

复杂诱导裂缝网络 注水直井试井模型及压力动态分析

崔永正^{1,2}, 周文胜^{1,2}, 姜瑞忠³

(1. 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 102209; 2. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 102209; 3. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580)

摘要:低渗透油藏在注水直井井筒周围容易形成复杂诱导裂缝网络,诱导裂缝在关井测压过程中发生闭合。为有效反演复杂诱导裂缝网络及井底压力动态,建立复杂诱导裂缝网络注水直井半解析试井模型,耦合裂缝数值渗流方程及裂缝流量节点守恒方程,考虑变裂缝储集表征裂缝闭合状态,采用线源方法、Laplace变换和 Stehfest 数值反演方法,求解复杂诱导裂缝网络注水直井试井模型,分析注水直井典型压力动态及影响参数。结果表明:复杂诱导裂缝网络注水直井压力动态可划分为8个流动阶段;诱导裂缝闭合作用产生双井储现象,压力动态曲线出现裂缝储集及第二过渡流阶段,裂缝闭合速度越快,凸起越明显。次级裂缝导致压力曲线出现裂缝供给阶段,渗透率越大,裂缝供给阶段下凹越明显。该试井模型可以有效处理注水直井周围复杂诱导裂缝网络及在关井测压过程中裂缝闭合作用,为诱导裂缝注水直井的参数解释提供参考。

关键词:注水直井;试井模型;诱导裂缝网络;裂缝闭合;压力动态分析;双井储效应

中图分类号:TE353 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)03-0097-08

0 引言

水驱是低渗透油藏开发的关键方式^[1-2]。低渗透油藏脆性较强,微裂缝发育^[3-5],高压水驱在注水直井井筒周围容易形成复杂诱导裂缝网络^[6-8]。诱导裂缝导致注水窜流、波及效果变差,影响注水开发效果^[9-10],建立复杂诱导裂缝网络注水直井试井解释方法,对注水直井诱导裂缝及储层参数定量表征具有重要意义。

人们对注水直井诱导裂缝试井模型开展研究。SPIVEY J P等^[11]研究注水诱导裂缝试井问题,诱导裂缝在关井测压过程中发生裂缝闭合作用,提出利用裂缝储集表征裂缝闭合效应的方法,建立对称分布双翼诱导裂缝的井筒一裂缝双井储注水直井试井模型,表明诱导裂缝闭合引起试井曲线凸起。BINAKRESH S A等^[12]开展矿场试井数据解释,证实利用裂缝储集表征裂缝闭合效应的方法在注水诱导裂缝解释的实用性。根据关井测压过程中诱导裂缝储集能力随裂缝压力变化的特点,WANG Yang等^[13-14]将裂缝储集表征为压力函数,建立变裂缝储集的双井储模型,提出注水诱导裂缝识别及定量表征方法。基于变裂缝储集的双井储模型,WANG Zhipeng等^[15-17]建立多层油藏及多翼裂缝不均匀分布的诱导裂缝注水直井试井解释模型。基于 Mathieu 函数,金子一等^[18]建立诱导裂缝和椭圆复合分区特征的注水井试井解释模型。这些注水直井诱导裂缝试井研究主要聚焦于诱导主裂缝的试井模型建立及压力动态分析,对次级诱导裂缝及复杂诱导裂缝网络的流体流动考虑不足。

对于低渗透油藏注水直井复杂诱导裂缝网络,笔者耦合裂缝数值渗流方程及裂缝节点流量守恒方程^[19-20],对主裂缝及次级裂缝交错的复杂缝网进行刻画;考虑变裂缝储集表征裂缝闭合现象,求解复杂诱导裂缝网络注水直井井底压力,绘制典型压力曲线并对关键参数进行敏感性分析,为复杂诱导裂缝网络注水直井参数解释提供参考。

收稿日期:2024-09-04;编辑:蔡田田

基金项目:国家自然科学基金面上项目(52074347);中国海洋石油有限公司“十四五”重大科技项目(KJGG2021-0501);海洋油气高效开发全国重点实验室主任基金项目(KJQZ-2024-2101)

作者简介:崔永正(1992—),男,博士,工程师,主要从事油藏数值模拟及试井方面的研究。

通信作者:周文胜,E-mail:wenshzhou@126.com

1 物理模型

低渗透油藏脆性强,在注水直井井筒周围容易形成复杂诱导裂缝网络。复杂诱导裂缝网络注水直井物理模型见图 1。裂缝网络包括主裂缝及次级裂缝,主裂缝与注水井相连;次级裂缝是与主裂缝沟通开启的天然裂缝,导流能力小于主裂缝的。

基本假设条件:(1)注水井及裂缝内流体流动为单相水渗流;(2)流体在储层、诱导裂缝中的流动满足等温达西渗流规律;(3)储层为无限大外边界;(4)忽略毛细管力和重力的影响;(5)诱导裂缝高度等于储层厚度;(6)诱导裂缝闭合的裂缝导流能力远大于储层的。

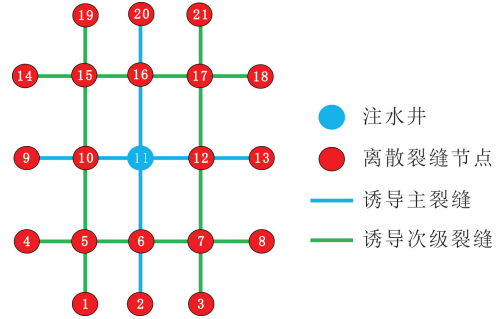


图 1 复杂诱导裂缝网络注水直井物理模型
Fig. 1 The physical model of vertical injection well with complex induced fracture network

2 数学模型

为便于数学模型的建立和求解,量纲一的变量定义见表 1。

表 1 量纲一的变量定义

Table 1 The definition of variables with dimension one

名称	定义	名称	定义
压力	$p_{jD} = \frac{2\pi K_m h}{q_{sc} \mu} (p_j - p_0), j = m, F$	裂缝长度	$L_{FD} = \frac{L_F}{L_{ref}}$
时间	$t_D = \frac{K_m t}{\mu \phi_m c_{tm} L_{ref}^2}$	裂缝宽度	$w_{FD} = \frac{w_F}{L_{ref}}$
距离	$r_D = \frac{r}{L_{ref}}, x_D = \frac{x}{L_{ref}}, y_D = \frac{y}{L_{ref}}$	裂缝与地层流量密度	$q_{FD} = \frac{2q_F L_{ref}}{q_{sc}}$
裂缝导流能力	$R_{FD} = \frac{K_F w_F}{K_m L_{ref}}$	裂缝节点流量	$q_{cD} = \frac{q_c}{q_{sc}}$
井筒储集系数	$C_{wD} = \frac{C_w}{2\pi c_{tm} h L_{ref}^2}$	裂缝储集系数	$C_{FD} = \frac{C_F}{2\pi c_{tm} h L_{ref}^2}$

注: K_m 、 K_F 分别为储层和裂缝的渗透率; h 为储层厚度; p_m 、 p_F 分别为储层和裂缝的压力; p_0 为初始状态油藏压力; q_{sc} 为直井注入量; μ 为水相黏度; ϕ_m 为储层孔隙度; t 为时间; c_{tm} 为地层综合压缩系数; L_{ref} 为参考长度; L_F 为裂缝长度; w_F 为裂缝宽度; C_w 、 C_F 分别为井筒和裂缝的储集系数; q_F 为地层与单位长度裂缝之间流量; q_c 为裂缝内流体流量; r 、 x 、 y 为空间坐标; m 、 F 分别为油藏系统和裂缝系统。

2.1 模型建立与求解

2.1.1 油藏线源模型

基于基本假设条件及量纲一的变量定义,进行无因次化及 Laplace 变换,得到拉式空间下无限大外边界的油藏线源模型^[21]:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial \bar{p}_{mD}}{\partial r_D} \right) = s \bar{p}_{mD}, \tag{1}$$

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} \left(r_D \frac{\partial \bar{p}_{mD}}{\partial r_D} \right) = \bar{q}_D, \tag{2}$$

$$\bar{p}_{mD}(r_D \rightarrow \infty) = 0. \tag{3}$$

式(1-3)中: \bar{q}_D 为量纲一的线源流量; s 为 Laplace 变量; \bar{p}_{mD} 为量纲一的储层压力; $r_D = \sqrt{(x_D - x_{wD})^2 + (y_D - y_{wD})^2}$, x_{wD} 、 y_{wD} 为线源坐标。

结合边界条件,求解线源引起的储层压力为

$$\bar{p}_{mD} = \bar{q}_D [K_0(r_D s)], \tag{4}$$

式中: K_0 为零阶第二类虚宗量 Bessel 函数。

2.1.2 复杂裂缝网络模型

采用节点分析法^[20]求解复杂裂缝网络模型,对复杂裂缝网络结构进行离散(见图1),离散节点之间的线段为离散裂缝段,模型存在 n_v ($n_v=21$)个离散裂缝节点及 n_p ($n_p=24$)个裂缝离散段。第 i 裂缝离散段流体流动见图2,其中 $x_{i,dw}$ 、 $x_{i,up}$ 分别为第 i 裂缝离散段起、止点坐标; $q_{ci,dw}$ 、 $q_{ci,up}$ 分别为第 i 裂缝离散段起、止点的流量。

忽略裂缝内的弹性能,第 i 裂缝离散段流体流动表示^[22-24]为

$$-\frac{\partial^2 \bar{p}_{FD}}{\partial x_D^2} + \frac{2\pi \bar{q}_{FD}}{R_{FD}} = 0, \quad (5)$$

$$-\frac{\partial \bar{p}_{FD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D \rightarrow x_{i,dwD}} = \frac{2\pi}{R_{FD}} q_{ci,dwD}, \quad (6)$$

$$-\frac{\partial \bar{p}_{FD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D \rightarrow x_{i,upD}} = \frac{2\pi}{R_{FD}} q_{ci,upD}。 \quad (7)$$

对式(5)进行离散得

$$\frac{d\bar{p}_{FD}}{dx_D} - \frac{d\bar{p}_{FD}}{dx_D} \Big|_{x_D \rightarrow x_{i,dwD}} = \frac{2\pi \bar{q}_{FD}}{R_{FD}} (x_D - x_{i,dwD})。 \quad (8)$$

联立式(6)和式(8)得

$$\frac{d\bar{p}_{FD}}{dx_D} = \frac{2\pi}{R_{FD}} [\bar{q}_{FD} (x_D - x_{i,dwD}) + \bar{q}_{ci,dwD}]。 \quad (9)$$

对式(9)积分得第 i 离散裂缝段起、止点的压差为

$$\bar{p}_{FD} \Big|_{x_{i,upD}} - \bar{p}_{FD} \Big|_{x_{i,dwD}} = \frac{2\pi}{R_{FD}} \int_{x_{i,dwD}}^{x_{i,upD}} [\bar{q}_{FD} (x_D - x_{i,dwD}) + \bar{q}_{ci,dwD}] dx。 \quad (10)$$

2.1.3 节点流量守恒方程

复杂裂缝注水直井模型中第 i 节点处流入流体体积(q_{ciD})_{in}与流出流体体积(q_{ciD})_{out}相同,节点流量守恒方程为

$$(\bar{q}_{ciD})_{in} = (\bar{q}_{ciD})_{out}。 \quad (11)$$

结合油藏线源模型、复杂裂缝网络模型及节点流量守恒方程,复杂诱导裂缝网络注水直井试井模型包含 $2n_v + n_p$ 个未知数(n_v 个节点处压力(p_{FD})、 n_v 个节点处裂缝流量(q_{cD})及 n_p 个离散段供给流量(q_{FD})),同时存在 $2n_v + n_p$ 个方程,包括 n_v 个节点处压力方程(式(4))、 n_v 个节点处流量守恒方程(式(11))及 n_p 个压差方程(式(10)),可以求解全部未知数,井筒节点压力解为不考虑井筒储集和表皮效应、裂缝储集和表皮效应的量纲一的井底压力。

2.1.4 裂缝闭合作用

在关井测压过程中,裂缝压力下降并逐渐闭合,裂缝长度、体积及储集能力减小,裂缝储集作用存在时变性,将裂缝储集系数 C_F 表征为压力的函数^[13]:

$$C_F = \frac{\pi L_F h^2}{E} = \frac{\pi L_{F0} h^2}{E} \left(1 - \frac{p_{wD5} - p_{wD0}}{\beta}\right) = C_{F0} \left(1 - \frac{p_{wD5} - p_{wD0}}{\beta}\right), \quad (12)$$

式中: β 为裂缝储集系数变化率,表征裂缝闭合速度,数值越小,表征裂缝闭合越快,当趋近0时,表示裂缝突然完全闭合; E 为平面模量; p_{wD5} 为综合考虑裂缝储集、井筒储集及表皮效应的量纲一的井底压力; p_{wD0} 为裂缝开始闭合时量纲一的井底压力; C_{F0} 为初始状态下裂缝储集系数。

考虑注水直井诱导裂缝储集作用,采用井筒及裂缝双井储模型^[11],将系统分为井筒、裂缝和基质3个部分,得到不考虑井筒储集和表皮效应、裂缝储集和表皮效应的量纲一的井底压力 p_{wD1} 。

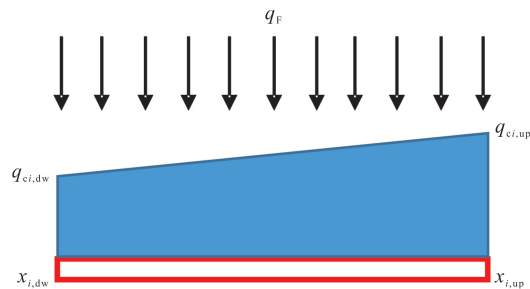


图2 第 i 裂缝离散段流体流动

Fig.2 The fluid flow through i -th fracture segment

考虑裂缝表皮效应的量纲一的井底压力 p_{wD2} 为

$$p_{wD2} = p_{wD1} + S_F, \tag{13}$$

式中: S_F 为裂缝表皮因子。

应用杜哈美原理, 考虑裂缝储集及表皮效应的量纲一的井底压力 p_{wD3} 为

$$p_{wD3} = \int_0^{t_D} (1 - C_{FD} p_{wD3}) \frac{\partial p_{wD3} \tau_D}{\tau_D} \frac{\partial p_{wD2} (t_D - \tau_D)}{t_D} d\tau_D. \tag{14}$$

采用数值离散方法对式(14)进行求解^[25], 整理得

$$p_{wD3} (t_D^n) = \left\{ p_{wD2} t_D^n + C_{FD}^{n-1} p_{wD3} t_D^{n-1} \frac{p_{wD2} (t_D^n - t_D^{n-1})}{t_D^n - t_D^{n-1}} - \sum_{k=1}^{n-1} C_{FD}^{k-1} (p_{wD3} t_D^k - p_{wD3} t_D^{k-1}) \frac{p_{wD2} (t_D^n - t_D^{k-1}) - p_{wD2} (t_D^n - t_D^k)}{t_D^k - t_D^{k-1}} \right\} / \left[1 + C_{FD}^n \frac{p_{wD2} (t_D^n - t_D^{n-1})}{t_D^n - t_D^{n-1}} \right], \tag{15}$$

式中: n, k 为时间步; t_D^n 为第 n 时间步量纲一的时间; C_{FD}^n 为第 n 时间步量纲一的裂缝储集系数。

考虑井筒表皮效应, 得到考虑裂缝储集和表皮效应、井筒表皮效应的量纲一的井底压力 p_{wD4} 为

$$p_{wD4} = p_{wD3} + S_w, \tag{16}$$

式中: S_w 为井筒表皮因子。

考虑井筒储集效应, 得到综合考虑裂缝储集和表皮效应、井筒储集和表皮效应的量纲一的井底压力为

$$p_{wD5} = \int_0^{t_D} (1 - c_{wD} \frac{\partial p_{wD5} \tau_D}{\tau_D}) \frac{\partial p_{wD4} (t_D - \tau_D)}{t_D} d\tau_D. \tag{17}$$

2.2 模型验证

2.2.1 复杂裂缝网络直井模型

设置储层厚度为 10 m, 储层渗透率为 $0.01 \mu\text{m}^2$, 主裂缝渗透率为 $2.50 \mu\text{m}^2$, 次级裂缝渗透率为 $0.50 \mu\text{m}^2$, 裂缝半长为 25 m。复杂裂缝网络直井模型模拟结果与 COMSOL 数值解结果几乎完全重合 (见图 3), 表明建立的复杂裂缝网络直井模型可实现复杂裂缝网络流动的模拟。

2.2.2 井筒—裂缝双井储模型

建立一口双翼压裂直井模型, 设置参数: $S_w = 0.2, S_F = 1, C_{wD} = 0.0002, C_{FD} = 0.02$ 。不考虑裂缝闭合引起的裂缝储集能力的变化, 井筒—裂缝双井储模型模拟结果与 Spivey & Lee 模型^[11] 模拟结果表现出较好的一致性 (见图 4), 表明建立的井筒—裂缝双井储模型的准确性。

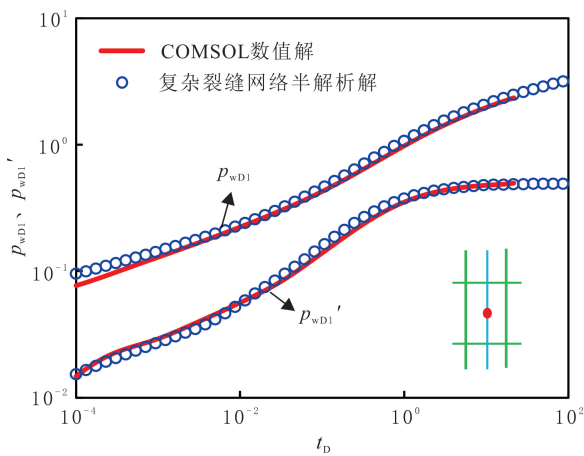


图 3 复杂裂缝网络直井模型验证
Fig. 3 The validation of vertical well model with complex fracture network

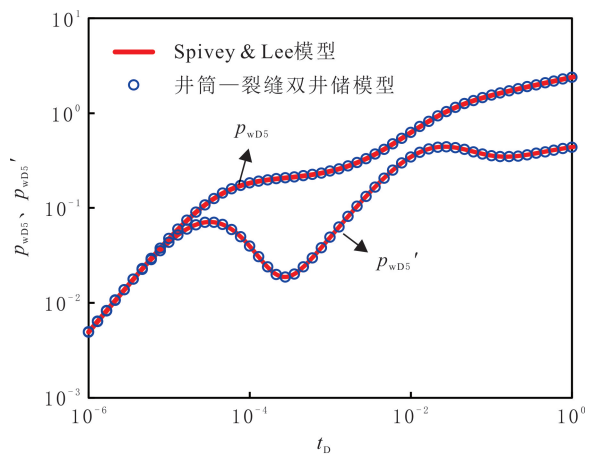


图 4 井筒—裂缝双井储模型验证
Fig. 4 The validation of the wellbore-fracture dual well storage model

3 模拟结果

3.1 典型压力曲线

应用 Stehfest 数值反演方法,绘制复杂诱导裂缝网络注水直井典型压力曲线(见图 5)。根据压力及压力导数曲线特征,可划分为 8 个流动阶段:(1)井筒储集阶段,压力及压力导数曲线重合,呈斜率为 1 的直线;(2)过渡阶段,由井筒储集和表皮效应确定,压力导数曲线出现第一个凸起;(3)裂缝储集阶段,裂缝闭合使裂缝内流体被驱入地层,表现出类井储特征;(4)第二过渡阶段,由裂缝表皮效应确定,压力导数曲线出现第二个凸起;(5)裂缝供给阶段,次级裂缝与主裂缝间流体开始流动,压力导数曲线出现下凹;(6)地层线性流阶段,裂缝附近地层的流体处于线性流;(7)地层椭圆流阶段,处在地层线性流阶段和径向流阶段之间,裂缝周围形成椭圆流;(8)径向流阶段,压力向外传播,压力导数曲线表现为 0.5 的水平线。

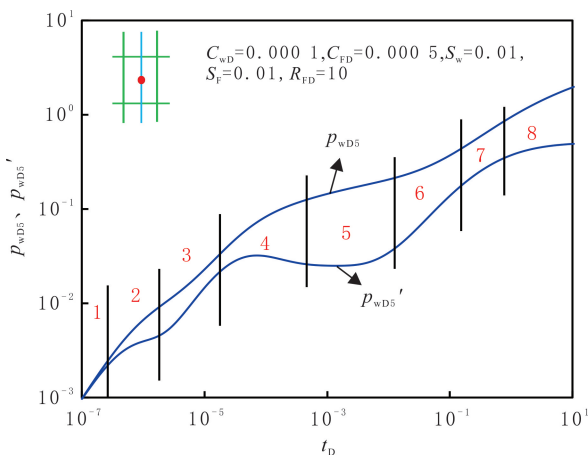


图 5 复杂诱导裂缝网络注水直井试井典型压力曲线
Fig.5 Typical pressure curve of water injection vertical well with complex induced-fracture networks

3.2 参数敏感性分析

3.2.1 裂缝储集系数

裂缝储集系数表征裂缝流体的储集能力,裂缝储集系数越大,由裂缝驱入地层的流体越多,导致量纲一的压力上升速度减小。不同裂缝储集系数对压力动态曲线影响见图 6。由图 6 可以看出,随裂缝储集系数增大,裂缝储集能力增加,裂缝储集阶段的压力及压力导数出现明显下降,第二过渡阶段出现时间延后。

3.2.2 裂缝储集系数变化率

注水诱导裂缝内没有支撑剂,关井后裂缝压力下降而导致裂缝闭合,裂缝储集能力减小。裂缝储集系数变化率表征裂缝储集系数随压力的下降速度,不同裂缝储集系数变化率对压力动态曲线的影响见图 7。由图 7 可以看出,随裂缝储集系数变化率的减小,裂缝储集能力快速下降,裂缝储集阶段凸起更加明显。

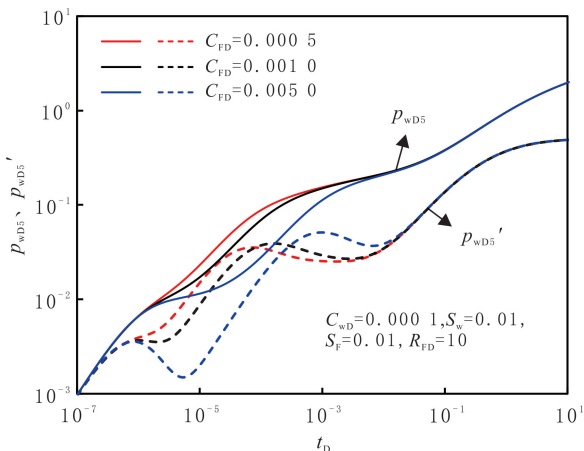


图 6 裂缝储集系数对压力动态曲线的影响
Fig.6 The influence of fracture storage coefficient on pressure transient curve

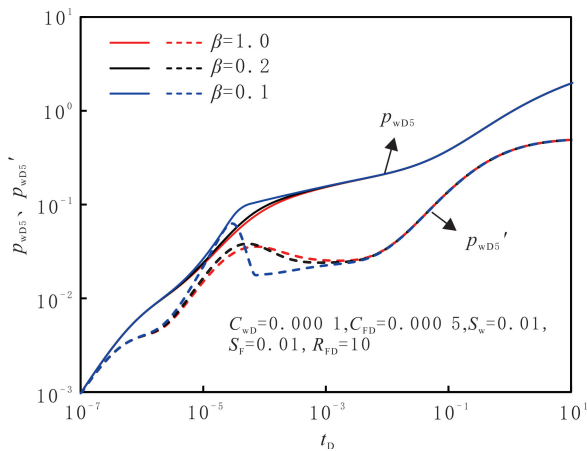


图 7 裂缝储集系数变化率对压力动态曲线的影响
Fig.7 The influence of fracture storage varying coefficient on pressure transient curve

3.2.3 裂缝表皮因子

由于注入水中存在杂质,诱导裂缝与储层接触面容易形成杂质堆积,造成储层渗透率下降。采用裂缝表皮因子表征时,裂缝表皮因子越大,裂缝表面储层渗透率下降程度越大。不同裂缝表皮因子对压力动态

曲线的影响见图 8。由图 8 可以看出,裂缝表皮因子主要对第二过渡阶段产生影响,裂缝表皮因子越大,第二过渡阶段的压力及压力导数曲线上移越明显。

3.2.4 主裂缝导流能力

主裂缝直接与注入井相连,主裂缝导流能力影响注水井压力动态。设置主裂缝量纲一的导流能力 R_{FD1} 为 10、20、50,不同主裂缝导流能力对压力动态曲线的影响见图 9。由图 9 可以看出,主裂缝导流能力主要对第二过渡阶段及裂缝供给阶段产生影响,随主裂缝导流能力的增加,第二过渡阶段及裂缝供给阶段的压力及压力导数曲线出现明显下移。

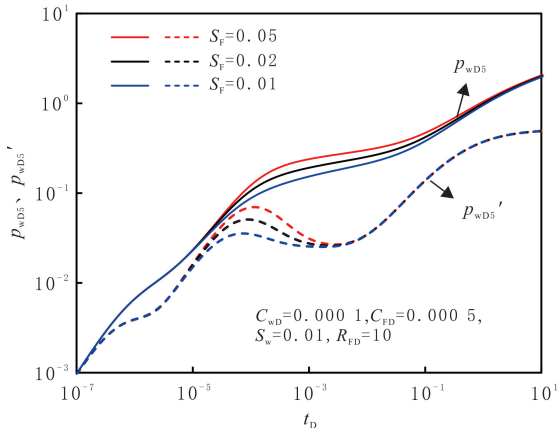


图 8 裂缝表皮因子对压力动态曲线的影响
Fig. 8 The influence of fracture skin factor on pressure transient curve

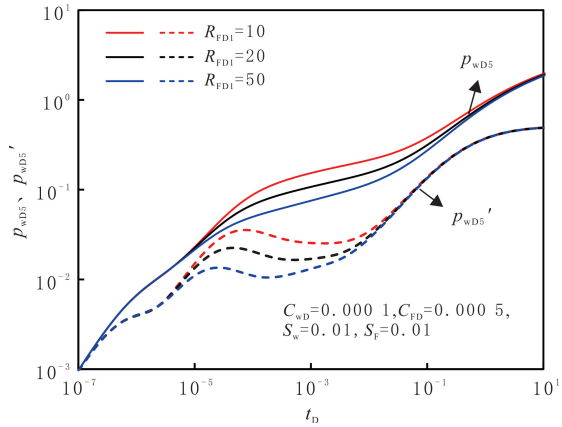


图 9 主裂缝导流能力对压力动态曲线的影响
Fig. 9 The influence of primary fracture conductivity on pressure transient curve

3.2.5 次级裂缝导流能力

次级裂缝与主裂缝相连,导流能力小于主裂缝的。设置次级裂缝量纲一的导流能力 R_{FD2} 为 2、5、10,不同次级裂缝导流能力对压力动态曲线影响见图 10。相较于主裂缝导流能力,次级裂缝导流能力对压力动态曲线的影响时间较晚,主要对裂缝供给阶段产生影响,次级裂缝导流能力越大,裂缝供给阶段的压力及压力导数曲线下凹越明显。

3.3 现场应用

对一口海上低渗油藏注水直井的试井数据进行解释,储层渗透率为 $0.01 \mu\text{m}^2$ 。注水直井注入过程中出现压力突然下降,说明产生诱导裂缝,出现明显双井储现象。采用建立的复杂诱导裂缝网络注水直井试井模型,设置参数: $S_w=0.02, S_F=0.05, C_{wD}=0.000 2, C_{FD}=0.006, \beta=0.07, R_{FD1}=12, R_{FD2}=2$ 。考虑裂缝动态闭合作用,复杂诱导裂缝网络注水直井模型模拟结果与现场数据拟合良好(见图 11)。

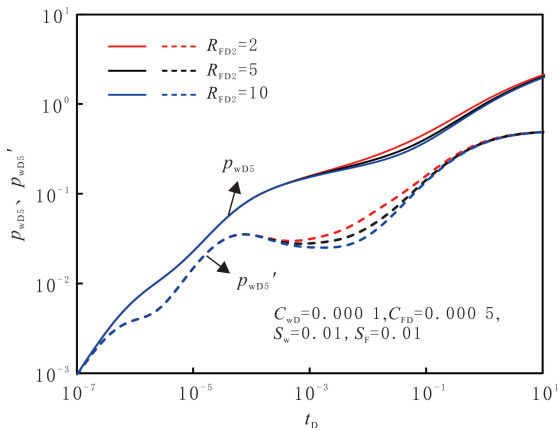


图 10 次级裂缝导流能力对压力动态曲线的影响
Fig. 10 The influence of secondly fracture conductivity on pressure transient curve

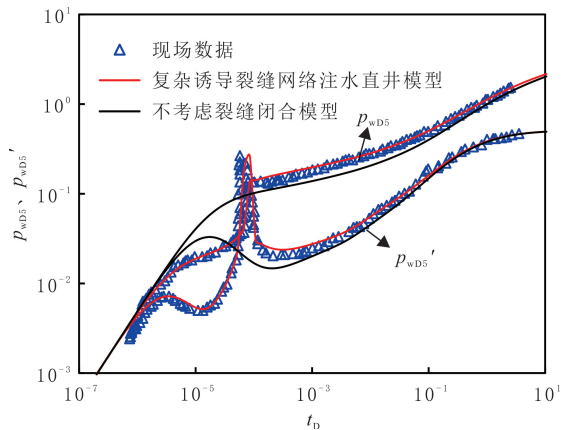


图 11 现场试井解释结果
Fig. 11 The well test interpretation results for practice application of field data

4 结论

(1)基于线源方法、裂缝数值渗流方程及裂缝流量节点守恒方程,应用 Laplace 变换和 Stehfest 数值反演,建立复杂诱导裂缝网络注水直井试井模型,刻画复杂裂缝网络流动及诱导裂缝动态闭合引起的类井储作用。

(2)复杂诱导裂缝网络注水直井典型压力曲线划分为 8 个流动阶段,包括井筒储集阶段、过渡阶段、裂缝储集阶段、第二过渡阶段、裂缝供给阶段、地层线性流阶段、地层椭圆流阶段及径向流阶段。

(3)诱导裂缝闭合作用导致试井曲线出现双井储现象,压力动态曲线出现裂缝储集阶段及第二过渡阶段。裂缝储集系数增大,裂缝储集能力增加,裂缝储集阶段的压力及压力导数减小,过渡阶段出现时间延后;裂缝储集系数变化率减小,裂缝闭合速度增加,裂缝储集阶段凸起更加明显。

(4)主裂缝导流能力主要对第二过渡阶段及裂缝供给阶段产生影响,主裂缝导流能力增加引起压力及压力导数曲线下移;次级裂缝导流能力主要对裂缝供给阶段产生影响,次级裂缝导流能力越大,裂缝供给阶段的压力及压力导数曲线下凹越明显。

参考文献(References):

- [1] 孙福街,徐文江,姜维东,等.中国海油低渗及非常规油气藏储层改造技术进展及展望[J].中国海上油气,2024,36(1):109-116.
SUN Fujie, XU Wenjiang, JIANG Weidong, et al. Progress and prospects of CNOOC's low permeability and unconventional oil and gas reservoir stimulation technologies[J]. China Offshore Oil and Gas, 2024,36(1):109-116.
- [2] 令永刚,王西强,高雪,等.鄂尔多斯盆地超低渗油藏注采调整技术[J].科学技术与工程,2024,24(26):11102-11110.
LING Yonggang, WANG Xiqiang, GAO Xue, et al. Injection production adjustment technology for ultra-low permeability reservoirs in the Ordos Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2024,24(26):11102-11110.
- [3] 陈建,叶青,郇金来,等.基于双峰高斯函数的海上低渗储层孔隙结构定量表征:以琼东南盆地 BD21 气田陵水组三段为例[J].东北石油大学学报,2024,48(1):39-50.
CHEN Jian, YE Qing, HUAN Jinlai, et al. Quantitative characterization of pore structure in offshore low-permeability reservoirs based on double-peak Gaussian function: a case study of the third member of the Lingshui Formation in the BD21 Gas Field, Qiongdongnan Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024,48(1):39-50.
- [4] 关耀,叶青,张冲,等.高压低渗透碎屑岩储层孔隙结构特征及分类评价:以莺歌海盆地东方 A-1 区黄流组一段为例[J].东北石油大学学报,2024,48(5):75-89.
GUAN Yao, YE Qing, ZHANG Chong, et al. Pore structure characteristics and classification evaluation of high-pressure and low-permeability clastic reservoir: taking the first member of Huangliu Formation in Dongfang A-1 Area of Yinggehai Basin as an example [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024,48(5):75-89.
- [5] 张翔宇,于田田,李爱芬,等.低渗透夹层分布对正韵律非均质储层渗流规律的影响[J].特种油气藏,2024,31(5):102-109.
ZHANG Xiangyu, YU Tiantian, LI Aifen, et al. The influence of low permeability interlayers distribution on the seepage law of positive rhythm heterogeneous reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024,31(5):102-109.
- [6] 范天一,宋新民,吴淑红,等.低渗透油藏水驱动态裂缝数学模型及数值模拟[J].石油勘探与开发,2015,42(4):496-501.
FAN Tianyi, SONG Xinmin, WU Shuhong, et al. A mathematical model and numerical simulation of waterflood induced dynamic fractures of low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015,42(4):496-501.
- [7] 吕文雅,安小平,刘艳祥,等.致密砂岩储层注水诱导裂缝动态识别及演化特征:以鄂尔多斯盆地姬塬油田 L 井区长 8 油藏为例[J].石油与天然气地质,2024,45(5):1431-1446.
LYU Wenya, AN Xiaoping, LIU Yanxiang, et al. Dynamic responses and evolutionary characteristics of waterflood-induced fractures in tight sandstone reservoirs: a case study of oil reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation, well block L, Jiyuan Oil-field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024,45(5):1431-1446.
- [8] 师调调,石立华,武晓婷,等.浅层油藏水平缝形态识别及渗流特征[J].特种油气藏,2024,31(6):91-99.
SHI Tiaotiao, SHI Lihua, WU Xiaoting, et al. identification of horizontal fracture morphology and flow characteristics in shallow oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024,31(6):91-99.
- [9] 汪洋,程时清,秦佳正,等.超低渗透油藏注水诱导动态裂缝开发理论及实践[J].中国科学:技术科学,2022,52(4):613-626.
WANG Yang, CHENG Shiqing, QIN Jiazheng, et al. Development theory and practice of water injection induced fractures in ultra-low permeability reservoirs[J]. Scientia Sinica(Technologica), 2022,52(4):613-626.
- [10] 许冬进,吴应松,熊齐,等.低渗透油藏压驱技术现状及发展趋势[J].断块油气田,2024,31(3):533-540.

- XU Dongjin, WU Yingsong, XIONG Qi, et al. Status and development trend of fracturing-flooding technology in low permeability reservoirs[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(3):533-540.
- [11] SPIVEY J P, LEE W J. Variable wellbore storage models for a dual-volume wellbore[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas, USA; Society of Petroleum Engineers, 1999;SPE-56615-MS.
- [12] BINAKRESH S A, RAHMAN N M A. Challenges in interpreting well testing data from fractured water injection wells with a dual storage phenomenon[C]//SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. [S.l.]:[s. n.], 2011;SPE-139587-MS.
- [13] WANG Yang, CHENG Shiqing, FENG Naichao, et al. Semi-analytical modeling for water injection well in tight reservoir considering the variation of waterflood-induced fracture properties; case studies in Changqing Oilfield, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 159:740-753.
- [14] WANG Yang, CHENG Shiqing, ZHANG Kaidi, et al. A comprehensive work flow to characterize waterflood-induced fractures by integrating real-time monitoring, formation test, and dynamic production analysis applied to Changqing Oilfield, China[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2019, 22(2):692-708.
- [15] WANG Zhipeng, NING Zhengfu, GUO Wenting, et al. Pressure-transient analysis for waterflooding with the influence of dynamic induced fracture in tight reservoir; model and case studies[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2023, 26(3):994-1016.
- [16] WANG Zhipeng, NING Zhengfu, ZHAN Jie, et al. Evaluation of effects of waterflooding-induced bilayer fractures on tight reservoir using pressure-transient analysis method[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2023, 26(4):1378-1401.
- [17] WANG Zhipeng, NING Zhengfu, GUO Wenting, et al. Pressure transient analysis for water injection wells with waterflooding-induced nonsimultaneously closed multistorage fractures; semianalytical model and case study[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2023, 26(4):1416-1438.
- [18] 金子一,胡之隼,贾品.考虑诱导裂缝和椭圆复合分区特征的注水井试井解释模型研究[J/OL]. *计算物理*, 1-10[2025-05-08]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2011.04.20240401.1734.002.html>.
- JIN Ziyi, HU Zhidai, JIA Pin. Study on well test model of injection well considering waterflood-induced fracture and elliptical flow composite[J/OL]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 1-10[2025-05-08]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2011.04.20240401.1734.002.html>.
- [19] CUI Yongzheng, JIANG Ruizhong, GAO Yihua, et al. Semi-analytical modeling of rate transient for a multi-wing fractured vertical well with partially propped fractures considering different stress-sensitive systems[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 208:109548.
- [20] ZHOU Wentao, BANERJEE Ray, POE Bobby, et al. Semi-analytical production simulation of complex hydraulic fracture network [J]. *SPE Journal*, 2013, 19(1):6-18.
- [21] 姜瑞忠,王星,王琼,等.基于分形和分数阶的煤层气藏多级压裂水平井试井模型[J]. *东北石油大学学报*, 2020, 44(3):97-106.
- JIANG Ruizhong, WANG Xing, WANG Qiong, et al. Test model for multi-fractured horizontal wells in the coal bed methane reservoir based on the fractal theory and the fractional calculus[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2020, 44(3):97-106.
- [22] CINCO-LEY H, SAMANIEGO-V F. Transient pressure analysis for fractured wells[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1981, 33(9):1746-1766.
- [23] 徐有杰,向祖平,张小涛,等.考虑诱导缝多段压裂水平井非均质改造压力动态模型研究[J]. *力学学报*, 2023, 55(3):656-668.
- XU Youjie, XIANG Zuping, ZHANG Xiaotao, et al. Pressure transient model of multi-stage fractured horizontal well with induced fracture for heterogeneous stimulated reservoir volume[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3):656-668.
- [24] 陈志明, YU Wei, 石璐铭,等.压裂水平井的多模式裂缝网络试井模型及参数评价:以吉木萨尔页岩油为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(10):1706-1726.
- CHEN Zhiming, YU Wei, SHI Luming, et al. Well test model and parameter evaluation of multi-mode fracture network in fractured horizontal well: a case study of Jimsar shale oil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(10):1706-1726.
- [25] VAN DEN HOEK P J. Dimensions and degree of containment of waterflood-induced fractures from pressure-transient analysis[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2005, 8(5):377-387.