文章编号:1673-5005(2020)03-0098-07

doi:10.3969/j. issn. 1673-5005. 2020. 03. 011

分形离散裂缝页岩气藏多级压裂水平井 数值试井模型

吴明录, 丁明才

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580)

摘要:基于分形理论,考虑天然裂缝的长度、方向、中心位置、开度等分布规律建立分形离散裂缝网络模型,并在此基础上建立多级压裂水平井试井模型。采用有限差分和嵌入式离散裂缝相结合的方法求解该模型,得到水平井的压力响应及其影响规律。结果表明:裂缝密度、分形维数、裂缝主发育方向和 Fisher 常数等参数能够较好地控制试井曲线形态;裂缝密度、中心维数和长度维数决定裂缝的数量,裂缝密度和中心维数越大(或长度维数越小),裂缝总数越多,水平井的双重介质特征越显著,即中期拟压力导数下凹越明显;裂缝主发育方向和 Fisher 常数决定裂缝的走向及其一致性程度,Fisher 常数越大,裂缝的方向越一致,渗流时有效渗流面积越小,则晚期拟压力导数曲线越高;Langmuir 吸附体积和吸附压力对试井曲线也具有一定的影响,二者越大,中期和晚期拟压力和拟压力导数曲线整体越低。

关键词:水平井:数值试井;多级压裂;页岩气;离散裂缝;分形

中图分类号:TE 377 文献标志码:A

引用格式:吴明录,丁明才.分形离散裂缝页岩气藏多级压裂水平井数值试井模型[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(3):98-104.

WU Minglu, DING Mingcai. A numerical well testing interpretation model for multiple fractured horizontal well in fractured shale gas reservoir based on fractal discrete fracture network[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(3):98-104.

A numerical well testing interpretation model for multiple fractured horizontal well in fractured shale gas reservoir based on fractal discrete fracture network

WU Minglu, DING Mingcai

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

Abstract: A discrete fracture network model was established based on the fractal theory, considering the length, direction, center position and width of natured fractures, and then a numerical well testing model for multiple fractured horizontal well in fractured shale gas reservoir was obtained. The model was solved by a finite difference method combined with embedded discrete fractures. The pressure response and its influence characteristics of horizontal wells were studied. The analysis results show that the pressure response curve can be well controlled by parameters such as the fracture density, the fractal dimension, the main propagation direction of fractures and the Fisher constant. The total number of fractures is dependent on the fracture density and the fracture length dimension), the greater the total number of fractures. As a consequence, the dual-medium characteristics of the horizontal wells can be more visible, or in other words, the pressure derivative curve can depress more obviously during the intermediate period. The analysis also indicates that the orientation and its consistency of the fractures are dependent on the propagation direction of the main fracture and the Fisher constant. The pressure derivative curve can be higher with larger Fisher constant during the late flow period due to smaller effective flow area caused by more

收稿日期:2019-06-20

consistent fracture orientation. Furthermore, The Langmuir adsorption volume and adsorption pressure also have certain influence on the pressure response. The pressure and its derivative curves can be lower together with larger Langmuir adsorption volume and adsorption pressureduring the intermediate and late flow periods.

Keywords: horizontal well; numerical well testing; multiple fractured; shale gas; discrete fracture; fractal

页岩气储层多有裂缝发育,早期的研究通常基 于连续性介质假设[1], Laubach 等[2]认为储层中的 裂缝应该是离散的、不规则的、经常成簇出现的,并 提出了离散裂缝网络(DFN)[3-5]的概念,但他们所 提出的采用随机建模生成裂缝的方法具有极大的不 确定性。Darcel 等[6]、Davy 等[7]、Kim 等[8] 提出了 一种应用分形理论随机生成离散裂缝网络的方法, 采用这种方法生成的裂缝称为分形离散裂缝模型 (FDFN),研究表明分形离散裂缝模型更加接近裂 缝性油藏的实际情况,而且分形参数对裂缝的整体 分布具有很好的控制作用,但并未对分形裂离散裂 缝模型的动态特征进行研究。吴明录等^[9]将分形 离散裂缝模型与试井解释相结合,提出了分形离散 裂缝数值试井模型,研究了其不稳定压力响应特征, 研究发现分形参数能够很好地控制试井曲线的形 杰,研究结果为分形离散裂缝模型应用于裂缝性油 藏建模和生产动态分析具有重要意义,但该项研究 只针对普通砂岩油藏垂直井情形。页岩气藏渗流机 制复杂,而且通常采用水平井多级压裂的方式进行 开采。目前的页岩气藏压裂水平井试井理论,以采 用点源解、线源解和格林函数等方法进行解析求解 的方法为主[10-13],该方法在建立模型过程常常忽略 页岩气藏储层的各向异性、非均质性以及复杂流动 机制。以离散裂缝模型为基础的数值试井方 法[14-18]由于求解压裂水平井压力动态时需要根据 裂缝分布划分大量非结构化网格,计算量大,大大影 响了现场实际应用。笔者考虑页岩气吸附解吸、黏 性流、基质与裂缝间的窜流等流动机制,将分形离散 裂缝网络应用于页岩气藏多级压裂水平井,建立数 值试井模型,并采用嵌入式离散裂缝方法进行求解, 研究水平井的拟压力响应特征及分形参数对其影响 规律。

1 分形离散裂缝随机建模方法

目前,分形离散裂缝网络建模的方法主要有两种:第一种采用随机建模方法以裂缝中心分布为基础;第二种采用随机建模方法以裂缝长度分布为基础^[6]。前者具有诸多优点:首先裂缝中心分布易于随机模拟生成;其次在得到裂缝中心分布的情况下,

依据裂缝长度分布、裂缝方向特征便于得到裂缝的 总体分布。因此本文中采用基于裂缝中心分布的建 模方法。基于裂缝中心分布的离散裂缝网络模型的 建模过程可以参照参考文献[6]和[9]。

2 数学模型的建立

2.1 基本假设

假设:①储层均质、水平、等厚,且基质渗透率各向同性;②储层中的气体流动符合达西定律;③储层中的裂缝是分形离散的,且所有裂缝垂直贯穿整个储层;④自由气储存在裂缝和基质孔隙中,吸附气吸附满足 Langmuir 等温吸附定律;⑤忽略重力和毛管力,开井生产前储层各处压力相等,均为原始地层压力;⑥水平井为射孔完井,天然气只由人工裂缝进入井筒,定产量生产。

2.2 基质系统渗流数学模型

考虑页岩基质颗粒表面吸附解吸,基质系统渗 流控制方程为

$$q_{\rm m,abs} = \frac{\rho_{\rm s} M_{\rm g} Z_{\rm g}}{Z_{\rm g} V_{\rm td} (p_{\rm L} + p)^2}, \rho_{\rm mg} = \frac{M_{\rm g} p}{Z_{\rm g} R T}.$$

式中, ρ_s 为岩石密度, g/cm^3 ; V_L 为 Langmuir 吸附体积, cm^3/g ;p 为压力, 10^{-1} MPa; p_L 为 Langmuir 吸附压力, 10^{-1} MPa; V_{std} 为标准状况(0° C,0.1 MPa)下天然气的摩尔体积, cm^3/mol ; Z_g 为气体压缩因子; μ_g 为气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; φ_{m} 为基质孔隙度; C_g 为气体压缩系数, $\text{cm}^3/(10^{-1}$ MPa); ρ_{mg} 为基质中页岩气的密度, g/cm^3 ; M_g 为天然气摩尔质量,g/mol;R 为热力学常数,R=8.314 J/($\text{mol} \cdot \text{K}$);T 为储层温度, K_o

定义拟压力为

$$\psi = \int_{p_0}^p \frac{2p}{Z_s \mu_s} \mathrm{d}p. \tag{2}$$

将拟压力带入式(1),可得到基质系统渗流控制方程的拟压力形式为

$$\gamma_{\rm m} \frac{\partial \psi_{\rm m}}{\partial t} = \nabla \cdot (\beta k_{\rm m} \nabla \psi_{\rm m}). \tag{3}$$

其中

$$\beta = \frac{M_{\rm g}}{RT}, \ \gamma_{\rm m} = \beta \varphi_{\rm m} C_{\rm g} \mu_{\rm g} + \frac{\rho_{\rm s} M_{\rm g} Z_{\rm g} \mu_{\rm g} \left(1 - \varphi_{\rm m}\right) V_{\rm L} p_{\rm L}}{\left(p_{\rm L} + p_{\rm L}\right)^2 p_{\rm L}}.$$

初始条件为

$$\psi_{\rm fi} = \psi_{\rm hi} = \psi_{\rm mi}. \tag{4}$$

封闭外边界为

$$\frac{\partial \psi_{\text{m}}}{\partial \boldsymbol{n}} \Big|_{\Gamma} = 0.$$
 (5)

式中, Γ 为外边界;n 为边界 Γ_1 的外法向方向的单位向量。

2.3 人工裂缝渗流数学模型

裂缝中渗流控制方程为

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_{\rm hg}\varphi_{\rm m}C_{\rm g}) = \nabla \cdot \left(\rho_{\rm hg}\frac{k_{\rm h}}{\mu_{\rm g}}\nabla p_{\rm h}\right). \tag{6}$$

其中

$$\rho_{\rm hg} = \frac{M_{\rm g} p_{\rm h}}{Z_{\rm g} RT} .$$

将拟压力代入式(6),得到裂缝系统渗流控制 方程的拟压力形式为

$$\gamma_{\rm h} \frac{\partial \psi_{\rm h}}{\partial t} = \nabla \cdot (\beta k_{\rm h} \nabla \psi_{\rm h}). \tag{7}$$

其中

$$\gamma_{\rm h} = \beta \varphi_{\rm m} C_{\rm g} \mu_{\rm g}$$
.

将裂缝嵌入到基质系统中,裂缝与基质网格单 元间窜流量的表达式为

$$q_{\mathrm{m-h}} = T_{\mathrm{m-h}} \beta(\psi_{\mathrm{m}} - \psi_{\mathrm{h}}). \tag{8}$$

式中, T_{m-h} 为基质与人工裂缝间的窜流系数^[9]。

根据假设,天然气只通过人工裂缝进入井筒,每 条人工裂缝流入井筒的天然气量为

$$q_{\text{h-w}} = I_{\text{W}} \beta \mu_{\text{g}} (\psi_{\text{h}} - \psi_{\text{w}}). \tag{9}$$

式中, $I_{\rm W}$ 为人工裂缝到井筒的井指数 $^{[20]}$ 。

当水平井定产量生产时,总产量为井筒中压缩流体膨胀量和由人工裂缝流向井筒的流量的总和,有

$$Q_{\rm g} = \sum_{i=1}^{N_{\rm h}} I_{\rm W} \beta \mu_{\rm g} (\psi_{\rm hi} - \psi_{\rm w}) - C \frac{\beta \mu_{\rm g}}{2} \frac{\partial \psi_{\rm w}}{\partial t}. \quad (10)$$

式中, C 为井筒储存系数, cm³/(10-1MPa)。

3 数学模型的求解与验证

3.1 模型的求解

应用嵌入式离散裂缝方法对以上模型进行求解。 根据 Shakiba^[19]的研究,在将离散裂缝嵌入到基质中时,网格 m 与网格 n 之间的流动系数计算式为

$$T_{\rm m-n} = \frac{T_{\rm m-f} T_{\rm n-f}}{T_{\rm m-f} + T_{\rm n-f}}.$$
 (11)

式中, T_{m-1} 和 T_{n-1} 为基质网格 m、n 与所嵌入的裂缝之间

的流动系数,可由基质与裂缝的渗透率计算得到。

3.2 一致性验证

为验证裂缝参数对解的一致性,取相同的分形参数:裂缝中心维数 $D_c=1.8$,裂缝主发育方向 $\theta_0=\pi/4$, Fisher 常数 K=25,裂缝密度 $\alpha=2.5$,裂缝长度维数 $D_1=1.3$ 。通过随机模拟生成 4 个分形离散裂缝模型,如图 1 所示。模拟区域为 1600 m×1600 m,水平井长度为 1000 m,等间隔分 6 段压裂,每段裂缝半长为 200 m。求解该模型,得到水平井拟压力响应曲线如图 2 所示。

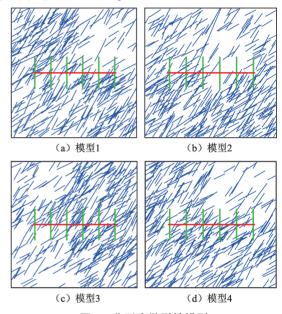


图 1 分形离散裂缝模型

Fig. 1 Fractal discrete fracture models

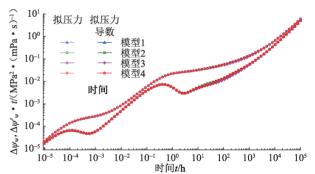


图 2 不同裂缝网络模型的拟压力响应曲线

Fig. 2 Pseudo-pressure response curves for different fractal discrete fracture models

由图 2 可见,在相同的分形参数条件下,水平井的拟压力和拟压力导数曲线基本重合,但由于这 4 个模型由随机建模生成,具有一定的差异性(图 1),水平井在生产过程中形成的压降漏斗不尽相同,因此其试井曲线也存在细微差别。正如弹性储容比、窜流系数等参数能够控制连续双重孔隙介质模型中

试井曲线的形态一样,通过对以上4个模型的计算 表明,虽然局部裂缝分布各不相同,但只要总体分形 参数相同,则由不同的离散裂缝模型得到的压力响 应曲线基本相同,也就是说分形参数对压力响应曲 线的形态具有较好的控制作用。

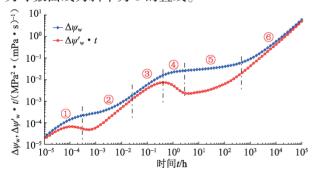
试井曲线特征及参数敏感性

基本参数为 $\theta_0 = \pi/4$ 、K = 25、 $\alpha = 2.5$ 、 $D_1 = 1.3$ 、 $D_c = 1.8_{\circ}$

4.1 试井曲线特征

假设6条人工裂缝,且沿水平井筒呈对称分布 (图1),得到该模型的拟压力响应曲线如图3所示。

由图 3 可见,水平井的压力响应包括 6 个阶段: ①为井筒储存阶段,压力及其导数为斜率为1的直 线:②为早期(第一)过渡流动阶段:③为线性流阶 段,天然裂缝间的页岩气通过基质线性流流向人工 裂缝,压力和压力导数均为斜率为0.5的直线:④为 中期(第二)过渡流阶段;在流动阶段⑤,人工裂缝 周围基质中的流体开始沿着天然裂缝向人工裂缝流 动,并通过人工裂缝流向水平井。由于非均匀分布 的天然裂缝对渗流场造成的影响,流线和等势线受 裂缝分布影响较大,该阶段不是严格的径向流(流 线指向半径方向,等势线为近似同心圆),因此压力 导数曲线也不是水平线: ⑥为边界反映阶段. 反映外 边界对压力响应的影响,当外边界封闭时,压力和压 力导数曲线为斜率为1的直线。



分形离散裂缝页岩气藏多段压裂 水平井的压力响应曲线

Fig. 3 Pseudo-pressure response curves for multiple fractured horizontal well in fractal discrete fracture shale gas reservoir

4.2 参数敏感性

4.2.1 裂缝密度α

依次取 $\alpha = 0.5, 2.5, 4.5$ 分别建立离散裂缝网 络多段压裂水平井模型,如图 4 所示。采用本文中 方法对数学模型进行求解,得到水平井的试井曲线 如图5所示。

由图 4 可见, 裂缝密度 α 主要影响裂缝的数目, α 越大,裂缝数目越多。由图 5 可见,裂缝密度 α 主 要影响流动阶段⑤,α越大,压力导数曲线的"下凹" 越深。在本文中,基质除了作为储容空间外,还具有 一定的导流能力(在经典的 Warren-Root 双重孔隙 介质模型中,基质主要视为流体的储容空间,通常不 考虑其内部的渗流)。而且在裂缝较少时,基质仍 然是主要的渗流介质,而裂缝作为连通基质的高导 流通道: 当裂缝较多时, 裂缝才成为主要的渗流介 质。因此 α 越大, 裂缝数目越多时, 裂缝所占的总 系统的弹性孔隙体积越大,双重介质的特征也就越 明显,表现在试井曲线上,即是压力导数曲线中期段 "下凹"越深。

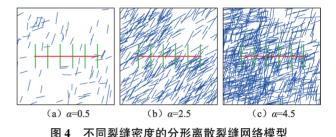
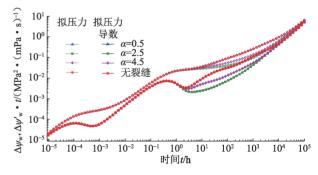


Fig. 4 Fractal discrete fracture network models

with different fracture dimension density



裂缝密度对拟压力响应曲线的影响

Fig. 5 Effect of fracture distribution density on pseudo-pressure response curves

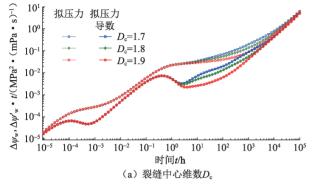
4.2.2 裂缝分形维数 D。和 D1

由式(1)可见,一定长度范围内的裂缝数目与 $\alpha_{x}D_{c}_{x}D_{c}_{x}$ 有关: α 和 D_{c}_{c} 越大, D_{c}_{x} 越小, 裂缝数目越 多。因此 D。与 α 对试井曲线的影响规律大致相 同; D_1 与 α 对试井曲线的影响规律大致相反(图 5、 6)

4.2.3 裂缝主发育方向 θ_0

依次取 $\theta_0 = 0$ 、 $\pi/4$ 、 $\pi/2$,分别建立离散裂缝网 络多段压裂水平井模型,如图7所示。采用本文中 方法对数学模型进行求解,得到水平井的试井曲线 如图 8 所示。

由图 8 可见,裂缝主发育方向 θ_0 对流动阶段⑤ 和⑥ 均有一定程度的影响。在阶段⑤ 之前,流体以垂直于人工裂缝方向(沿 X 方向)的流动为主,当 θ_0 =0 时,由于裂缝的沟通作用储层在水平方向上的



渗透性最强,其对应的压力导数曲线最低;而在边界流阶段(⑥),流体以垂直于水平井的流动(沿 Y 方向)为主,当 $\theta_0 = \pi/2$ 时,储层在垂直方向上的渗透性最强,其对应的压力导数曲线最低。

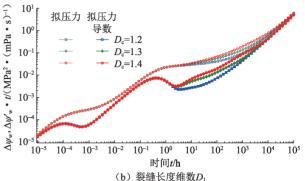


图 6 裂缝中心维数和长度维数对拟压力响应曲线的影响

Fig. 6 Effect of fracture center dimension and length dimension on pseudo-pressure response curves

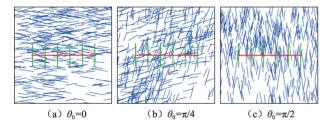


图 7 不同地应力主方向的分形离散裂缝网络

Fig. 7 Fractal discrete fracture network with different formation principal stress direction

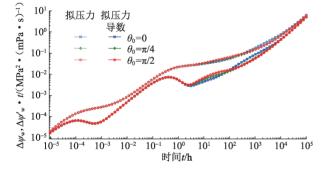


图 8 裂缝主发育方向对拟压力响应曲线的影响

Fig. 8 Effect of formation principal stress direction on pseudo-pressure response curves

4.2.4 Fisher 常数 K

Fisher 常数主要用于描述裂缝方向与裂缝发育主方向的偏离程度,K越大,裂缝总体发育方向的一致性越强。依次取K=5、15、45,分别建立离散裂缝网络多段压裂水平井模型,如图 9 所示。采用本文中方法对数学模型进行求解,得到水平井的试井曲线如图 10 所示。

由图 10 可见, Fisher 常数 K 主要影响边界流阶

段(⑥),且 K 越大,压力导数曲线的晚期段越高。这是因为 K 越大,裂缝总体发育方向一致性越强(图 9(c)),这是裂缝的沟通作用使有效渗流面积变小的缘故。

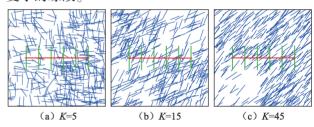


图 9 不同 Fisher 常数的分形离散裂缝网络模型

Fig. 9 Fractal discrete fracture network models with different Fisher constant

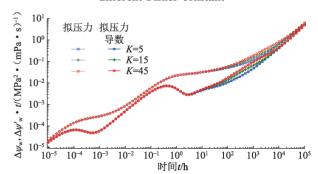


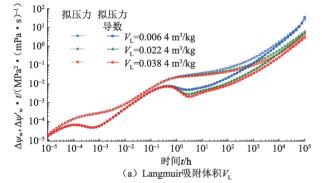
图 10 Fisher 常数对拟压力响应曲线的影响 Fig. 10 Effect of Fisher constant on pseudo-pressure response curves

4.2.5 Langmuir 吸附体积 $V_{\rm L}$ 和吸附压力 $p_{\rm L}$

依次取 V_L 为 0.006 4、0.022 4、0.038 4 m³/kg $(p_L=1 \text{ MPa})$ 及 p_L 为 1、3、10 MPa $(V_L=0.0064 \text{ m³/kg})$ 对数学模型进行求解,得到水平井的试井曲线,

结果如图 11 所示。

 $V_{\rm L}$ 和 $p_{\rm L}$ 反映基质颗粒表面对页岩气的吸附解吸能力。 $V_{\rm L}$ 越大,给定温度条件下单位质量基质饱和时,吸附的页岩气体积越大; $p_{\rm L}$ 越大,水平井生产过程中地层压力降低时,页岩气从基质颗粒表面解吸扩散到基质孔隙中的时间越早。由图 11 可见, $V_{\rm L}$ 和 $p_{\rm L}$ 主要影响阶段⑤之后的拟压力和拟压力导数曲线。 $V_{\rm L}$ 和 $p_{\rm L}$ 越大,单位质量基质颗粒表面吸附的页岩气体积越多,当压力降低到吸附压力以下时,就会有越多的吸附气从基质颗粒表面解吸扩散到基质孔隙中,缓解水平井的压力降落,因此拟压力和拟压力导数曲线越低。



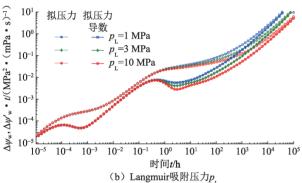


图 11 Langmuir 吸附体积和吸附压力 对拟压力响应曲线的影响

Fig. 11 Effect of Langmuir adsorption volume and adsorption pressure on pseudo-pressure response curves

5 应用实例

为了验证本文中模型的可行性,用 Ecrin 软件模拟了双重孔隙介质气藏中一口多级压裂水平井的拟压力数据,主要参数:裂缝系统的平均渗透率为15×10⁻³ μm²,气藏的弹性储容比为8×10⁻⁴,窜流系数为2×10⁻⁶;水平井长度为1200 m;人工裂缝5条等间距压裂,裂缝半长为75 m。应用本文中方法计算得到水平井的拟压力动态,将其与以上模拟曲线

进行拟合解释(图 12),得到气藏的分形参数为: α = 2.65, D_c =1.64, D_l =1.12, θ_0 =36.5°,K=14.25。由图 12 可见,由本文中方法得到的理论曲线除早期受网格效应影响导致拟压力导数拟合较差外,总体与模拟曲线变化规律一致,整体拟合效果较好,证明本文模型应用于现场具有可行性。

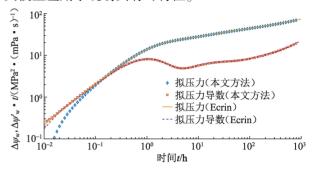


图 12 本文中方法与 Ecrin 模拟曲线拟合对比 Fig. 12 Comparison of proposed method with Ecrin software

6 结 论

- (1)分形参数可较好地控制水平井的试井曲线 形态,证明本文中模型对离散裂缝性页岩气藏试井 解释具有一定的适用性。
- (2)裂缝密度和裂缝分形维数主要通过影响裂缝总数目对试井曲线产生影响,裂缝密度越大、中心维数越大(或长度分布维数越小),裂缝总数目越大,裂缝的沟通作用越明显,压力导数曲线中期段"下凹"越深,双重介质的特征也就越明显。
- (3) Fisher 常数 K 主要影响边界流阶段,其值越大,压力导数曲线的晚期段越高。裂缝主发育方向 θ_0 对边界流和之前的流动阶段均有一定程度的影响:在边界流之前,流体以垂直于人工裂缝方向的流动为主,当离散裂缝方向与人工裂缝垂直(θ_0 = 0) 时,压力导数曲线最低;在边界流阶段,流体以垂直于水平井的流动为主,当离散裂缝方向与水平井垂直(θ_0 = π /2)时,压力导数曲线最低。
- (4) Langmuir 吸附体积和吸附压力越大,基质颗粒表面对页岩气的吸附能力越强,当压力降低到吸附压力以下时,就会有越多的吸附气解吸扩散到基质孔隙中,压力和压力导数曲线越低。

参考文献:

- [1] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1963,3(3):245-255.
- [2] LAUBACH S E. Fracture patterns in low-permeability-

- sandstone gas reservoir rocks in the rocky mountain region [R]. SPE 21853-MS, 1991.
- [3] PRIEST S D. Discontinuity analysis for rock engineering [M]. Dordrecht: Springer Science & Business Media, 1993:395-410.
- [4] VILLAESCUSA E. Statistical modelling of rock jointing: Conference on probabilistic methods in geotechnical engineering [C]. Rotterdam; A A Balkema Publishers, 1993.
- [5] TAMAGAWA T, MATSUURA T, ANRAKU T, et al. Construction of fracture network model using static and dynamic data [R]. SPE 77741, 2002.
- [6] DARCEL C, BOUR O, DAVY P, et al. Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation [J]. Water Resources Research, 2003,39(10):1-13.
- [7] DAVY P, SORNETTE A, SORNETTE D. Some consequences of a proposed fractal nature of continental faulting
 [J]. Nature, 1990,348(6296):56-58.
- [8] KIM T H, SCHECHTER D S. Estimation of fracture porosity of naturally fractured reservoirs with no matrix porosity using fractal discrete fracture networks [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12(2):232-242.
- [9] 吴明录,丁明才,姚军,等. 分形离散裂缝数值试井解释模型[J]. 东北石油大学学报,2016,40(6):114-120. WU Minglu, DING Mingcai, YAO Jun, et al. Numerical well-testing interpretation model based on fractal discrete fracture[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016,40(6):114-120.
- [10] OZKAN E, RAGHAVAN R. New solutions for well-test analysis problems: part 1—analytical considerations [J]. SPE Formation Evaluation, 1991,6(3):359-368.
- [11] ZERZAR A, BETTAM Y. Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells in closed systems [R]. SPE 84888-MS, 2004.
- [12] BETTAM Y, ZERZAR A, TIAB D. Interpretation of multi-hydraulically fractured horizontal wells in naturally fractured reservoirs [R]. SPE 95535-MS, 2005.
- [13] ESCOBAR F H, MARTÍNEZ J A, MONTEALEGRE-

- MADERO M. Pressure transient analysis for a reservoir with a finite-conductivity fault [J]. Ciencia, Tecnologíay Futuro, 2013,5(2):5-17.
- [14] FAN D, YAO J, SUN H, et al. A composite model of hydraulic fractured horizontal well with stimulated reservoir volume in tight oil & gas reservoir [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 24:115-123.
- [15] 朱光普,姚军,樊冬艳,等. 页岩气藏压裂水平井试井分析[J]. 力学学报,2015,47(6):945-954.

 ZHU Guangpu, YAO Jun, FAN Dongyan, et al. Pressure transient analysis of fractured horizontal well in shale Gas reservoir[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2015,47(6):945-954.
- [16] 樊冬艳,姚军,孙海,等. 页岩气藏分段压裂水平井不稳定渗流模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2014,38(5):116-123.

 FAN Dongyan, YAO Jun, SUN Hai, et al. Transient flow model of stage-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science),2014,38(5):116-123.
- [17] 姚军,孙海,樊冬艳,等. 页岩气藏运移机制及数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(1):91-98.
 YAO Jun, SUN Hai, FAN Dongyan, et al. Transport mechanisms and numerical simulation of shale gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science),2013,37(1):91-98.
- [18] MOINFAR A. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs [D]. Texas: The University of Texas at Austin, 2013.
- [19] SHAKIBA M. Modeling and simulation of fluid flow in naturally and hydraulically fractured reservoirs using embedded discrete fracture model [D]. Texas: The University of Texas at Austin, 2014.

(编辑 李志芬)