

基于离散裂缝方法的多段压裂水平井数值试井模型

沈产量¹,张景皓¹,张璐¹,薛小宝¹,廖新维²

1. 延长油田股份有限公司杏子川采油厂 陕西延安 717400

2. 中国石油大学(北京)石油工程学院 北京 102249

通讯作者:Email:277640425@qq.com

项目支持:国家自然科学基金项目(联合基金)“超低渗透油藏渗流规律及高效开发的关键科学问题”(U1762210)

引用:沈产量,张景皓,张璐,等. 基于离散裂缝方法的多段压裂水平井数值试井模型[J]. 油气井测试,2021,30(1):1-8.

Cite: SHEN Chanliang, ZHANG Jinghao, ZHANG Lu, et al. Numerical well test model of multi-stage fractured horizontal well based on discrete fracture method [J]. Well Testing, 2021, 30(1): 1-8.

摘要 传统裂缝试井模型无法准确解释含天然裂缝储层的压力测试资料。基于数值试井理论和离散裂缝方法,建立了考虑复杂天然裂缝的多段压裂水平井数值试井模型,得到含离散分布的天然裂缝多段压裂水平井瞬态压力数值解。通过该模型,分析了不同裂缝属性对多段压裂水平井试井曲线特征的影响。为进一步验证模型在实际应用中的可靠性,对吉木萨尔油田JWA井实测压力数据进行试井解释分析。结果表明,含复杂缝网的多段压裂水平井主要有8个流态;压力导数曲线上的“凹子”由天然裂缝对水力裂缝进行流体供给导致。该模型可以更加准确地反映井筒和地层信息,为天然裂缝发育的页岩油藏中多段压裂水平井试井动态解释提供理论指导。

关键词 数值试井;试井模型;页岩油藏;离散裂缝;复杂缝网;多段压裂;水平井;试井解释

中图分类号:TE353 文献标识码:A DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.01.001

Numerical well test model of multi-stage fractured horizontal well based on discrete fracture method

SHEN Chanliang¹, ZHANG Jinghao¹, ZHANG Lu¹, XUE Xiaobao¹, LIAO Xinwei²

1. Xingzichuan Oil Production Plant, Yanchang Oilfield Co. Ltd., Yan'an, Shaanxi 717400, China

2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Abstract: The traditional fracture well test model cannot accurately interpret the pressure test data of reservoirs with natural fractures. Based on the numerical well test theory and discrete fracture method, a numerical well test model for multi-stage fractured horizontal wells with complex natural fractures is established, and the transient pressure numerical solution of multi-stage fractured horizontal wells with discrete natural fractures is obtained. Through the model, the influence of different fracture attributes on well test curve characteristics of multi-stage fractured horizontal wells is analyzed. In order to further verify the reliability of the model in practical application, well test interpretation and analysis are carried out on the measured pressure data of well JWA in Jimusar oilfield. The results show that there are mainly eight flow patterns in multi-stage fractured horizontal wells with complex fracture network, and the “concave” on the pressure derivative curve is caused by the fluid supply of natural fractures to hydraulic fractures. The model can more accurately reflect the wellbore and formation information, and provide theoretical guidance for well test performance interpretation of multi-stage fractured horizontal wells in shale reservoirs with natural fractures.

Keywords: numerical well test; well test model; shale reservoir; discrete fracture; complex fracture pattern; multi-stage fracturing; horizontal well; well test interpretation

近年来,合理高效开发页岩油藏成为研究人员关注的热点^[1-4]。在实际生产中发现,页岩油藏中普遍存在发育良好的天然裂缝,这些天然裂缝容易与水力裂缝耦合形成复杂缝网,从而对井筒压力和产量会产生重要影响。刘淑芬等^[5]阐述了水平裂缝井试井解释方法,并将该方法应用在延长油田的水平裂缝井试井解释中,对水平裂缝井作出了合理可靠的解释与评

价。姚军等^[6]利用 Green 函数源函数法,通过镜像映射和叠加原理得到裂缝性油气藏水平井多段压裂改造后地层中任意一点压力解。陈伟等^[7]通过 Steffest 数值反演计算典型曲线,分析讨论了水平裂缝井的压力动态特征和参数估计方法。虽然诸多学者已经建立很多裂缝试井模型来研究裂缝对井筒压力和产量的影响^[8-11],但是这些模型在考虑天然裂缝时仍然

存在很多不足,尤其是对天然裂缝过于简化而不符合真实情况。1960年,Barenblatt G. I.等最早提出了双重介质模型的概念^[12]。1963年,由Warren J. E.等改进了双重介质模型并引入石油工程领域后,通过利用试井特征曲线解释了天然裂缝性油藏中动态压力资料^[13]。自此,双重介质模型被广泛用来解释天然裂缝发育的储层的压力试井资料。张晓辉等^[14]建立了油水两相渗流方程,基于PEBI网格进行数值求解,对大庆油田某多段压裂水平井的压力恢复数据进行解释与分析。常宝华等^[15]分析认为,压裂液对近裂缝储层的污染和近井形成的连通缝网是导致现场实测试井曲线与理论曲线差异的主要原因。许峰等^[16]通过建立适合潜山储层的双重孔隙介质复合气藏模型,得出井底压力解析解,并对相关影响参数进行敏感性分析。刘慈群^[17]用影响椭圆的概念和平均值方法,给出了双孔隙介质有限导流垂直裂缝井中,幂律非牛顿流体瞬时压力近似计算公式,给矿场试井分析提供了一个更全面、实用的计算方法。然而,在对双重介质模型研究的不断深入后,很多学者发现,依靠双重介质模型对很多天然裂缝性储层的试井解释结果并不符合实际生产历史^[18-19]。Egya D. O.和Monifar M. A.等结合理论模型推导和实际油藏数据出发,证实双重介质模型无法准确模拟天然裂缝发育的非均质裂缝性油藏^[20-21]。为解决双重介质模型无法精细刻画复杂缝网的缺点,2001年,由Lee S. H.和Li L. Y.等结合双重介质模型、等效连续介质模型和离散裂缝-基质模型的优点,提出了嵌入式离散裂缝模型^[22-23]。该模型采用结构化网格对油藏进行剖分,可以高效模拟含任意形状的复杂缝网的同时,也避免了使用非结构化网格剖分油藏带来的计算量大的问题。本文基于嵌入式离散裂缝方法,结合数值试井理论,提出了基于嵌入式离散裂缝多段压裂水平井数值试井模型(EDFM-WTM)。EDFM-WTM克服了传统裂缝试井模型不能模拟复杂天然裂缝分布的缺点,提高了对含复杂缝网的多段压裂水平井的试井解释精度,对提高天然裂缝发育的页岩油藏开发效果具有重要意义。

1 模型建立

模型的建立分为物理模型和数学模型。物理模型对本文的油藏模型特点进行了较为详细的描述,数学模型则是对油藏基质和裂缝系统进行了数学描述。

1.1 物理模型

建立存在离散分布的天然裂缝油藏的多段压裂水平井物理模型。模型假设条件为(图1):①油藏外部不渗透,油藏基质各点渗透率、厚度、初始压力相同;②流体为单相微可压缩且等温;③天然裂缝和水力裂缝简化为垂直平面;④流体服从达西定律;⑤井的产量恒定。

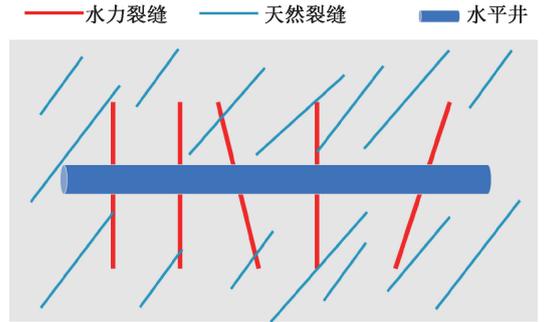


图1 含天然裂缝多段压裂水平井物理模型
Fig. 1 Physical model of multi-stage fractured horizontal wells with natural fractures

1.2 数学模型

在离散裂缝模型中考虑2种介质系统,分别为基质系统、裂缝系统。基质和裂缝系统的流动方程和传导率方程计算如下:

(1) 基质系统的流动方程

$$\frac{K_m}{\mu} \frac{\partial^2 p_m}{\partial x^2} + \frac{K_m}{\mu} \frac{\partial^2 p_m}{\partial y^2} = \phi_m C_t \frac{\partial p_m}{\partial t} \quad (1)$$

(2) 裂缝系统的流动方程

$$\frac{K_f}{\mu} \frac{\partial^2 p_f}{\partial \xi^2} = \phi_f C_t \frac{\partial p_f}{\partial t} \quad (2)$$

式中: K_m, K_f 分别为基质和裂缝渗透率, mD; ϕ_m, ϕ_f 分别为基质和裂缝孔隙度, 小数; p_m, p_f 分别为基质和裂缝压力, MPa; μ 为流体黏度, mPa·s; t 为生产时间, d; x, y 分别为坐标轴方向上的距离, m; C_t 为综合压缩系数, m^3/MPa ; ξ 为裂缝局部坐标系(图2)。

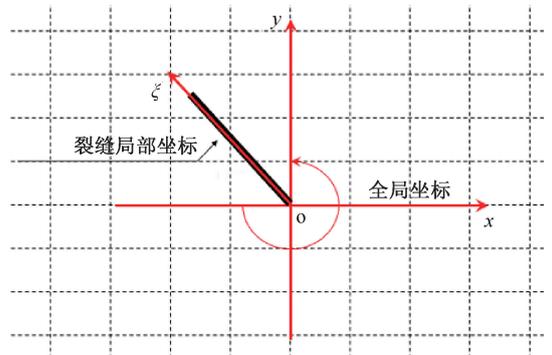


图2 全局坐标和裂缝局部坐标示意图
Fig. 2 Schematic diagram of global coordinates and fracture local coordinates

(3) 基质和裂缝系统的传导率方程

在 EDFM 方法中,基质网格的边界将裂缝离散成一些小的裂缝段,裂缝在计算域中由结构化网格体表示,但在物理模型中由不占物理体积的虚拟单元表示。通过非相邻连接(NNC)来实现物理域网格相邻但在计算域中不相邻的传导率的定义。如图3所示,有四种连接被考虑:①裂缝单元与之穿过的基质单元之间;②独立裂缝中相邻的裂缝单元之间;③相邻的基质单元之间;④裂缝单元与井之间。

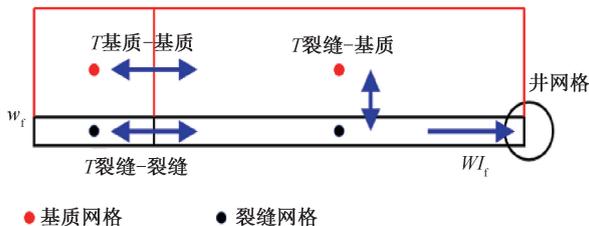


图3 四种单元连接示意图

Fig.3 Connection diagram of four kinds of units

对于前三种连接,传导率计算公式为

$$T_{NNC} = \frac{K_{NNC}A_{NNC}}{d_{NNC}} \quad (3)$$

式中: K_{NNC} 为三种单元连接的渗透率, mD; A_{NNC} 为三种单元连接的接触面积, m^2 ; d_{NNC} 为三种单元连接的距离, m。

对于第四种连接,即井指数,基于 Peaceman 井模型的等效半径概念,同时考虑井储和表皮的压裂水平井的井指数计算公式为

$$r_e = 0.14 \sqrt{L^2 + W^2} \quad (4)$$

$$WI_f = \frac{2\pi K_f w_f}{\ln(r_e/r_w + S)} \quad (5)$$

$$Q = \frac{WI_f}{\mu} (p_e - p_{wf}) + C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t} \quad (6)$$

式中: r_e 为 Peaceman 井模型的等效半径, m; r_w 为井半径, m; w_f 为裂缝开度, m; L 为裂缝单元长度, m; WI_f 为井指数, $m^3/(d \cdot MPa)$; Q 为井产量 m^3/d ; W 为裂缝单元高度, m; p_e 为等效半径处的压力, MPa; p_{wf} 为井底压力, MPa; S 为表皮因子, 无量纲; C 为井筒储集系数, m^3/MPa 。

2 模型求解

基于自动微分原理,利用有限元方法对数学模型进行求解。本研究通过引进开源数值求解软件——MRST 程序^[24]中的散度算子(div)和梯度算子(grad)可以极大简化求解过程,方程(1)和方程

(2)的全隐式离散形式为

$$\text{div} \left(-\frac{K_m}{\mu} [\text{grad}(p_m^{n+1})] \right) + \phi_m C_t \left(\frac{p_m^{n+1} - p_m^n}{\Delta t^n} \right) = 0 \quad (7)$$

$$\text{div} \left(-\frac{K_f}{\mu} [\text{grad}(p_f^{n+1})] \right) + \phi_f C_t \left(\frac{p_f^{n+1} - p_f^n}{\Delta t^n} \right) = 0 \quad (8)$$

方程(6)的全隐式离散形式为

$$Q = \frac{WI_f}{\mu} (p_e - p_{wf})^{n+1} + \frac{C}{\Delta t} (p_{wf}^{n+1} - p_{wf}^n) \quad (9)$$

最后,自动微分技术和牛顿迭代原理,联合方程(7)、(8)和(9),利用 MATLAB 编程,即可得到数学模型的数值求解。

3 模型验证及敏感性分析

通过与商业化软件 KAPPA 计算结果对比验证了本文建立的 EDFM-WTM 的可靠性。基于 EDFM-WTM,不同裂缝参数进行了敏感性分析,总结了不同裂缝参数对双对数曲线的影响规律。

3.1 模型验证

考虑到商业试井软件 KAPPA 目前无法模拟任意离散分布的天然裂缝,因此设计一组正交裂缝网络来与 EDFM-WTM 进行验证。验证过程中储层和井参数保持一致,验证结果如图4所示。通过比较发现,两个模型的井底压力的无因次压力双对数曲线具有很好的一致性,由此证明提出的 EDFM-WTM 的准确性是可靠的。

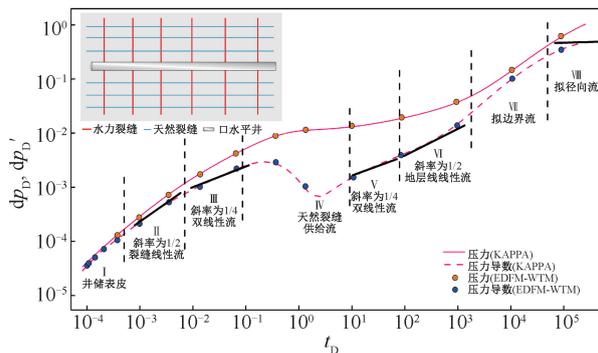


图4 EDFM-WTM 和 KAPPA 软件条带裂缝模型验证结果曲线

Fig.4 Verification results curve for EDFM-WTM and KAPPA's stripe-fracture model

3.2 流态分析

通过对图4中的典型双对数曲线特征分析,含复杂裂缝网络的多段压裂水平井的流态可分为以下8种:

(1) 井储和表皮影响。该流态的压力导数的斜率为1,随后出现一个驼峰。驼峰的大小与井储和

表皮因子的大小有关。

(2) 裂缝线性流。该流态的压力导数为 $1/2$ 。因为水力裂缝的渗透率远大于基质, 此时, 水力裂缝中的流体开始线性流向井筒, 图 5a 反映了该流态的压力分布特点。

(3) 双线性流。该流态的压力导数为 $1/4$ 。此时, 基质中的流体开始线性流向水力裂缝, 同时水力裂缝中的流体线性流向井筒, 图 5b 反映了该流态的压力分布特点。

(4) 天然裂缝供给流。该流态的压力导数曲线出现一个明显的“凹子”。此时, 压力波传播到天然裂缝, 天然裂缝被“激活”天然裂缝中的流体开始向水力裂缝供给, 与双重介质模型中的基质流体窜流形成的下凹特征类似, 图 5c 反映了该流态的压力分布特点。

(5) 第二双线性流。该流态的压力导数为 $1/4$ 。此时, 基质中的流体线性流向天然裂缝, 同时天然裂缝中的流体线性流向水力裂缝, 图 5d 反映了该流态的压力分布特点。

(6) 地层线性流。该流态的压力导数为 $1/2$ 。当压力传播到裂缝网络之外的地层时, 地层中的流体开始沿着压降方向线性流向近井地带, 图 5e 反映了该流态的压力分布特点。

(7) 拟边界流。该流态的压力导数趋近为 1。该流态的出现原因是近井水力压裂形成的高渗内区与外区的渗透率差异导致。当压力波传播到缝网外时, 低渗的基质将起到拟边界的作用。

(8) 拟稳态径向流。该流态的压力导数为 0 且无量纲值为 0.5, 图 5f 反映了该流态的压力分布特点。

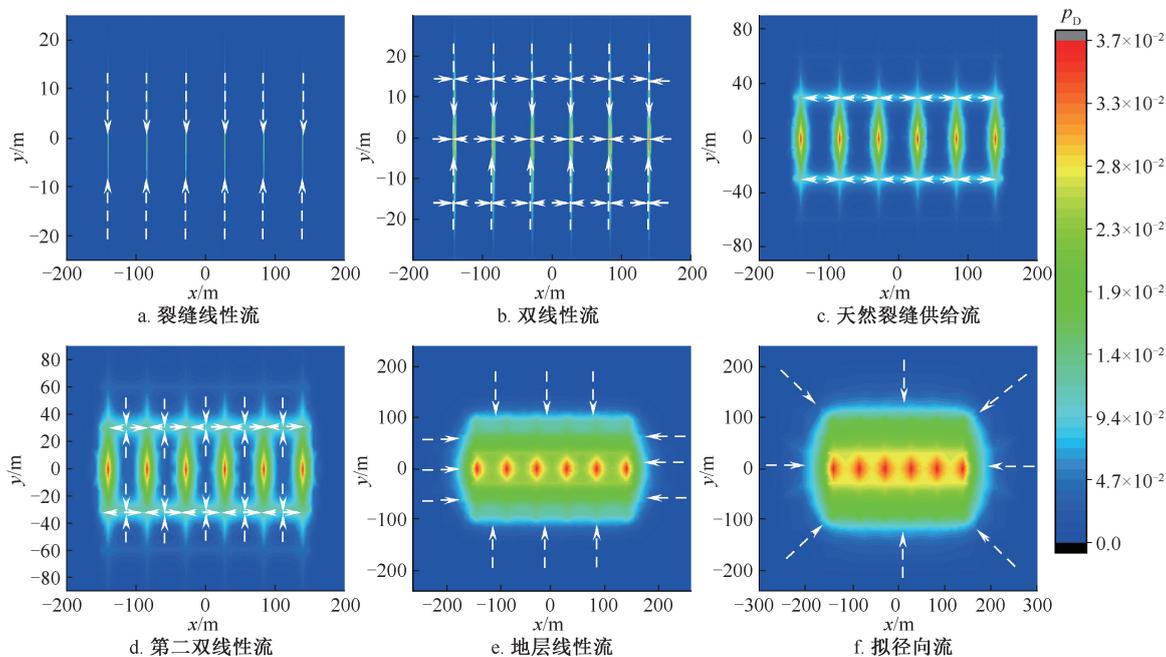


图 5 不同流态的压力分布示意图

Fig. 5 Pressure distribution of different flow patterns

3.3 敏感性分析

基于 EDFM-WTM, 针对复杂裂缝网络的不同裂缝参数进行了详细的敏感性分析, 并将不同裂缝参数如何影响流态的规律进行了分析与总结。

3.3.1 裂缝数目

从图 6a 可以看出, 随着水力裂缝数目的增加, 导致更强的裂缝线性流、更强的天然裂缝供给流、更小的地层压力消耗。分析原因认为: ①当水力裂缝数目变少时, 裂缝线性流会因受到的天然裂缝的干扰而减弱甚至不明显。②越多的水力裂缝能够与更多的离散分布的天然裂缝相连通形成更多的

被“激活”的裂缝网络, 从而造成更强的天然裂缝供给流和更小的地层压力消耗。

从图 6b 可以看出, 随着天然裂缝数目地增加, 导致更强的天然裂缝供给流、后期更小的地层压力消耗、更明显的拟边界流。导致这三种现象的原因主要是越多的天然裂缝可以提高近井地层的整体渗透率, 从而减小地层压力消耗。并且, 越多的被“激活”的天然裂缝网络可以为水力裂缝提供更强的流体供给。但是, 在提高近井内区渗透率的同时也造成了与外区更大的渗透率差异, 从而形成了更加明显的拟边界流特征。

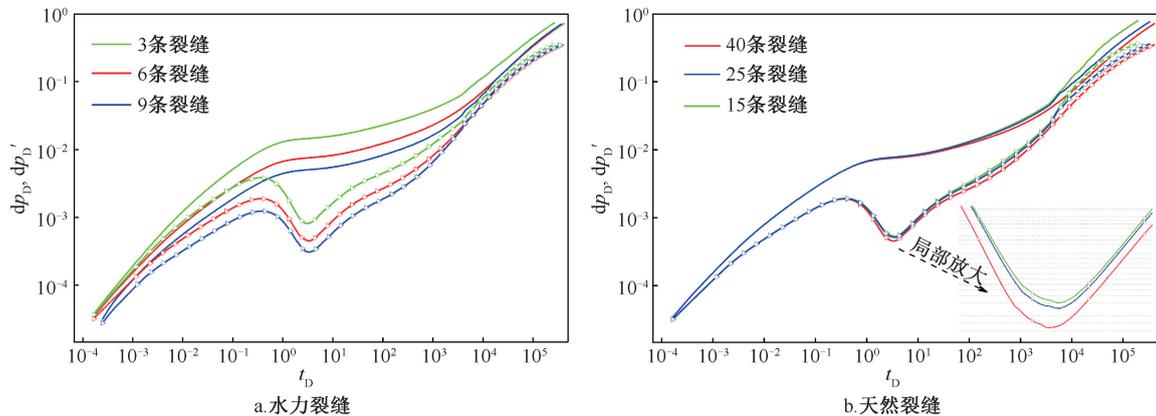


图6 裂缝数量对压力试井曲线的影响

Fig. 6 Influence of fracture number on pressure well test curve

3.3.2 裂缝长度

从图7a可以看出,随着天然裂缝的长度增加,导致更强的裂缝线性流和更短的双线性流、更强的天然裂缝供给流、更小的地层压力消耗。导致这三种现象的原因为当水力裂缝越长时,其早期的裂缝线性流会越强,所以就减弱了双线性流的特征。并且,越长的水力裂缝代表近井压裂形成的高渗内区面积越大,从而减小了地层压力消耗。

从图7b可以看出,随着天然裂缝长度增加,导

致更短的双线性流、更早和更强的天然裂缝供给流、更明显的第二双线性流。导致这三种现象的原因是,天然裂缝越长,其与水力裂缝的连通会更多且更密集,形成更多的被“激活”的天然裂缝网络,从而对水力裂缝提供更强的流体供给。在压力导数曲线上就造成双线性流被其后的“凹子”扭曲而变得更短的特征。此外,更长的天然裂缝可以增加与基质区域的接触面积,增强了基质流体流向天然裂缝的能力,从而导致更强的第二双线性流。

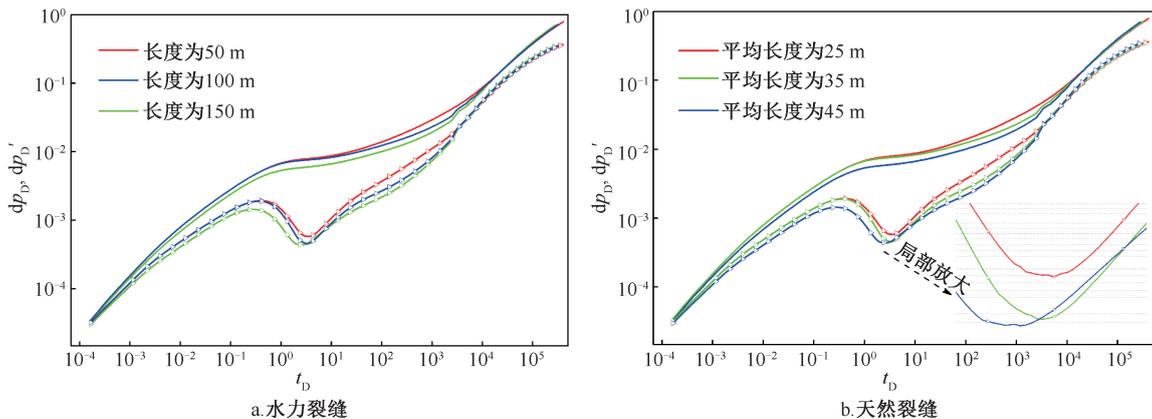


图7 裂缝长度对压力试井曲线的影响

Fig. 7 Influence of fracture length on pressure well test curve

3.3.3 导流能力

从图8a可以看出,随着水力裂缝导流能力的增加,导致更明显的裂缝线性流、更强的天然裂缝供给流,以及早、中期更小的压力消耗。当水力裂缝导流能力增加时,流体在水力裂缝中的流动阻力会减小,所以导致更强的裂缝线性流;由于更大的裂缝导流能力,压力传播会更快,更多的离散分布的天然裂缝就会“激活”,从而导致更强的天然裂缝流体供给和更小的地层压力消耗。

从图8b可以看出,随着天然裂缝的导流能力增

加,将导致更强的天然裂缝供给流、出现更明显的拟边界流特征,后期出现更小的地层压力消耗。随着天然裂缝导流能力的增加,压力传播就会更快,则更多的远井区域未与水力裂缝连通的天然裂缝被“激活”,因此可以给水力裂缝提供更强的流体供给。而当天然裂缝导流能力越大,则含有被激活的天然裂缝的近井压裂形成的高渗内区与远井外区的渗透率差异就越大,从而远井外区将起到不渗透的拟边界作用,就会出现拟边界流特征,以及更小的地层压力消耗。

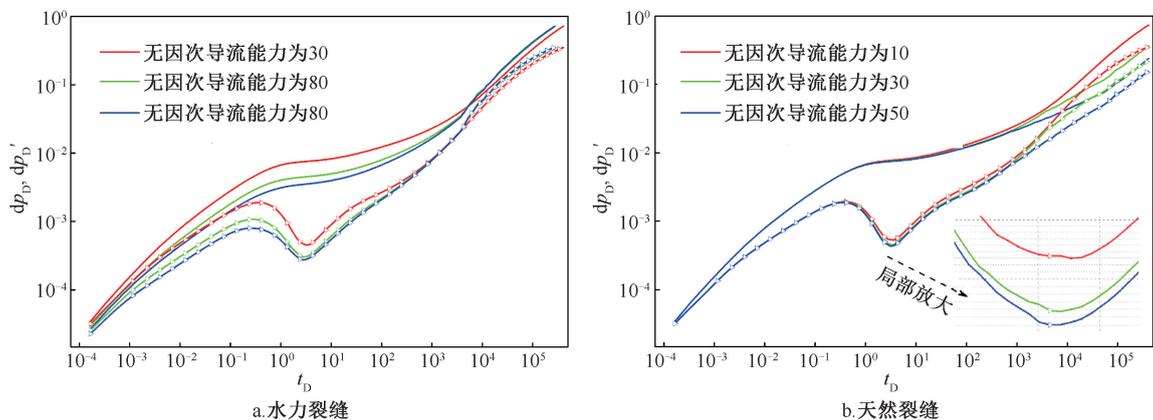


图8 裂缝导流能力对压力试井曲线的影响

Fig. 8 Influence of fracture conductivity on pressure well test curve

4 实例应用

为了进一步验证 EDFM-WTM 在实际应用中的可靠性,对吉木萨尔油田的一口压裂水平井(JWA井)的压力实测资料进行解释分析。JWA井所在油藏的初始地层压力为37.6 MPa,地层厚度为10.1 m,流体黏度为0.68 mPa·s,岩石流体的综合压缩系数为 $4.35 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$,地层孔隙度为0.11,地层温度为82℃,井半径为0.062 m,井的长度为1 240 m。JWA井于2016年11月4号实施了多段水力压裂措施(图9),水力压力设计段数是79。在压裂期间通过微地震监测显示在水平井周围含有天然裂缝和水力裂缝形成的复杂裂缝网络,与传统的双重介质和等效连续介质裂缝试井模型相比,在EDFM-WTM中,天然裂缝的分布是结合微地震数据来确定的,更加符合实际储层状况。因此,可以更加准确地对实际裂缝水平井的压力测试资料进行解释分析。

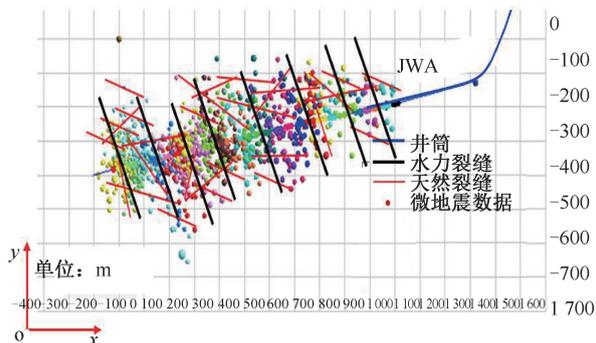


图9 JWA井微地震数据

Fig. 9 Micro seismic data of Well JWA

基于 EDFM-WTM,采用最小二乘法对JWA实测压力曲线进行拟合,拟合结果如图10所示。

从图10可见,实测压力曲线与理论压力曲线的拟合效果好,为试井解释结果的准确性提供了保

障。通过图10的曲线拟合和参数反演,从而得知,JWA井周围可能含有400条离散分布的天然裂缝。水力裂缝和天然裂缝平均长度分别为115.0 m和12.6 m,水力裂缝和天然裂缝的导流能力分别为75 mD·m和4.5 mD·m,井储系数是 $0.036 \text{ m}^3/\text{MPa}$,地层渗透率是1.0 mD。从图11可以看到,JWA井在不同生产时间时的压力分布规律。

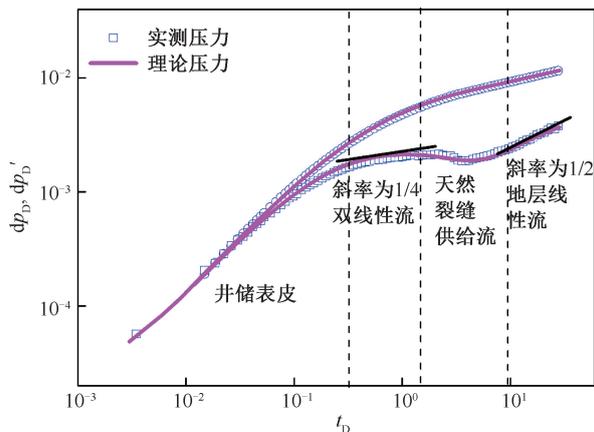


图10 JWA井的压力和压力导数试井拟合曲线

Fig. 10 Fitting curves for the pressure and pressure derivative of Well JWA

如图11a所示,在生产早期,由于储层的低渗透性,压力只传播到与井筒连通的高导流的水力裂缝中,基质压力基本保持不变;当生产不断地进行,如图11b所示,压力开始通过水力裂缝传播到远井端的天然裂缝中;图11c显示,在生产时间3 000 h时,随着天然裂缝与水力裂缝形成的裂缝网络中的流体不断流向井筒,基质与裂缝网络之间已经存在很大的压差,此时基质中的流体会通过裂缝网络大量流向井筒中,形成前文所述的天然裂缝供给流,即在图10中的压力导数曲线中表现出“凹子”的特征。

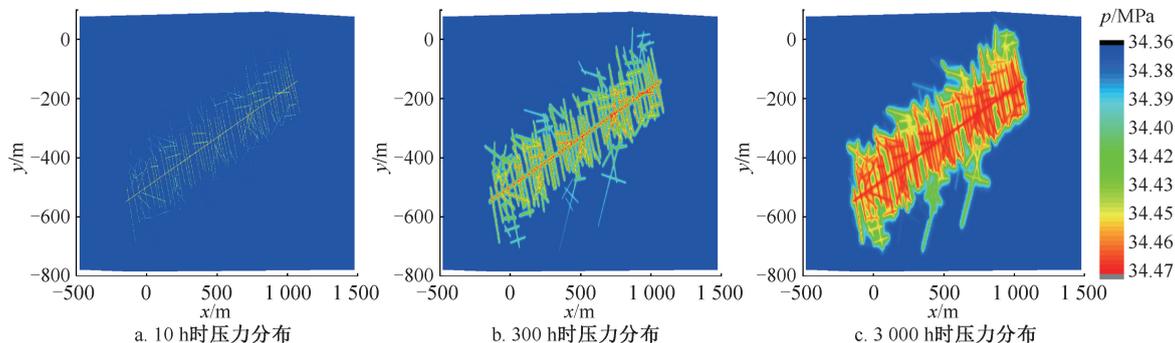


图 11 JWA 井周围储层不同时刻压力分布

Fig. 11 Pressure distribution of reservoir around Well JWA at different time

5 结论

本文提出了一个基于嵌入式离散裂缝方法的数值试井模型,通过参数敏感性分析和实例应用,可以总结出以下结论:

(1)基于离散裂缝方法,建立了考虑复杂天然裂缝分布的多段压裂水平井数值试井模型,克服了传统裂缝试井模型无法模拟复杂天然裂缝的缺点,提高了对含复杂缝网多段压裂水平井的试井解释精度。

(2)含复杂缝网的多段压裂水平井的流态主要有 8 种:井储表皮段、裂缝线性流、双线性流、天然裂缝流体供给、第二线性流、地层线性流、拟边界流和拟稳态径向流。

(3)压力导数曲线上出现的“凹子”是由天然裂缝向水力裂缝进行流体供给导致的。这是一个来识别和评价天然裂缝对井生产影响的重要特征。由敏感性分析中可知,该天然裂缝供给流的强度主要由水力和天然裂缝的长度和导流能力所决定。

致谢:感谢陕西延长石油(集团)有限责任公司同意本文公开发表;感谢中国石油大学(北京)廖新维教授在试井理论与解释方面的悉心指导,以及在论文修改方面提供的宝贵意见;感谢中国石油大学(北京)刘辉博士文中 MATLAB 数值求解程序设计方面的指导;感谢国家自然科学基金项目(联合基金)“超低渗透油藏渗流规律及高效开发的关键科学问题”提供的经费支持。

参考文献

- [1] 刘洪林,王莉,王红岩,等. 中国页岩气勘探开发适用技术探讨[J]. 油气井测试,2009,18(4):68-71.
LIU Honglin, WANG Li, WANG Hongyan, et al. A discussion on applicable technology for exploration and development of shale gas in China [J]. Well Testing, 2009, 18(4): 68-71.
- [2] 何吉祥,姜瑞忠,滕文超,等. 页岩多重介质模型与页岩

气井压力动态分析[J]. 油气井测试,2016,25(4):1-5.
HE Jixiang, JIANG Ruizong, TENG Wenchao, et al. Multi-porosity medium model for gas shale and pressure performance analysis of shale gas well [J]. Well Testing, 2016, 25(4): 1-5.

- [3] 李应芳. 江汉盆地盐间页岩油油藏特征及开发对策[J]. 江汉石油职工大学学报,2019,32(4):24-26.
LI Yingfang. Characteristics of and development strategies for intersalt shale reservoir in Jianghan basin [J]. Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers, 2019, 32(4): 24-26.
- [4] 吴志远,黄琪,韩睿,等. 致密油藏提高采收率技术瓶颈与发展策略[J]. 化工设计通讯,2020,46(8):26,41.
WU Zhiyuan, HUANG Qi, HAN Rui, et al. Bottleneck and development strategy of EOR technology in tight reservoir [J]. Chemical Engineering Design Communications, 2020, 46(8): 26, 41.
- [5] 刘淑芬,赵旭,卢德唐,等. 水平裂缝井试井解释方法及现场应用[J]. 大庆石油地质与开发,2013,32(2):75-78.
LIU Shufen, ZHAO Xu, LU Detang, et al. Well test interpreting method for horizontally fractured well and application [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(2): 75-78.
- [6] 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):107-114.
YAO Jun, LIU Piyang, WU Minglu. Well test analysis of fractured horizontal well in fractured reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(5): 107-114.
- [7] 陈伟,段永刚,黄诚,等. 水平裂缝压裂井试井分析[J]. 油气井测试,2000,9(3):8-11.
CHEN Wei, DUAN Yonggang, HUANG Cheng, et al. Well test analysis of hydraulic fractured well with a horizontal fracture [J]. Well Testing, 2000, 9(3): 8-11.
- [8] CHEN Z X. Transient flow of slightly compressible fluids through double-porosity, double-permeability systems—A state-of-the-art review [J]. Transport in Porous Media,

- 1989,4(2):147-184.
- [9] WEI Lingli, HADWIN J, CHAPUT E, et al. Discriminating fracture patterns in fractured reservoirs by pressure transient tests [C]. SPE 49233, 1998.
- [10] CINCO-LEY H. Well-test analysis for naturally fractured reservoirs [J]. Journal of Petroleum Technology, 1996, 48(1):51-54.
- [11] CHEN Zhiming, LIAO Xinwei, ZHAO Xiaoliang, et al. Influence of magnitude and permeability of fracture networks on behaviors of vertical shale gas wells by a free-simulator approach [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 147(6): 261-272.
- [12] BARENBLATT G I, ZHELTOV I P, KOCHINA I N. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks [J]. Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 1960,24(5):1286-1303.
- [13] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1963,3(3):245-255.
- [14] 张晓辉,查文舒,李道伦,等. 水平井大规模压裂试井解释案例分析[J]. 油气井测试,2017,26(2):23-27.
ZHANG Xiaohui, ZHA Wenshu, LI Daolun, et al. Numerical well testing case analysis for large scale fracture to horizontal well [J]. Well Testing, 2016, 26(2): 23-27.
- [15] 常宝华,强小龙,杨亚涛,等. 低渗透气藏压裂水平井试井曲线特征及影响因素[J]. 油气井测试,2018,27(2):1-6.
CHANG Baohua, QIANG Xiaolong, YANG Yatao, et al. Well testing curves of fractured horizontal wells in low-permeability gas reservoirs: characteristics and influencing factors [J]. Well Testing, 2018,28(2):1-6.
- [16] 许峰,于伟强,李伦. 基于双重介质复合气藏模型的潜山储层试井解释方法[J]. 油气井测试,2019,28(3):7-13.
XU Feng, YU Weiqiang, LI Lun. Well test interpretation method for buried hill reservoir based on dual medium composite gas reservoir model [J]. Well Testing, 2019, 28(3):7-13.
- [17] 刘慈群. 在双重孔隙介质中有限导流垂直裂缝井的非牛顿流体试井分析方法[J]. 石油学报,1990,11(4):61-67.
- LIU Ciqun. Transient pressure behavior of a well with a vertical fracture with finite conductivity in a reservoir with double-porosity [J]. Acta Petrolei Sinica, 1990,11(4):61-67.
- [18] MOINFAR A, NARR W, HUI M H, et al. Comparison of discrete-fracture and dual-permeability models for multiphase flow in naturally fractured reservoirs [C]. SPE 142295, 2011.
- [19] 周德华,焦方正,葛家理. 裂缝渗流研究最新进展[J]. 海洋石油,2004,24(2):34-38.
ZHOU Dehua, JIAO Fangzheng, GE Jiali. Investigating progress for fluid flowing in fractured media [J]. Offshore Oil, 2004,24(2):34-38.
- [20] EGYA D O. Characterisation of naturally fractured reservoirs using geological well-testing [D]. Edinburgh: Heriot-Watt University, 2018.
- [21] MOINFAR M A, VARAVEI A, SEPEHRNOORI K, et al. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 2014,19(2):289-303.
- [22] LEE S H, LOUGH M F, JENSEN C L. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales [J]. Water Resources Research, 2001,37(3):443-455.
- [23] LI Liyong, LEE S H. Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir through discrete fracture networks and homogenized media [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008,11(4):750-758.
- [24] LIE K. An introduction to reservoir simulation using MATLAB/GNU octave: User guide for the Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST) [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2019.

编辑 穆立婷

第一作者简介:沈产量,男,1977年出生,高级工程师,2016年毕业于西安石油大学化学工程专业,长期从事油田化学和试井资料解释方法及试井资料应用研究工作。电话:0911-6225113;Email:277640425@qq.com。通信地址:陕西省延安市安塞区杏子川采油厂,邮政编码:717400。