

双重介质压裂直井非稳态井底压力分析

刘海龙

中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要:精确求取压裂直井非稳态井底压力,有助于实时监控和预测油井产量。基于渗流控制方程,考虑裂缝与基质的窜流,引入双重介质流体交换系数,建立双重介质油藏非定常流的瞬时压力数学模型。通过数学变换方法、数值反演和轴对称变换解相似方法,求取了井底流压的实数域数值解,并对井底流压进行了敏感性因素分析。分析结果表明:压力曲线可以分为早期线性流、中期径向流、晚期球形流、边界控制流四个阶段;裂缝半长和渗透率比主要影响早期线性流,弹性储容比(基质)和交换系数主要影响中期径向流,表皮系数则主要影响晚期球形流。井底压力的动态分析,为油井的合理配产,提供了一定的技术支持。

关键词:双重介质;压裂直井;非定常流;压力曲线

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2019.05.013

Dynamic Analysis on Bottom Pressure of Unsteady Flow in Dual-Medium Fracturing Vertical Well

Liu Hailong

Sinopec Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing, 100083, China

Abstract: Accurately obtaining the unsteady flow bottom pressure of fracturing vertical wells helps to monitor and predict oil and gas well production in oil and gas field development. From the most basic seepage control equation, considering the turbulence of the fracture and the matrix, a mathematical model of the instantaneous pressure of the unsteady flow in the dual-medium reservoir is established. Through the mathematical transformation method and numerical inversion method, the real-domain numerical solution of the bottom hole flow pressure is obtained, and the sensitivity factor analysis of the bottom hole flow pressure is carried out. The analysis results show that the pressure curve can be divided into four stages, namely early linear flow, medium radial flow, late spherical flow and boundary control flow. The fracture half-length and the permeability ratio mainly affect the early linear flow, and the elastic storage ratio (matrix) and the exchange coefficient mainly affect the medium-term radial flow, and the skin coefficient mainly affects the late spherical flow. The dynamic analysis on bottom pressure provides technical support for rational production allocation of oil well.

Keywords: Dual-medium; Fracturing vertical well; Unsteady flow; Pressure curve

收稿日期:2019-05-27

基金项目:中国石化“十三五”示范工程“缝洞型油藏注水技术政策及高压注水工艺技术优化”(2016 ZX 05053005)

作者简介:刘海龙(1989-),男,四川广安人,工程师,硕士,主要从事油藏工程和渗流力学的研究工作。

0 前言

井底压力的动态分析,一直以来都是油井动态分析重点内容之一。通过实时分析井底压力变化,不仅可以评价油井生产压差的合理性,还可以实时调整油井油嘴大小,确保油井稳产,油藏合理、高效开发。

文献调研发现井底压力动态分析的主要特点在于井底压力的求解方式^[1-7]。目前主要有以下几种方法:一是不考虑渗流压力的传播时间,利用格林函数,求得控制方程的拉普拉斯空间域的解析解^[8-9];二是把压力传播细分多段,每一段中压力传播半径可用时间的函数表示,运用差分离散和稳态逐次替换方法,求解控制方程的数值解^[10-11];三是运用级数思想,并结合数值逼近算法,求解控制方程的数值解^[12-13];四是在油井定产量生产的情况下,运用摄动方法,求解渗流控制方程的近似解^[14-15];五是在无限大油藏条件下,采用玻尔兹曼变换方法,求解定产条件下渗流控制方程的精确解^[16-18]。

前人在研究地层压力方面,还存在一些不足之处,归纳如下:

- 1) 渗流模型过于理想化,未充分考虑储层裂缝与基质之间的窜流。
- 2) 地层压力求解过程中,作了一些近似处理,影响了地层压力的求解精度。
- 3) 推导过程复杂且计算不方便。
- 4) 格林函数是基于封闭油藏的,仅考虑了上下边界,方法具有一定的局限性。
- 5) 求解压力方法在解决自相似性问题上效果较好,但是对于解决非线性渗流控制方程还存在一定误差。

本文首先基于非均质油藏多裂缝直井物理模型,建立了双重介质圆形油藏非定常流的渗流方程,通过引入裂缝与基质的流体交换系数,考虑了裂缝与基质的窜流。采用无量纲变化方法、拉普拉斯变换方法和对称二维渗流方程解析原理,求解了双重介质油藏非定常流在拉式空间域中的解析解,并通过 Stehfest 数值反演^[19],得到了实数域中的压力值,最后对影响压裂直井的非定常流压进行了敏感性因素分析。

1 数学模型

为简化数学模型对地下流体的描述,作如下假设:

- 1) 流体为微可压缩流体,具有基质、裂缝两种介质。
- 2) 考虑基质与裂缝之间的窜流。
- 3) 不考虑重力、毛管力。

油藏中心有一口压裂直井生产,见图 1,则双重介质压裂直井的非定常流控制方程为^[11-12]:

$$\begin{cases} C_m \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_{mD}}{\partial r_D} \right) = \omega_m \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} + \zeta (p_{mD} - p_{fD}) \\ C_f \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D} \right) = \omega_f \frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D} + \zeta (p_{fD} - p_{mD}) \end{cases} \quad (1)$$

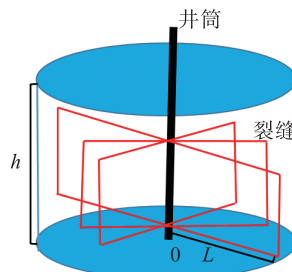


图 1 多裂缝直井储层示意图

初始条件:

$$p_{jD}(r_D, 0) = 0, j = m, f \quad (2)$$

边界条件:

$$\frac{\partial p_{jD}(1, t_D)}{\partial t_D} = 0, j = m, f \quad (3)$$

$$\left(C_m \frac{\partial p_{mD}}{\partial r_D} + C_f \frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = -\frac{1}{L_D} + \frac{1}{S} \quad (4)$$

式中:

$$\text{无量纲坐标 } r_D = \frac{r}{r_w}, L_D = \frac{L}{h}$$

$$\text{无量纲压力 } p_{jD} = \frac{2\pi h (k_m + k_f)}{\mu q} (p_i - p_j), j = m, f$$

$$\text{无量纲时间 } t_D = \frac{t (k_m + k_f)}{r_w^2 [(\phi \mu c_t h)_m + (\phi \mu c_t h)_f]}$$

无量纲流动系数

$$C_m = \frac{k_m h_m}{k_m h_m + k_f h_f}, C_f = \frac{k_f h_f}{k_m h_m + k_f h_f}$$

$$\text{双重介质流体交换系数 } \zeta = \alpha r_w^2 \frac{k_m h_m}{k_m h_m + k_f h_f}$$

弹性储容比

$$\omega_m = \frac{\phi_m c_{tm} h_m}{\phi_m c_{tm} h_m + \phi_f c_{tf} h_f}, \omega_f = \frac{\phi_f c_{tf} h_f}{\phi_m c_{tm} h_m + \phi_f c_{tf} h_f}$$

式中: r, r_w 分别为渗流半径和井筒半径, $m; L, h$ 分别为裂缝半长和储层有效厚度, $m; k_m, k_f$ 分别为基质和裂缝的渗透率, $\mu m^2; \mu$ 为黏度参数, $mPa \cdot s; p_m, p_f$ 分别为基质和裂缝中流体压力, $MPa; p, p_i$ 分别为地层压力和地层原始压力, $MPa; h_m, h_f$ 分别为基质和裂缝中的折算厚度, $m; t$ 为生产时间, $s; q$ 为流体产量, $m^3/d; c_m, c_{tf}$ 分别为基质和裂缝的压缩系数, $MPa^{-1}; \phi_m, \phi_f$ 分别为基质和裂缝的孔隙度; S 为表皮系数。

式(1)~(4),构成了双重介质压裂直井非定常流的瞬时压力数学模型。

2 模型求解

运用拉普拉斯变换方法、恒等变换方法、分离变量方法、轴对称变换解相似方法^[20]等多种数学方法,并结合数值反演等数学思想,求解了双重介质压裂直井非定常流的瞬时压力数学模型。

式(1)~(4)拉普拉斯变换得:

$$\begin{cases} C_m \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial \overline{p_{mD}}}{\partial r_D} \right) = \omega_m s \overline{p_{mD}} + \zeta (\overline{p_{mD}} - \overline{p_{fD}}) \\ C_f \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial \overline{p_{fD}}}{\partial r_D} \right) = \omega_f s \overline{p_{fD}} + \zeta (\overline{p_{fD}} - \overline{p_{mD}}) \end{cases} \quad (5)$$

初始条件:

$$\overline{p_{jD}}(r_D, 0) = 0, j = m, f \quad (6)$$

边界条件:

$$s \overline{p_{jD}} = 0, j = m, f \quad (7)$$

$$\left(C_m \frac{\partial \overline{p_{mD}}}{\partial r_D} + C_f \frac{\partial \overline{p_{fD}}}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = -\frac{1}{s L_D} \quad (8)$$

根据轴对称二维渗流方程解的形式,设式(5)的解为:

$$\begin{cases} \overline{p_{mD}} = A R(r_D, \sigma) \\ \overline{p_{fD}} = B R(r_D, \sigma) \end{cases} \quad (9)$$

式中:

$$R = \frac{K_0(r_D \varepsilon_0)}{\varepsilon_0 K_1(\varepsilon_0)} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K_0(r_D \varepsilon_n)}{\varepsilon_n K_1(\varepsilon_n)} \frac{\sin(n\pi L_D)}{n\pi L_D} \cos(n\pi r_D),$$

式中: K_0 、 K_1 为贝塞尔函数 0 阶、1 阶变量; ε_0 、 ε_n 为虚宗 0 阶、 n 阶变量。

式(9)带入式(5)得:

$$\begin{cases} (C_m \sigma^2 - \omega_m s) A + \lambda B = 0 \\ \lambda A + (C_f \sigma^2 - \omega_f s) B = 0 \end{cases} \quad (10)$$

式(10)有解,必须满足以下条件:

$$\frac{C_m \sigma^2 - \omega_m s}{\lambda} = \frac{\lambda}{C_f \sigma^2 - \omega_f s} \quad (11)$$

即:

$$\sigma^4 - s \left(\frac{\omega_m}{C_m} + \frac{\omega_f}{C_f} \right) \sigma^2 + \frac{\omega_m \omega_f s^2 - \lambda^2}{C_m C_f} = 0 \quad (12)$$

式(12)的解为:

$$\begin{cases} \sigma_1^2 = \frac{1}{2} \left[s \left(\frac{\omega_m}{C_m} + \frac{\omega_f}{C_f} \right) + \sqrt{s^2 \left(\frac{\omega_m}{C_m} + \frac{\omega_f}{C_f} \right)^2 - 4 \frac{\omega_m \omega_f s^2 - \lambda^2}{C_m C_f}} \right] \\ \sigma_2^2 = \frac{1}{2} \left[s \left(\frac{\omega_m}{C_m} + \frac{\omega_f}{C_f} \right) - \sqrt{s^2 \left(\frac{\omega_m}{C_m} + \frac{\omega_f}{C_f} \right)^2 - 4 \frac{\omega_m \omega_f s^2 - \lambda^2}{C_m C_f}} \right] \end{cases} \quad (13)$$

式(13)带入式(9)得:

$$\begin{cases} \overline{p_{mD}} = a_1 \frac{1-a_1}{b} \overline{R(\sigma_2)} R_1(r_D, \sigma_1) \\ \quad + a_2 \frac{1-a_2}{b} \overline{R(\sigma_1)} R_2(r_D, \sigma_2) \\ \overline{p_{fD}} = \frac{1-a_1}{b} \overline{R(\sigma_2)} R_1(r_D, \sigma_1) \\ \quad + \frac{1-a_2}{b} \overline{R(\sigma_1)} R_2(r_D, \sigma_2) \end{cases} \quad (14)$$

式中:

$$a_1 = 1 + \frac{s\omega_m - C_m \sigma_1^2}{\lambda}, a_2 = 1 + \frac{s\omega_f - C_f \sigma_2^2}{\lambda}$$

$$b = s \left[(C_m a_2 + C_f)(1-a_1) \overline{R(\sigma_1)} - (C_f a_1 + C_m)(1-a_2) \overline{R(\sigma_2)} \right]$$

$$\overline{R(\sigma)} = \frac{K_0(r_D \varepsilon_0)}{\varepsilon_0 K_1(\varepsilon_0)} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K_0(r_D \varepsilon_n)}{\varepsilon_n K_1(\varepsilon_n)} \frac{\sin^2(n\pi L_D)}{(n\pi L_D)^2}$$

由式(14)可知,在裂缝与基质交界面处,压力相等,可求解出井底压力的解析式为:

$$\begin{aligned} \overline{p_{wD}}(s) = \frac{a_2 - a_1}{s} \left[\frac{(a_2 - 1)(C_m a_1 + C_f)}{R(\sigma_1)} \right. \\ \left. + \frac{(a_1 - 1)(C_m a_2 + C_f)}{R(\sigma_1)} \right] \end{aligned} \quad (15)$$

式(15)即为考虑了裂缝与基质的窜流的双重介质圆形油藏非定常流的渗流方程拉普拉斯域的解析解模型,通过 Stehfest 数值反演方法^[10],得到了实数域中的压力值。

3 模型论证与分析

3.1 模型论证

本文基于非定常流,建立了双重介质圆形油藏非定常流的渗流方程拉普拉斯域的解析解模型,垂直压裂井的裂缝条数分布具有随机性,为便于数值模拟论证,假设垂直压裂井的裂缝条数为 5 条,且均是关于井筒对称分布。通过采用 Eclipse 软件,进行相似油藏条件下的压力分布模拟,进而与本文中的 Stehfest 数值反演^[10]数值解进行对比分析。

Eclipse 2014 软件中的 E 300 最新模块,在双重介质非均质油藏中的应用很好,本文利用该模块进行井底压力的模拟。首先将油藏设定为正方形边界的油藏,其中正方形油藏中心有一口直井投产,该直井经过压裂形成 5 条裂缝,边界定压,底水水驱开发。为便于描述井筒周围的裂缝和基质的交互关系,网格划分采用角点网格,并且保证每条裂缝最少有三个网格。油藏半径为 1 000 m,网格步长为 25 m,水平方向上的网格数量为 40 * 40 个,纵向上,由于裂缝间距的情况不一,本文进行裂缝等间距模型论证,纵向上一条裂缝在一个模拟层中,自储层

开始,共计划分 5 个模拟层,这样数值模拟的网格总数为 $40 \times 40 \times 5 = 8\,000$ 个网格,网格剖分示意图见图 2。计算所需参数,见表 1。软件模拟的模拟解和本文数值反演计算的本文解对比见图 3。由图 3 可知:两者计算结果接近,相对误差很小,控制在 1% 以内,表明本文的求解思路和方法是可信的。

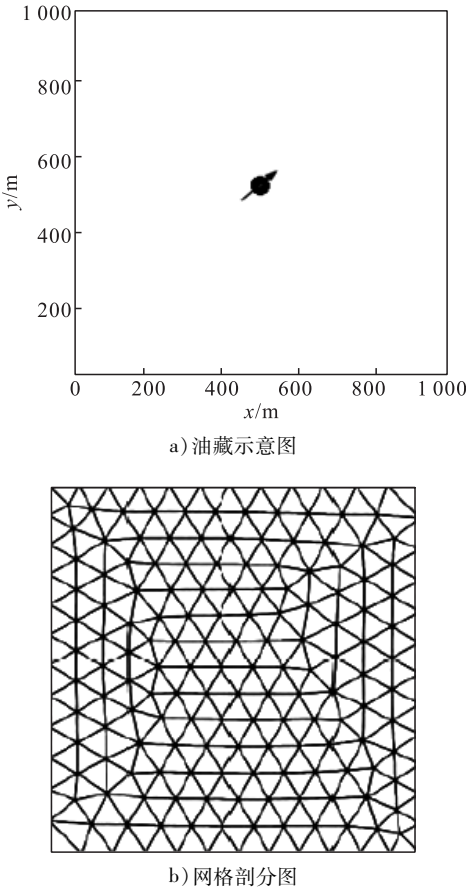


图 2 油藏网格剖分示意图

表 1 计算所需参数表

参数	值	参数	值
原始饱和压力 /MPa	25	原始油藏压力 /MPa	25
地层原油黏度 /(mPa·s)	0.51	地面原油黏度 /(mPa·s)	1.231
地层水密度 /(g·cm ⁻³)	1	原油密度 /(g·cm ⁻³)	0.839
油水界面深度 /m	3 100	有效厚度 /m	30
地层原油压缩系数 /(10 ⁻⁴ ·MPa ⁻¹)	37.17	地层水压缩系数 /(10 ⁻⁴ ·MPa ⁻¹)	4.5
地层水黏度 /(mPa·s)	0.499	岩石压缩系数 /(10 ⁻⁴ ·MPa ⁻¹)	4
地层原油体积系数	1.74	地层水体积系数	1

3.2 流动期划分

通过 Stehfest 数值反演方法^[10]求解式(15),得到实数域中的压力值,然后可以做出压力与时间、压力导数与时间的双对数图,见图 4。由图 4 可知:裂缝与基质的窜流的双重介质圆形油藏非定常流的渗流压力曲线可以分为早期线性流、中期径向流、晚期球形流和边界控

制流四个阶段。

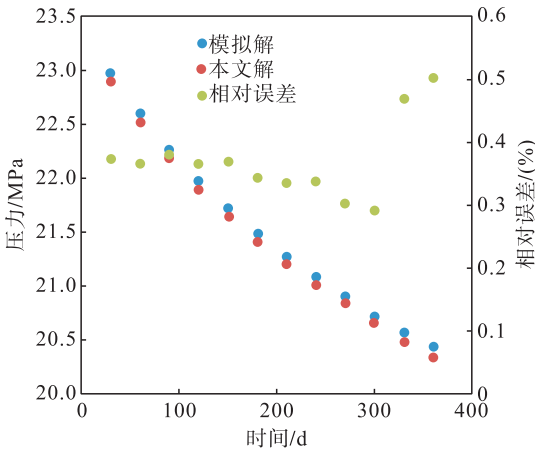


图 3 两种方法计算结果对比图

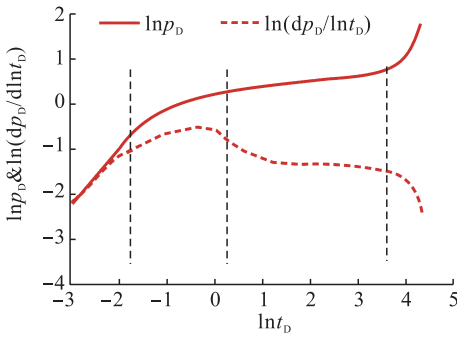


图 4 压力、压力导数曲线图

3.2.1 早期线性流

该阶段主要是受井筒存储效应的作用,曲线表现为压力与压力导数相互重合,由渐进分析可知:该曲线段的斜率为 1。

3.2.2 中期径向流

该阶段是裂缝中的流体径向流过程,裂缝中的流体不断地向基质中供给流体,由于裂缝与基质之间的窜流影响,渐进分析表明该阶段的压力导数曲线斜率明显不等于 0.5。

3.2.3 晚期球形流

该阶段是非稳态的流动阶段。由于裂缝与基质之间的窜流,流体在两种介质中的渗流速度差异明显,压力导数曲线表现为下凹的趋势。渐进分析表明:裂缝与基质的渗透率差异越大,压力导数曲线小凹的趋势就越明显。

3.2.4 边界控制流

该阶段与油藏本身的边界类型有关。当油藏的边界类型为定压边界时,那么从能量角度来讲,油藏有充足的外界能量供给,压力可以持续传导,直到整个系统处于拟稳态。渐进分析表明:当系统处于拟稳态时,压力曲线的斜率为 1。

4 敏感性分析

结合表 1 的参数,采用单因子控制变量的方法,分别

分析弹性储容比、交换系数、渗透率比和裂缝半长等因素对考虑裂缝与基质的窜流的双重介质圆形油藏非定常流的渗流压力的影响。

4.1 弹性储容比

弹性储容比的实质是基质中流体的体积占整个基质-裂缝系统流体体积的半分比,也就是说,弹性储容比越小,基质就越致密,基质中的油气当量占比就越小。弹性储容比对压力曲线的影响见图5。由图5可知:弹性储容比主要影响中期径向流,在曲线上表现为曲线“下凹”的宽度和深度;弹性储容比越大,则压力曲线的“下凹”就越不明显,当弹性储容比为0.95时,双对数压力曲线中的“台阶”段几乎看不出来,压力曲线近似于单一介质压力曲线的特征。这主要是因为当弹性储容比越趋于1,则基质-裂缝之间的窜流就不明显,裂缝供给的流体就很少,裂缝作用不明显,因此压力曲线就越趋于单一介质的压力曲线特征。

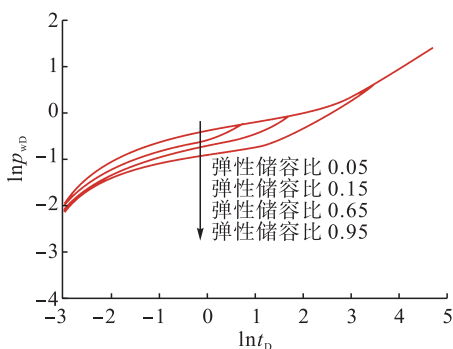


图5 弹性储容比对压力曲线的影响曲线图

4.2 交换系数

交换系数表示的是基质和裂缝之间流体渗流强度的物理量,交换系数越大,流体从基质流向裂缝就越简单,反之,则越困难。交换系数对压力曲线的影响见图6。由图6可知:交换系数主要影响早期径向流的出现时间,即曲线“下凹”段的时间;交换系数越大,则压力曲线“下凹”段出现得越早。由于井筒存储效应,在早期,交换系数对压力曲线并没有影响,随着生产的进行,井筒中的积液被采出,裂缝和基质开始向井筒供液。交换系

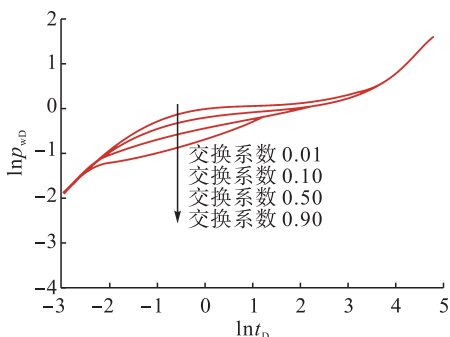


图6 交换系数对压力曲线的影响曲线图

数越大,流体从基质流向裂缝越简单,基质-裂缝之间的窜流表现得越早。随着裂缝中压力的降低,当裂缝中的压力与基质中的压力相等时,基质-裂缝之间的窜流达到拟稳态,此时基质-裂缝之间无流体交换,基质和裂缝单独向井筒供液,整个系统处于拟稳态,油井定产生产。压力曲线表现为后期相互重合。

4.3 表皮系数

表皮系数对压力曲线的影响见图7。由图7可知:表皮系数主要影响晚期球形流,即“驼峰”峰值的大小。表皮系数越大,则压力曲线的“驼峰”峰值就越大,“驼峰”也就越高。这主要是因为,随着表皮系数的增大,近井筒周围的储层所受到的污染就越严重,附加压差就越大,那么同一时间内,流体被采出,井底流压就必须更大,才能克服附加压差的阻力,因此压力曲线表现为“驼峰”变高。但是表皮系数不影响径向流的快慢,对压力曲线的斜率几乎不存在影响,即不同表皮系数下的压力曲线表现为相互平行。

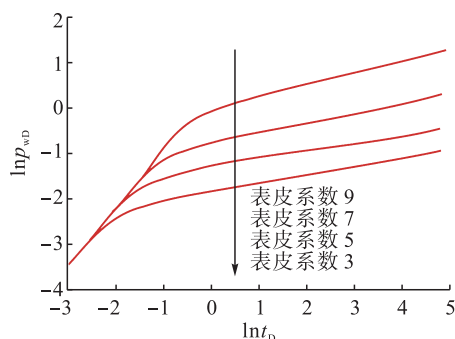


图7 表皮系数对压力曲线的影响曲线图

4.4 渗透率比

裂缝与基质的渗透率一般情况下是不同的,两者的渗透率比值可以达上万倍。为简化研究,本文取渗透率梯度为10进行说明,即研究了裂缝与基质渗透率比为1 000、100、10和1四种情况,计算结果见图8。由图8可知:当裂缝的渗透率一定时,随着基质渗透率的增加,裂缝与基质的渗透率比降低,压力曲线的“驼峰”峰值变小。这主要是因为基质的渗透率增加,储层中流体的流动性变强,储层

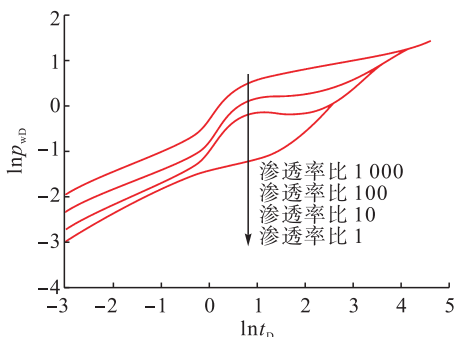


图8 渗透率比对压力曲线的影响曲线图

流体能够在更小的驱替压差下发生流动,因此井底压力不需要很大,也能够保证井口产量,所以在压力曲线上就表现为随着渗透率比的降低,井底压力逐渐减小。需要注意的是,当渗透率比为 1 时,压力曲线近似于单重介质的压力曲线特征,因为两种介质不存在流体流动性差异,裂缝与基质之间的流体窜流消失,裂缝即是基质,基质也近似于裂缝,与单重介质的渗流无本质差别。

4.5 裂缝半长

不同规模的水力压裂下,压开储层的裂缝规模是有差异的。不同长度的裂缝,储层中流体的流动截面也是不一样的,因此井底压力也会存在差异。裂缝半长对压力曲线的影响见图 9。由图 9 可知:裂缝半长主要影响早期线性流和中期径向流;随着裂缝半长的减小,压力传播变慢,同一时间下,井底压力降低。在早期线性流期间,随着裂缝的增加,早期线性流的时间相对增长,即裂缝的规模越大,流体的渗流截面就越大,改造区向井筒的供液量就越大,在井口产量一定的情况下,早期线性流的时间就越长。此外,裂缝规模仅仅改变了供液量的大小,基本上没有影响到供液的快慢,因此同一时间下,不同裂缝半长的压力曲线前期表现为近乎平行。渐进分析表明,此时的压力曲线斜率为 0.5。

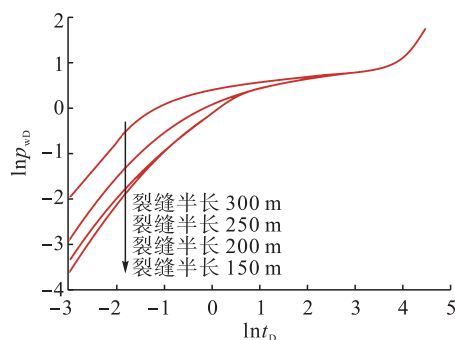


图 9 裂缝半长对压力曲线的影响曲线图

5 结论

1) 通过考虑裂缝与基质的窜流,引入双重介质流体交换系数,建立了双重介质压裂直井的非稳态井底压力分析模型,通过数学变换和数值反演,得到井底流压数值解,矿场数值模拟表明,两者压力值吻合很好,论证了模型的科学性。

2) 压力曲线可以分为早期线性流、中期径向流、晚期球形流、边界控制流四个阶段。

3) 早期线性流主要受裂缝半长和渗透率比的影响,裂缝半长越大,早期线性流时间越长;渗透率比越大,井底流压越高。中期径向流主要受弹性储容比和交换系数的影响,弹性储容比越大,窜流越不明显;中期径向流时间越长,交换系数越大,流体越早进入中期径向流。晚期球形流主要受表皮系数的影响,表皮系数越大,晚

期球形流出现越晚,井底压力峰值越高。

4) 井底压力的动态分析,既能实时监测油井产量,又能为油井的合理配产提供技术支持。

参考文献:

- [1] 蔡明金,贾永禄,王永恒,等. 低渗透双重介质油藏垂直裂缝井压力动态分析[J]. 石油学报,2008,29(5):723-726.
Cai Mingjin, Jia Yonglu, Wang Yongheng, et al. Dynamic Pressure Analysis on Wells with Vertical Fractures In Low-Permeability Dual-Porosity Reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29 (5): 723-726.
- [2] 王晓东,罗万静,侯晓春,等. 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 Xiaodong, Luo Wanqing, Hou Xiaochun, et al. Transient Pressure Analysis of Multiple-Fractured Horizontal Wells in Boxed Reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41 (1): 74-78.
- [3] 赵金洲,盛翠翠,李勇明,等. 低渗透油藏多分支裂缝压力动态分析[J]. 科学技术与工程,2015,15(7):53-58.
Zhao Jinzhou, Sheng Cuicui, Li Yongming, et al. Dynamic Pressure Analysis of Multi-Branch Fractures in Low Permeability Reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15 (7): 53-58.
- [4] 刘海龙. 低渗透矩形油藏不稳定渗流压力动态分析[J]. 安徽理工大学学报(自然科学版),2016,36(1):75-82.
Liu Hailong. Dynamic Analysis of Unsteady Seepage Pressure in Low Permeability Rectangular Reservoirs [J]. Journal of Anhui University of Science and Technology (Natural Science), 2016, 36 (1): 75-82.
- [5] 祝浪涛,廖新维,赵晓亮,等. 致密油藏直井体积压裂压力分析模型[J]. 大庆石油地质与开发,2017,36(6):146-153.
Zhu Langtao, Liao Xinwei, Zhao Xiaoliang, et al. Pressure Analyzing Model for the SRV Vertical Well in Tight Oil Reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36 (6): 146-155.
- [6] 姜瑞忠,沈泽阳,崔永正,等. 双重介质低渗油藏斜井压力动态特征分析[J]. 岩性油气藏,2018,30(6):131-137.
Jiang Ruizhong, Shen Zeyang, Cui Yongzheng, et al. Dynamical Characteristics of Inclined Well in Dual Medium Low Permeability Reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30 (6): 131-137.
- [7] 姜瑞忠,张福蕾,杨明,等. 双重介质低渗透油藏水平井试井模型[J]. 特种油气藏,2019,26(3):79-84.
Jiang Ruizhong, Zhang Fulei, Yang Ming, et al. Horizontal Well Test Model of Dual-Medium Low-Permeability Reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26 (3): 79-84.

- [8] Gringarten A C, Ramey H J. The Use of Source and Green's Function in Solving Unsteady-Flow Problem in Reservoirs [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1973, 13 (5): 285 - 296.
- [9] Gringarten A C, Ramey H J. Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Entry [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1974, 14 (4): 347 - 360.
- [10] 张小龙, 杨志兴, 时琼, 等. 应力敏感低渗透气藏不稳定渗流特征研究[J]. 天然气与石油, 2016, 34(1): 79 - 83.
Zhang Xiaolong, Yang Zhixing, Shi Qiong, et al. Study on Unstable Seepage Flow Characterization in Stress Sensitivity Low Permeability Gas Reservoir [J]. Natural Gas and Oil, 2016, 34 (1): 79 - 83.
- [11] Bourdet D. Pressure Behavior of Layered Reservoirs with Crossflow [C] // SPE California Regional Meeting, 27 - 29 March, 1985, Bakersfield, California, USA. New York: SPE, 1985.
- [12] Liu Ciqun, Wang Xiaodong. The Transient Two-Dimensional Flow in Layered Reservoir with Crossflow [J]. SPE Formation Evaluation, 1993, 8 (4): 37 - 43.
- [13] Bixel H C, Larkin B K, Poollen H K V. Effect of Linear Discontinuity on Pressure Buildup and Drawdown Behavior [J]. Journal of Petroleum Technology, 1963, 15 (8): 1223 - 1236.
- [14] 李凡华, 刘慈群. 含启动压力梯度的不定常渗流的压力动态分析[J]. 油气井测试, 1997, 6(1): 1 - 4.
Li Fanhua, Liu Ciqun. Pressure Transient Analysis for Unsteady Porous Flow with Start-up Pressure Derivative [J]. Well Testing, 1997, 6 (1): 1 - 4.
- [15] Kuchuk F J, Habashy T M. Pressure Behavior of Laterally Composite Reservoir [C] // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1 - 3 October, 1998, Texas, Houston, USA. New York: SPE, 1998.
- [16] Kale D, Mattar L. Solution of a Non-Linear Gas Flow Equation by the Perturbation Technique [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1980, 19 (4): 63 - 67.
- [17] 暴喜涛, 李顺初, 肖绪霞, 等. 均质油藏非线性渗流模型解的相似构造法[J]. 天然气与石油, 2012, 30(5): 47 - 51.
Bao Xitao, Li Shunchu, Xiao Xuxia, et al. Similar Constructive Method of Solutions of Nonlinear Seepage Model for Homogeneous Reservoir [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30 (5): 47 - 51.
- [18] Peres A M M, Serra K V, Reynolds A C. Toward a Unified Theory of Well Testing for Nonlinear-Radial-Flow Problems with Application to Interference Tests [C] // SPE Western Regional Meeting, 1 - 4 March, 1999, San Diego, California, USA. New York: SPE, 1999.
- [19] Stehfest H. Numerical Inversion of Laplace Transform [J]. Communication of the ACM, 1970, 20 (1): 47 - 48.
- [20] Stewart G, Gupta A, Westaway P. The Interpretation of Interference Tests in a Reservoir with a Sealing and Partially Communicating Faults [C] // SPE European Petroleum Conference, 22 - 25 October, 1984, London, UK. New York: SPE, 1984.

国家级页岩气示范区长宁区块日产气量再创新高

2019 年 9 月 29 日,长宁-威远国家级页岩气示范区长宁区块日产气量再创新高,达到 $1\,190 \times 10^4 \text{ m}^3$,为中国石油页岩气日产量最高的区块,历年累计投产 179 口井,生产页岩气 $72.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

中国石油西南油气田公司升级安全管控模式,优化生产组织,通过“四力”组织,全力保障产量的快速稳步提升。

老井组织有力。严格执行“日跟踪、周分析、月调整”的动态跟踪管理制度,合理调配生产组织、科学配产,对异常井、措施井进行现场蹲点和跟踪写实,有计划实施老井关井复压,有序组织带压下油管、气举、泡排、增压等工艺措施,确保老井稳产增产。

新井投产给力。强化新井作业管控,排出运行大表,每日跟踪,每周对比分析,准确掌握新井、重点工程进展情况,对于各个环节中面临困难、问题,及时开展内部沟通和地方关系协调;提前做好投产准备和生产衔接,确保了 72 口新井顺利投产。

地面配套建设助力。根据井区产能,合理新建、优化地面配套建设,实现了宁 201 井区北部部分平台井调气至宁 216 井区脱水外输的功能,气井产能获得释放,同时为下步宁 216、宁 209 井区新井平台投运奠定基础,目前最大日脱水能力 $2\,100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。9 月 24 日、26 日投运的长宁 H 23 平台增压工程、长宁 H 19 集气站增压工程,再为井区产能发挥助力。

生产运行管理得力。建立了常态化的处级领导带班制,现场成立了宜宾前线开发建设项目部和生产管理、公共关系协调等七个专业组,提高了靠前指挥力度和效率;长宁公司与蜀南气矿开展联合办公,与参建单位共建“大协调”,现场生产组织高效,应急处置及时,生产运行管理得力。

(王路 摘自中国石油新闻中心网)