \end{bmatrix}, \quad (16)
 \end{aligned}$$

其中， k_{fx} 、 k_{fy} 和 k_{fz} 的计算表达式为 $k_{fr0} e^{\alpha_1(p-p_{mi})}$ 。

表 1 中 Bakken 致密油井 B-1# 和 B-6# 的基础参数

Table 1 Basic parameters of B-1# and B-6# in Mid-Bakken

井名	B-1#	B-6#
初始压力/MPa	13.2	14.2
孔隙度/%	8	13
基质渗透率/mD	0.01	0.01
裂缝导流能力/mD·mm	80 000	70 000
裂缝条数	4	15
水平井长度/m	732	1463
储层厚度/m	5.5	11
裂缝半长/m	158	144

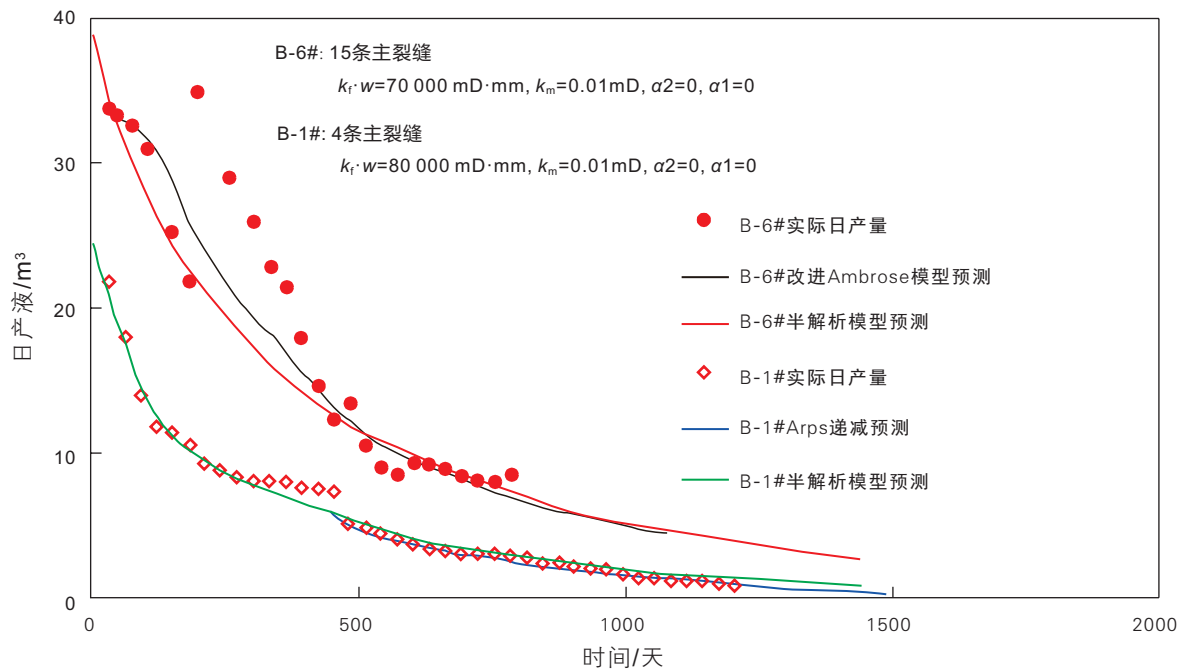


图 4 半解析模型与 Arps 模型及改进 Ambrose 模型的对比

Fig. 4 Comparison of semi-analytical model with Arps model and improved Ambrose model

将不同生产时刻线汇处的压力代入人工裂缝的渗透率 k_f 表达式(17)中, 可得沿不同线汇处裂缝微元段中的渗透率。采用压力敏感系数 α_2 表示人工裂缝的压力敏感程度。

$$k_f = k_{f0} e^{\alpha_2(p - p_{mi})} \quad (17)$$

2 模型验证

杨俊峰^[28]应用Arps模型预测了中Bakken致密油井B-1#压裂水平井产能, 用改进的Ambrose模型预测了中Bakken致密油井B-6#压裂水平井产能。

本文对中Bakken致密油井B-1#和B-6#开展模

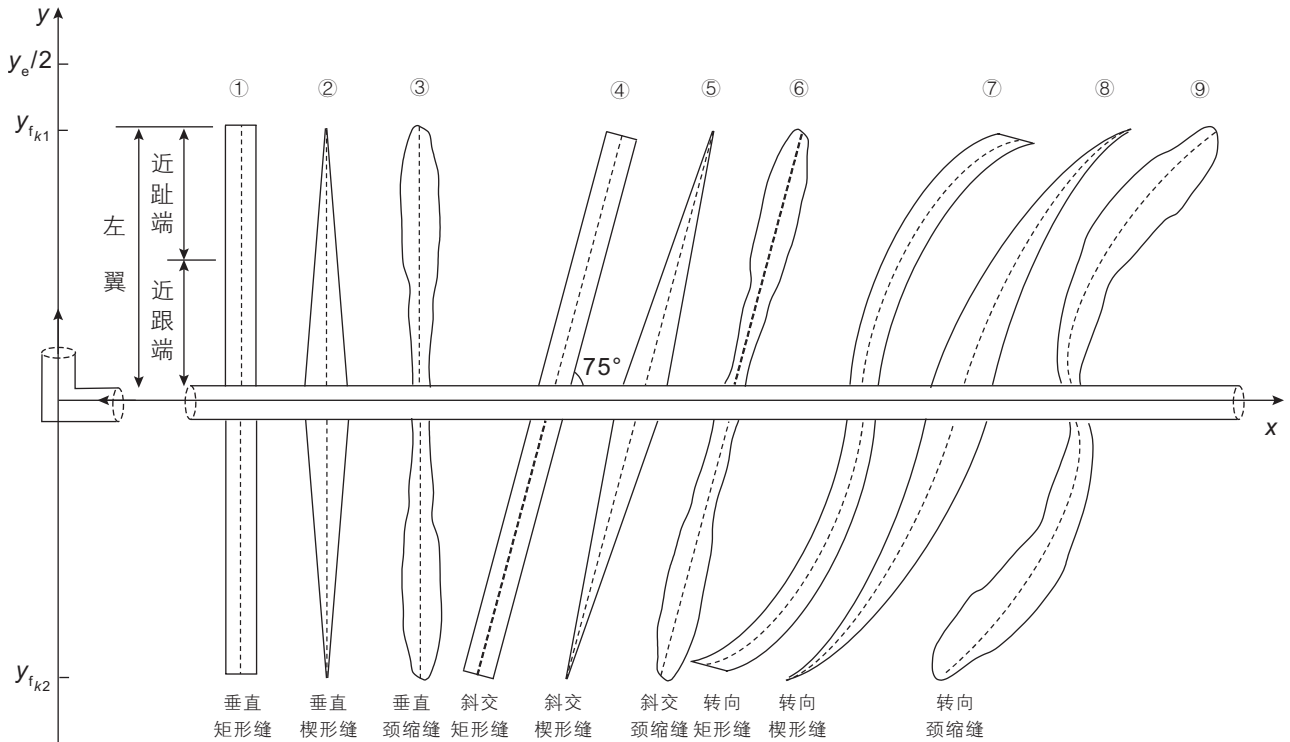


图5 人工裂缝形态示意图

Fig. 5 Schematic diagram of morphology of artificial fractures

表2 人工裂缝、水平井和油藏的参数

Table 2 Parameters of artificial fractures, horizontal wells and reservoir

变量名称	取值	变量名称	取值
储层长度 (x_c)/m	1000	流体黏度 (μ)/ mPa·s	4
储层宽度 (y_c)/m	500	油藏条件下流体密度 (ρ)/(kg/m ³)	850
储层厚度 (h)/m	10	井底压力 (p_{wf})/ MPa	8
x 方向的渗透率 (K_x)/ mD	0.1	井筒粗糙度 (f_t)	0.001
y 方向的渗透率 (K_y)/ mD	0.1	井筒直径 (r_w)/m	0.05
z 方向的渗透率和 (K_z)/ mD	0.1	人工裂缝水平长度/m	99
孔隙度 (ϕ)	0.1	水平井段长度(L)/m	1000
油藏的初始压力 (p_{mi})/ MPa	30	人工裂缝垂直长度 (y_f)/m	150
综合压缩系数 (C_t)/ MPa ⁻¹	0.0004	人工裂缝平均宽度 (w_{mean})/m	0.003 15
人工裂缝跟端宽度 (w_m)/ m	0.006	人工裂缝级数 (N)	5
人工裂缝趾端宽度 (w_{ip})/ m	0.0003	人工裂缝渗透率 (K_f)/ mD	10 000
人工裂缝压敏系数 (α_2)/MPa ⁻¹	0.15	天然裂缝压敏系数 (α_1)/MPa ⁻¹	0.02

拟计算, 计算中采用的参数与杨俊峰的一致, 见表1。通过稳态逐渐逼近非稳态的方法, 运用本文的半解析模型计算了压裂水平井全生产过程。计算对比结果见图4, 证明半解析模型计算结果能够描述两口井的生产变化。

3 模型分析

在压裂水平井模型中设计了9种不同形态的中心对称裂缝, 其中裂缝与井筒的关系包括垂直、斜交和转向, 裂缝的形态包括矩形、楔形和颈缩, 如图5中的①-⑨所示。采用抛物线方程描述裂缝⑦和⑧的形态, 采用双曲线方程来近似描述裂缝⑥和⑨的形态, 采用线性关系式来描述裂缝③的形态。方程中的系数

根据裂缝的平均宽度、趾端和跟端宽度、垂直长度和水平长度计算得到。

通过压裂施工模拟计算、微地震监测和示踪剂测试解释来获取人工裂缝、水平井、油藏的参数, 计算各级裂缝线汇流量的基础参数参见表2。

3.1 人工裂缝的形态与线汇流量的关系

图6为裂缝之间无干扰时9种形态裂缝的线汇累积流量图。由图6可见, 相同裂缝形状下, 垂直缝的累积流量明显低于斜交缝和转向缝, 但均呈现出裂缝越长, 累积线汇流量越大的趋势。相同裂缝与井筒关系下, 楔形缝累积线流量最大, 颈缩缝次之, 矩形缝最小。跟端导流能力大的楔形缝的累积线汇流量比矩形缝的累积线汇流量高出6.5%, 跟端导流能力小的颈

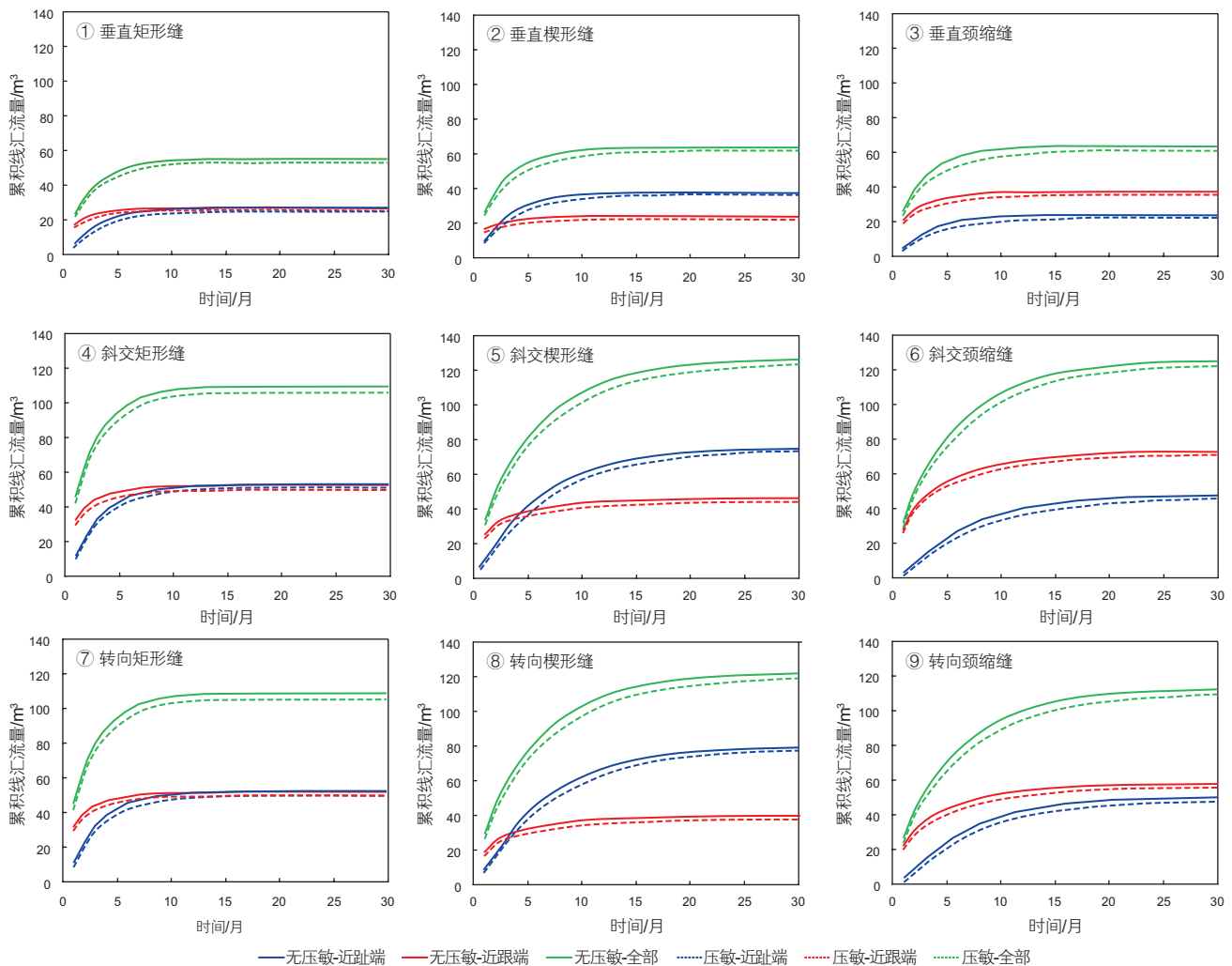


图6 9种裂缝形态的累积流量对比

Fig. 6 Comparisons of cumulative flow rates of 9 kinds of fractures

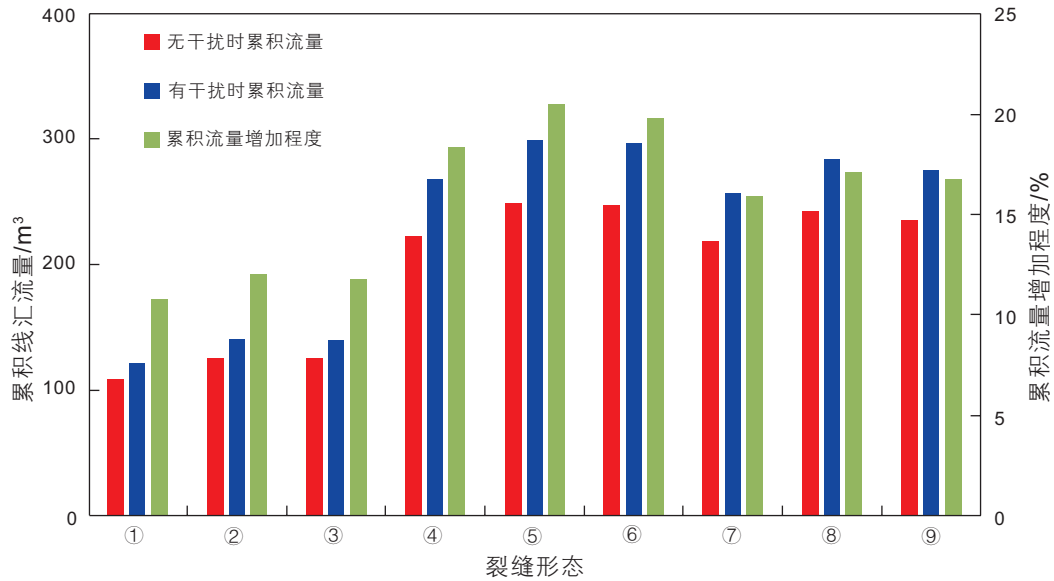


图 7 考虑缝间干扰的 9 种裂缝形态累积流量对比

Fig. 7 Comparisons of cumulative flow rates of 9 fractures under the fracture interference

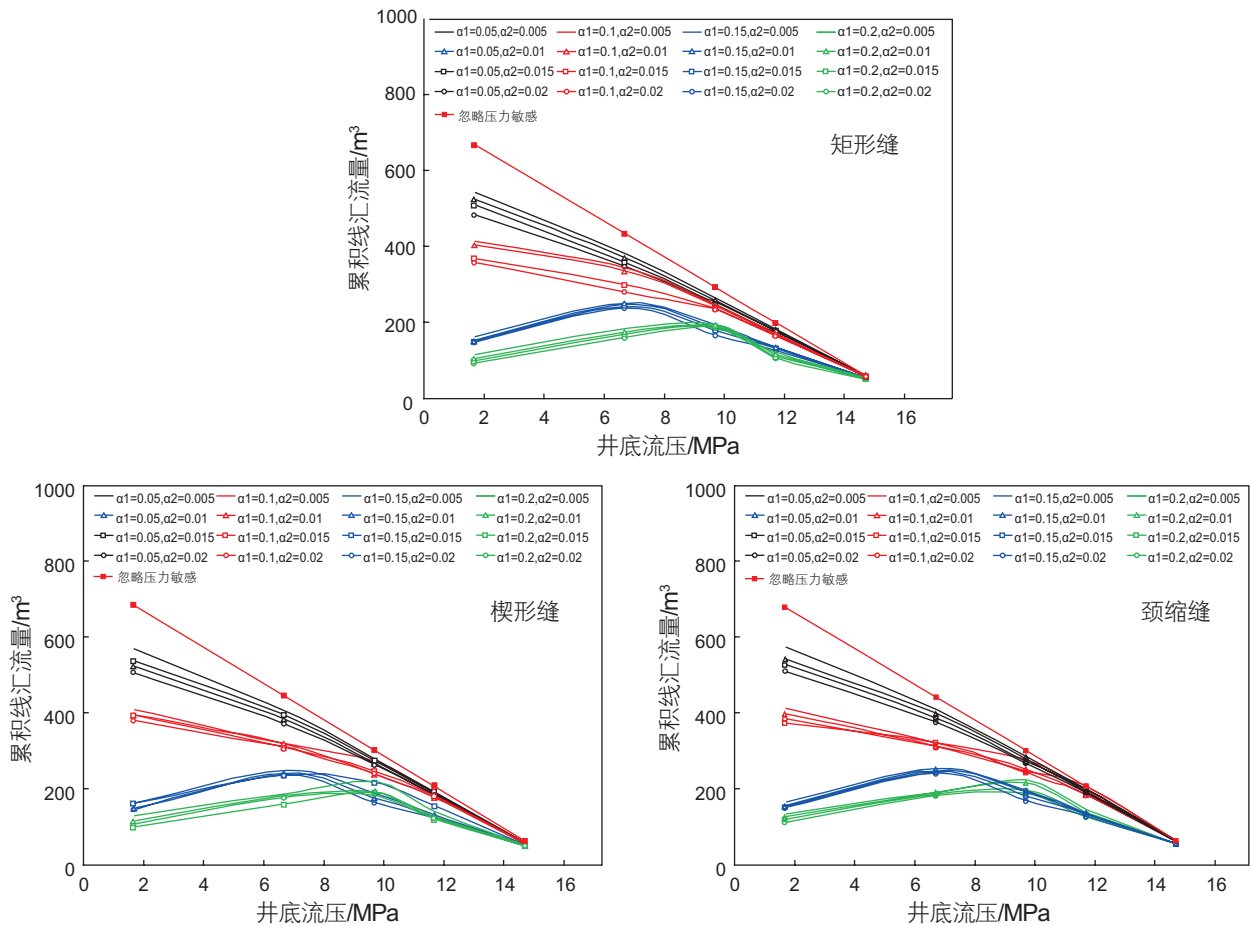


图 8 3 种裂缝形状的累积流量对比

Fig. 8 Comparisons of cumulative flow rates of 3 kinds of fractures

缩缝比矩形缝的累积线汇流量高出 6.3%。

对比①、②和③可见，矩形缝中近趾端流量与近

跟端流量相差不到 1%；楔形缝中近趾端流量是近跟

端流量的 1.58 倍；颈缩缝中近趾端流量是近跟端流量

的 1.55 倍。

3.2 人工裂缝干扰与线汇累积流量关系

图 7 为裂缝之间干扰和不干扰 2 种情形下, 9 种裂缝形态整条缝的累积线汇流量及其增加程度对比。由图 7 可见, 与裂缝不干扰相比, 裂缝之间存在干扰时, 累积线汇流量更大; 累积汇流量越大, 累积汇流量增加程度也越大。

3.3 合理生产工作制度

图 8 中颜色相同的曲线代表人工裂缝压力敏感系数相同, SRV 区天然裂缝压力敏感系数不同。颜色不相同的曲线代表人工裂缝压力敏感系数不同, SRV 区天然裂缝压力敏感系数相同。对于矩形缝、楔形缝、颈缩缝曲线变化趋势一致。

在图 8 中, 以矩形缝为例, 忽略压力敏感时, 随着井底流压降低, 累积流量线性增加。考虑压力敏感时, 当人工裂缝压力敏感系数为 0.05 时(黑色曲线), 随着井底流压降低, 累积流量逐渐增加; 当井底流压相同时, 天然裂缝压力敏感系数越大, 累积流量

越小。当人工裂缝压力敏感变形系数为 0.15 时(蓝色曲线), 随着井底流压降低, 累积流量先增加后降低; 当井底流压相同时, 天然裂缝压力敏感系数 α_2 变化对累积流量影响很小。由图 8 的曲线分析可知, 当人工裂缝压力敏感系数大于 0.15 时, 存在最优井底流压。

4 结论

(1) 建立了压敏致密油藏压裂水平井非稳态模型, 模型能够描述不规则形态的人工裂缝以及垂直、斜交、转向的人工裂缝, 能够计算 SRV 区天然裂缝与人工裂缝压力敏感系数组合下的压裂水平井产能。

(2) 本文模型能够准确描述中 Bakken 的 B-1# 和 B-6# 两口致密油井生产变化, 说明了本文模型的可靠性。

(3) 人工裂缝导流能力由大到小依次为楔形缝、颈缩缝、矩形缝。当人工裂缝压力敏感系数大于 0.15 时, 压裂水平井存在最优井底流压, SRV 区天然裂缝的压力敏感系数越大, 累积流量越小。

符号说明

N —裂缝级数, 整数; $y_{f_{k1}}$ 、 $y_{f_{k2}}$ —左翼和右翼的趾端纵坐标; $(x_{k1,i}, y_{k1,i}, z_{k1,i})$ —线汇 $XH_{k1,i}$ 的坐标; ns —人工裂缝单翼微元段数, 整数; $w_{k1,i}$ — $O_{k1,i}$ 和 $O_{k1,i-1}$ 之间的裂缝 f_{k1} 微元段的宽度, m; t —生产时间, 天; $q_{k1,g}$ 、 $q_{k2,g}$ —分别为线汇 $XH_{k1,i}$ 和 $XH_{k2,g}$ 的流量, m^3/d ; Δp —压降, MPa; p_{mi} —油藏原始地层压力, MPa; $\Delta p_{s1,i}$ 、 $\Delta p_{s2,i}$ —左翼上线汇 $XH_{s1,i}$ 和右翼上线汇 $XH_{s2,i}$ 对任意线汇位置 (x, y, z) 产生的瞬时压降, MPa; x_e 、 y_e 、 h —油藏的长度、宽度和厚度, m; ϕ —孔隙度, 小数; μ —流体黏度, $mPa \cdot s$; C_t —综合压缩系数, MPa^{-1} ; S_1 、 S_2 、 S_3 —点 $(x_{k1,i}, y_{k1,i}, z_{k1,i})$ 处的 Green 函数; $\alpha = \phi \mu C_t$; K_x 、 K_y 、 K_z — x 、 y 、 z 方向的渗透率, mD; r_w —井筒半径, m; $p_{k1,0}$ 、 $p_{k2,0}$ —水平井筒壁 $O_{k1,0}$ 和 $O_{k2,0}$ 处的压力, 等于 p_f ; k_f —人工裂缝渗透率, mD; $Q_{k1,i}$ —左翼上通过第 i 个微元横截面的流量, $Q_{k1,i} = \sum_{g=1}^{ns} q_{k1,g}$; α_1 、 α_2 —SRV 区裂缝和人工裂缝的压力敏感系数; nx 、 ny —对 x_e 、 y_e 平均分段的数目, 正整数。 \bar{K} —渗透率张量; k_{fx} 、 k_{fy} 、 k_{fz} — x 、 y 、 z 方向的 SRV 区裂缝渗透率, mD; k_{f0} —SRV 区裂缝初始渗透率, mD; k_m —基质渗透率, mD; k_{f0} —人工裂缝初始渗透率, mD; $p_{k1,i}$ 、 $p_{k2,i}$ —左翼和右翼上第 i 个线汇位置处的压力, MPa; f_{rk} —井段 ΔL_k 壁面摩擦因子, 与管壁粗糙度 f_r 和流动状态有关; ρ —流体的密度, kg/m^3 ; Q_k —井段 ΔL_k 中流体流量, m^3/d ; p_{f_k} —人工裂缝 f_k 的进入压力, MPa; p_{wf} —井底流压, MPa。

参考文献

- [1] GUO G L, EVANS R D. Pressure-transient behavior and inflow performance of horizontal wells intersecting discrete fractures[C]//Society of Petroleum Engineers. SPE 26446 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum

- Engineers held, 3–6 October 1993, Houston, Texas.
- [2] LARSEN L, HERGRE T M. Pressure transient analysis of multifractured horizontal wells. //Society of Petroleum Engineers. SPE 28389 presented at the SPE 69th Annual Technical conference and Exhibition held, 25–28 September 1994, New Orleans, LA, USA.
- [3] HOME R N, TEMENG K O. Relative productivities and pressure transient modeling of horizontal wells with multiple fractures[C]// Middle East Oil Show. Society of Petroleum Engineers, 1995.
- [4] OZKAN E, BROWN M L, RAGHAVAN R, et al. Comparison of fractured-horizontal-well performance in tight sand and shale reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(02): 248–259.
- [5] 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.
- [6] MEDEIROS F, OZKAN E, KAZERNI H. Productivity and drainage area of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 26(04): 902–911.
- [7] MEDEIROS F, KURTOGLU B, OZKAN E, KAZERNI H. Analysis of production data from hydraulically fractured horizontal wells in shale reservoirs [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 05(04): 559–568.
- [8] OZKAN E, RAGHAVAN R. New solutions for well-test-analysis problems: Part 1—analytical considerations[R]. SPE Form Eval, 1991a. 6 (3): 359–368.
- [9] OZKAN E, RAGHAVAN R. New solutions for well-test-analysis problems: Part 2—computational considerations and applications[R]. SPE Form Eval, 1991b. 6 (3): 369–378.
- [10] GUO G L, EVANS R D. Pressure-transient behavior and inflow performance of horizontal wells intersecting discrete fracture[R]. SPE 26446, 1993.
- [11] RAGHAVAN R, CHEN C C, AGARWAL B. An analysis of horizontal wells intercepted by multiple fractures[R]. SPE 27652, 1997.
- [12] CHEN C C, RAGHAVAN R. A multiply-fractured horizontal well in a rectangular drainage region[R]. SPE37072, 1997.
- [13] 姚军, 刘丕养, 吴明录. 裂缝性油气藏压裂水平井试井分析[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(5): 107–119. [YAO J, LIU P Y, WU M L. Well test analysis of fractured horizontal well in fractured reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(5): 107–119.]
- [14] 王晓冬, 罗万静, 侯晓春. 矩形油藏多段压裂水平井不稳态压力分析[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 74–78. [WANG X D, LUO W J, HOU X C. Transient pressure analysis of multiple-fractured horizontal wells in boxed reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 74–78.]
- [15] 廉培庆, 程林松, 曹仁义, 黄世军. 低渗透油藏压裂水平井井筒与油藏耦合的非稳态模型[J]. 计算物理, 2010, 27(02): 203–210. [LIAN P Q, CHENG LS, CAO R Y, HUAN S J. A non-steady model of the coupling of fractured horizontal wellbore and reservoir in low permeability reservoirs[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2010, 27(02): 203–210.]
- [16] 郭建春, 路千里, 曾凡辉. 楔形裂缝压裂井产量预测模型[J]. 石油学报, 2013, 34(02): 346–352. [GUO J C, LU Q L, ZENG F H. A productivity prediction model for a fractured with wedge-shaped fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(02): 346–352.]
- [17] 郭建春, 刘恒, 曾凡辉. 裂缝变缝宽形态对压裂井长期产能的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(01): 111–115. [GUO J C, LIU H, ZENG F H. Influence of varying fracture width on fractured well's long-term productivity[J]. Journal of China University of Petroleum, 2015, 39(01): 111–115.]
- [18] LIN M, CHEN S, Ding W, et al. Effect of fracture geometry on well production in hydraulic-fractured tight oil reservoirs[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2015, 54(03): 183–194.
- [19] 包劲青, 刘合, 张广明, 金娟, 等. 分段压裂裂缝扩展规律及其对导流能力的影响[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(2): 281–288. [BAO J Q, LIU H, ZHANG G M, JIN J, et al. Fracture propagation laws in staged hydraulic fracturing and their effects on fracture conductivities [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 281–288.]
- [20] 李传亮. 渗透率的压力敏感效应分析方法[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(3): 348–350. [LI C L. A study on the stress sensibility of permeability of reservoir rocks [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(3): 348–350.]
- [21] 孙来喜, 李成勇, 李成, 朱绍鹏. 低渗透气藏压力敏感与气井产量分析[J]. 天然气工业, 2009, 29(4): 74–76. [SUN L X, LI C Y, LI C, ZHU S P. Stress sensitivity effect of low-permeability gas reservoirs and production analysis of gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(4): 74–76.]
- [22] 郭平. 采用两种实验方法进行气藏岩心压力敏感研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 29(2): 7–9. [GUO P. Study on core stress sensitivity for gas reservoir with two experiment method[J]. Journal of southwest petroleum institute, 2009, 29(2): 7–9.]
- [23] BLASINGAME T A, LEE W J. Properties of homogeneous reservoirs, naturally fractured reservoirs, and hydraulically fractured reservoirs from decline curve analysis[C]//Society of Petroleum Engineers. SPE 15028 presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 13–15 March 1986, Midland, Texas.
- [24] BLASINGAME T A, LEE W J. Variable rate reservoir limits testing[C]//Society of Petroleum Engineers. SPE 15018 presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 13–15 March 1986, Midland, Texas.

- [25] 孙贺东. 油气井现代产量递减分析方法及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013. [SUN H D. Advanced production decline analysis and application [M]. Petroleum University Press, 2013.]
- [26] 陈民锋, 王兆琪, 孙贺东, 王言等. 考虑压力敏感影响的改进Blasingame产量递减分析方法[J]. 石油科学通报, 2017, 2(1): 53–63.[CHEN M F, WANG Z Q, SUN H D, WANG Y, et al. Improved Blasingame production-decline analysis method considering stress sensitivity[J]. Petroleum Science Bulletin, 2017, 2(1): 53–63.]
- [27] SHAHAMAT M S, MATTAR L, AGUILERA R. Analysis of decline curves on the basis of beta-derivative [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2015, 18(02): 214–227.
- [28] 杨俊峰. Bakken致密油藏储层特征与多段压裂水平井开发技术研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2012.[YANG J F. Study on reservoir characteristics of Bakken tight reservoir and development of multiple fractured horizontal wells[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2012.]

Impact of fractured irregular geometry on productivity of multiple fractured horizontal wells in a pressure-sensitive tight oil reservoir

SUN Lu¹, LIU Yuetian¹, WANG Yu¹, ZHANG Yixin², CHAI Rukuan¹

1 Key Laboratory for Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2 Petroleum Engineering Institute, Missouri University of Science and Technology, Rolla, Missouri 63101, USA

Abstract At present, productivity models of fractured horizontal wells in tight reservoirs are based on the following 2 types. The first is a tri-linear flow model, in which the flow regions include three parts; outer reservoir, inner formation, and artificial fracture. The second is a triple porosity model, in which the flow path includes the matrix, natural fractures, and artificial fractures. However, these two models do not consider the irregular geometry of artificial fractures as well as the pressure sensitivity of natural fractures and artificial fractures. This paper mainly builds a transient model of a fractured horizontal well in a pressure-sensitive tight reservoir and conducts productivity analysis according to the irregular geometry of artificial fractures as well as the different features of pressure sensitivity in the stimulated reservoir volume (SRV) and artificial fractures. In the model, the irregular shape fractures are converted into rectangular microelements of variable width. Fracture permeability is introduced into the equation of pressure at the microelement section of artificial fractures. The permeability tensor is introduced into the equation of the average formation pressure in the SRV. The pressure sensitivity coefficient of artificial fractures and SRV is characterized. The permeability of double medium in SRV is described by the equivalent permeability. This model is used to describe the production of two wells B-1# and B-6# in Mid-Bakken, and the reliability of the model is illustrated. The results show that the model can simulate irregular morphological fractures flexibly and deal with the combination of different pressure sensitivity coefficients. Three kinds of shape fractures are wedged, necked and rectangular. When the pressure sensitivity coefficient of artificial fractures is greater than 0.15, there is an optimal bottom hole flow pressure for fractured horizontal wells. The greater the pressure sensitivity coefficient of natural fractures in SRV, the smaller the cumulative flow.

Keywords tight oil reservoir; productivity of fractured horizontal well; irregular geometry of fractures; pressure-sensitive; reasonable productivity working system

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.01.005

(编辑 马桂霞)