

引用格式:胡小虎,刘华,何辉,等.考虑压裂缝网连通的页岩气井组试井分析方法[J].油气藏评价与开发,2025,15(1):79-87.

HU Xiaohu, LIU Hua, HE Hui, et al. Well test analysis method of shale gas well groups considering fracture network connectivity[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 79-87.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.010

考虑压裂缝网连通的页岩气井组试井分析方法

胡小虎^{1,2},刘华^{1,2},何辉³,袁鸿飞³

(1.页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 102206;2.中国石化页岩油气勘探开发重点实验室,北京 102206;
3.西安华线石油科技有限公司,陕西 西安 710065)

摘要:针对页岩气藏邻井压裂、开发调整等引起的井间干扰等问题,现有基于单井或未考虑缝网连通的井组动态评价方法难以适用。基于变导流能力裂缝模型,构建了考虑压裂裂缝网连通的页岩气井组试井分析模型,对裂缝缝网进行离散化,将多级压裂井井组模型方程转化为线性方程组进行求解并获得了井组井底压力解。通过有限体积数值方法对井组井底压力解进行了对比验证,建立了有连通裂缝和无连通裂缝时的井组井底压力典型曲线特征图,并给出了涪陵页岩气田2个平台4口井的应用实例。结果表明:①生产井具有双线性流1/4特征段、线性流1/2特征段、非稳态窜流特征段、边界拟稳态流特征段,而非生产井很难出现双线性流和线性流特征段;②有连通裂缝和无连通裂缝情况下,利用有限体积数值方法计算的井组井底压力解与研究方法计算结果完全一致;③涪陵页岩气田2个平台4口井的实测数据解释评价结果与现场情况吻合,验证了方法的可靠性和实用性。研究成果可为页岩气藏储层参数的计算,压裂改造参数的计算以及井间连通性评价提供技术支持。

关键词:页岩气;多级压裂;裂缝连通;井组;试井分析

中图分类号:TE35

文献标识码:A

Well test analysis method of shale gas well groups considering fracture network connectivity

HU Xiaohu^{1,2}, LIU Hua^{1,2}, HE Hui³, YUAN Hongfei³

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China;
2. Sinopec Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, Beijing 102206, China;
3. Xi'an Sino Petroleum Science & Technology Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710065, China)

Abstract: To address the issue of interwell interference caused by adjacent well fracturing and development adjustments in shale gas reservoirs, existing dynamic evaluation methods for well groups based on single wells or those ignoring fracture network connectivity are inadequate. A well test analysis model for shale gas well groups, incorporating the connectivity of fracturing network, was developed based on a variable conductivity fracture model. By discretizing the fracture network, the model equation of multi-stage fracturing well groups was transformed into linear equations and the bottom-hole pressure solution of well groups was obtained. The bottom-hole pressure solution of the well groups was compared and validated using the finite volume numerical method. Typical characteristic curve diagrams of bottom-hole pressure, both with and without connected fractures, were established. Application examples of four wells on two platforms in the Fuling shale gas field were provided. The results showed that: ① Production wells had bilinear flow (1/4 stage), linear flow (1/2 stage), unsteady crossflow, and boundary quasi-steady flow stages, while non-production wells rarely had bilinear or linear flow stages. ② Under both connected and unconnected fractures, the bottom-hole pressure solution of the well group calculated by the finite volume numerical method was entirely consistent with that calculated by the method proposed in this paper. ③ The interpretation and evaluation results of measured data from four wells on two platforms in the Fuling shale gas field were consistent with field observations, verifying the reliability and practicality of the proposed method. The findings provide technical support for calculating shale gas reservoir parameters and fracturing parameters, and evaluating interwell connectivity.

Keywords: shale gas; multi-stage fracturing; fracture connectivity; well group; well test analysis

收稿日期:2024-04-07。

第一作者简介:胡小虎(1974—),男,博士,高级工程师,主要从事煤层气、页岩气等非常规气藏开发研究工作。地址:北京市昌平区沙河镇白沙路197号,邮政编码:102206。E-mail:huxhu.syky@sinopec.com

通信作者简介:何辉(1987—),男,硕士,高级工程师,主要从事油气藏试井解释模型研究工作。地址:陕西省西安市雁塔区电子二路青松公寓1001室,邮政编码:710065。E-mail:hh_sol@126.com

基金项目:国家自然科学基金项目“深层页岩气开发动态评价与数值模拟方法研究”(U19B6003-03-05)。

页岩气气藏储层是一种渗透率和孔隙度都极低的致密储层^[1-3]。人工压裂改造可有效扩大渗流面积,从而提高页岩气藏的采气速度和储量动用程度^[4-7]。而人工压裂导致的井间干扰问题也日益突出。利用瞬态压力分析方法是获取储层参数以及压裂改造参数的重要途径^[8-9]。针对多级压裂井,国内外学者开展了大量的瞬态压力分析方法研究^[10]。

目前,基于单井的多级压裂井解释方法已被广泛用于页岩气藏压裂改造参数及储层参数评价,并已集成到 Saphir, Harmony 等商业软件中。三线流及五线性流单井解释模型可以通过解析方法获得井底压力解^[11-13],但无法得到中期径向流动特征^[14],且模型假设所有裂缝均为完全对称、分布均匀的垂直裂缝,在实际应用中具有一定的局限性。而考虑复杂裂缝分布的多级压裂井单井解释模型一般是需要通过对裂缝进行离散化,将多级压裂井模型转化为线性方程组进行求解或通过数值方法求解。考虑复杂裂缝分布的多级压裂井模型相比三线性及五线性模型能够更好地表征和模拟多级压裂井储层渗流情况。Al-KOBAISI 等^[15]用点源解析解表征地层渗流,用有限差分模型表征裂缝流动,进而给出了多级压裂井的压力动态响应特征;张东旭等^[16]基于多孔介质弹性理论与流-固耦合作用机理,建立了致密油流-固耦合模型,开展了产能数值模拟研究;张培先等^[17]研究了南川地区龙马溪组页岩气地应力场对产能的影响;王本成等^[18]利用点源函数以及正交变换等技术对多级压裂井模型进行了求解,且模型中更加全面地考虑了裂缝倾角和裂缝未完全穿透地层等多种情况。王晓冬等^[14]利用无限导流垂直裂缝模型叠加导流能力影响函数的方法得到了多级压裂井模型解,相比 Al-KOBAISI 等^[15]、张东旭等^[16]、张培先等^[17]、王本成等^[18]的方法,该方法不需要对裂缝进行离散化,因此计算量更小,也更加实用。

为了更好地解决页岩气藏压裂井的井间干扰问题,一些学者通过数值模拟方法开展了多级压裂井井组模型研究。黄灿^[19]考虑压裂裂缝和压裂改造区域特征,建立了页岩气储层改造后的多重耦合数值试井模型,并开展了井组生产动态预测及分析;褚洪杨^[20]基于边界元方法研究了存在井间干扰的致密油藏储层渗流规律,但未考虑压裂裂缝连通;张卓等^[21]建立了页岩气多尺度流-固耦合数值试井模型,并开展了页岩气储层压后井组生产历史拟合和预测。数值试井方法能够解决更复杂的裂缝缝网分布、多相流-固耦合以及连通性问题。然而,由于数值试井方法往往需要建立大量的网格,计算成本相对较高,因此数值方法主要用于正演模拟研究以及机理性研究。

多级压裂井之间的干扰问题主要是通过水力压裂裂缝与储层渗流区域以及储层天然裂缝发生沟通而引起

的。李跃纲等^[22]、YOUWEI 等^[23]针对页岩气藏提出了多种多级压裂井井间沟通模式。在此基础上,归纳出多级压裂井井间的4种沟通模式,并建立相应的多级压裂井井组物理模型和数学模型。对裂缝缝网进行离散化,将多级压裂井井组模型方程转化为线性方程组进行求解并获得了井组井底压力解。通过有限体积数值方法对井组井底压力解进行了对比验证,并给出现场应用实例。

1 考虑压裂缝网连通的页岩气井组试井分析模型

页岩气藏多级压裂井井间缝网的沟通模式主要有4种^[23]:第1种是1口井的压裂裂缝直接贯穿邻井;第2种是2口井的压裂裂缝直接沟通;第3种是2口井的压裂裂缝通过储层天然裂缝沟通;第4种是2口井的压裂裂缝通过储层沟通(图1a)。

观察前3种模式可以看到,它们分别是由1条裂缝、2条裂缝、3条裂缝构成的连通裂缝。因此,可以利用3条依次相连的有限导流裂缝模型对它们进行统一表征。对于第4种模式,可以使用常规有限导流裂缝模型对独立裂缝进行表征(图1b)^[24]。页岩气多级压裂井井组整体是由多口水平井、多条连通裂缝以及多条独立裂缝构成的复杂缝网系统,构建其不稳定渗流试井模型的关键点在于建立连通裂缝与井筒的耦合关系以及独立裂缝与井筒的耦合关系。另外,针对页岩气储层的吸附效应将采用 Saphir, Harmony 等商业软件中的处理方法,即通过定义综合压缩系数将吸附效应引入模型。考虑压裂缝网连通的页岩气井组试井分析模型可用于井组干扰试井分析、关井压力恢复试井分析以及井组生产全历史拟合分析,可以定量反演储层参数、井间连通性及井组压裂改造参数等。

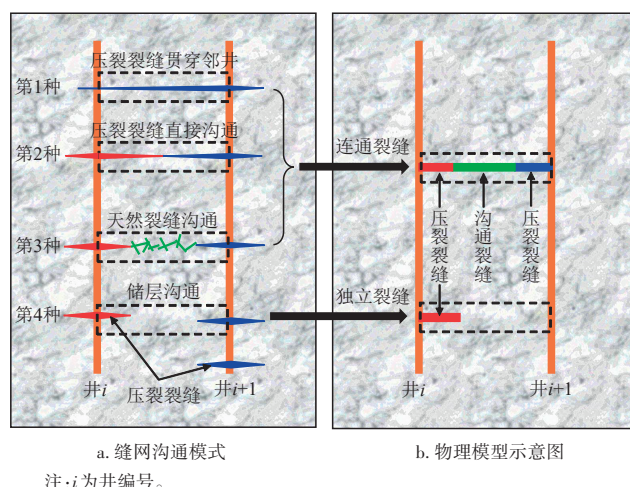


图1 多级压裂井井组缝网沟通模式及物理模型示意图
Fig. 1 Communication model and physical model schematic diagram of the fracture network in a multi-stage fracture well group

1.1 连通裂缝模型

不失一般性,假定X1-1井的1条压裂裂缝与X1-2井的1条压裂裂缝通过沟通裂缝连通(沟通裂缝可以是压裂裂缝,也可以是储层天然裂缝)。同时,为了方便将这3条裂缝分别记为第1条裂缝,第2条裂缝,第3条裂缝(图2)。3条裂缝均为有限导流裂缝,裂缝的高度与储层厚度相同。

首先,基于上述假设条件,并根据质量守恒方程建立3条裂缝的控制方程为^[24]:

$$\frac{\partial^2 p_{fkD}}{\partial x_D^2} - \frac{2\pi q_{fkD}}{C_{fkD} x_{fkD}} = 0, (0 \leq x_D \leq x_{fkD}, k = 1, 2, 3) \quad (1)$$

$$p_{fkD} = \frac{Kh[\psi(p_0) - \psi(p_{fk})]}{1.842q_{sc}\mu_0 B_0} \quad (2)$$

$$\psi(p) = \int_0^p \frac{p\mu_0 Z_0}{p_0 \mu Z} dp \quad (3)$$

$$q_{fkD} = \frac{q_{fk}}{q_{sc}} \quad (4)$$

$$x_D = \frac{x}{l} \quad (5)$$

$$x_{fkD} = \frac{x_{fk}}{l} \quad (6)$$

$$C_{fkD} = \frac{C_{fk}}{Kx_{fk}} \quad (7)$$

式(1)一式(7)中: k 为裂缝编号; p_{fkD} 为第 k 条裂缝无因次压力; x_D 为 x 轴方向无因次距离; q_{fkD} 为第 k 条裂缝无因次流量强度; C_{fkD} 为第 k 条裂缝无因次导流能力; x_{fkD} 为第 k 条裂缝无因次裂缝长度; K 为渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度,单位 m ; ψ 为标准化拟压力函数; p_0 为初始压力,单位 MPa ; p_{fk} 为第 k 条裂缝压力,单位 MPa ; q_{sc} 为参考流量,单位 m^3/d ; μ_0 为初始压力下的天然气黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; B_0 为初始压力下的天然气体积系数,单位 m^3/m^3 ; p 为压力,单位 MPa ; Z_0 为初始压力下的天然气偏差因子; μ 为天然气黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; Z 为天然气偏差因子; q_{fk} 为第 k 条裂缝流量强度(单位裂缝长度上储层流入或流出裂缝的流量),单位 m^2/d ; x 为 x 轴方向距离,单位 m ;

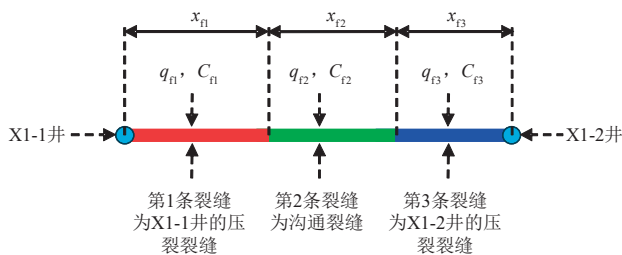


图2 连通裂缝模型物理模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the physical model of the connected fracture model

l 为参考长度,单位 m ; x_{fk} 为第 k 条裂缝长度,单位 m ; C_{fk} 为第 k 条裂缝导流能力,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

其次,通过对式(1)两端先关于 x_D ,由0到 v 进行积分,再关于 v ,由0到 x_D 进行积分获得第 k 条裂缝的通解为:

$$p_{fkD} = p_{fkD}|_{x_D=0} + \frac{\partial p_{fkD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} x_D + \int_0^{x_D} \int_0^v \frac{2\pi q_{fkD}}{C_{fkD} x_{fkD}} dx_D dv \quad (8)$$

式中: v 为积分变量。

最后,通过压裂裂缝与沟通裂缝的连接条件以及压裂裂缝与井筒的连接条件建立6个辅助方程对式(8)进行整理,具体见式(9)一式(14)。

第1条裂缝与第2条裂缝连接处的流量及压力方程分别为:

$$\frac{C_{f1D} x_{f1D}}{2\pi} \frac{\partial p_{f1D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{f1D}} = \frac{C_{f2D} x_{f2D}}{2\pi} \frac{\partial p_{f2D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} \quad (9)$$

$$p_{f1D}|_{x_D=x_{f1D}} = p_{f2D}|_{x_D=0} \quad (10)$$

第2条裂缝与第3条裂缝连接处的流量及压力方程分别为:

$$\frac{C_{f2D} x_{f2D}}{2\pi} \frac{\partial p_{f2D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{f2D}} = \frac{C_{f3D} x_{f3D}}{2\pi} \frac{\partial p_{f3D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} \quad (11)$$

$$p_{f2D}|_{x_D=x_{f2D}} = p_{f3D}|_{x_D=0} \quad (12)$$

第1条裂缝与第1口井井筒连接处的压力方程为:

$$p_{f1D}|_{x_D=0} = p_{w1D} \quad (13)$$

$$p_{w1D} = \frac{Kh[\psi(p_0) - \psi(p_{w1})]}{1.842q_{sc}\mu_0 B_0} \quad (14)$$

式(13)一式(14)中: p_{w1D} 为第1口井无因次井底压力; p_{w1} 为第1口井井底压力,单位 MPa 。

进一步,将式(13)带入式(8)进行整理可得:

$$p_{f1D} = p_{w1D} + \frac{\partial p_{f1D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} x_D + \int_0^{x_D} \int_0^v \frac{2\pi q_{f1D}}{C_{f1D} x_{f1D}} dx_D dv \quad (15)$$

利用式(9)一式(12)对式(8)进行整理可得:

$$p_{f2D} = p_{f1D}|_{x_D=x_{f1D}} + \frac{C_{f1D} x_{f1D}}{C_{f2D} x_{f2D}} \frac{\partial p_{f1D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{f1D}} x_D + \int_0^{x_D} \int_0^v \frac{2\pi q_{f2D}}{C_{f2D} x_{f2D}} dx_D dv \quad (16)$$

$$p_{f3D} = p_{f2D}|_{x_D=x_{f2D}} + \frac{C_{f2D} x_{f2D}}{C_{f3D} x_{f3D}} \frac{\partial p_{f2D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{f2D}} x_D + \int_0^{x_D} \int_0^v \frac{2\pi q_{f3D}}{C_{f3D} x_{f3D}} dx_D dv \quad (17)$$

然后将第1条裂缝与第1口井井筒连接处的无因次流量记为 Q_{1D} :

$$Q_{1D} = \frac{C_{f1D} x_{f1D}}{2\pi} \left. \frac{\partial p_{f1D}}{\partial x_D} \right|_{x_D=0} \quad (18)$$

并将式(18)代入式(15)整理可得:

$$p_{f1D} - p_{w1D} = \frac{2\pi}{C_{f1D} x_{f1D}} \left(\int_0^{x_{f1D}} \int_0^v q_{f1D} dx_D dv + x_{f1D} Q_{1D} \right) \quad (19)$$

等式右端项为第1条裂缝的导流能力影响函数 G_1 。

将式(19)代入式(16)整理可得:

$$p_{f2D} - p_{w1D} = \frac{2\pi}{C_{f2D} x_{f2D}} \left(\int_0^{x_{f2D}} \int_0^v q_{f2D} dx_D dv + x_{f2D} Q_{1D} \right) + \frac{2\pi}{C_{f2D} x_{f2D}} \left[\int_0^{x_{f2D}} \int_0^v q_{f2D} dx_D dv + x_{f2D} \left(\int_0^{x_{f2D}} q_{f2D} dx_D + Q_{1D} \right) \right] \quad (20)$$

等式右端项为第2条裂缝的导流能力影响函数 G_2 。

将式(20)代入式(17)整理可得:

$$p_{f3D} - p_{w1D} = \frac{2\pi}{C_{f3D} x_{f3D}} \left(\int_0^{x_{f3D}} \int_0^v q_{f3D} dx_D dv + x_{f3D} Q_{1D} \right) + \frac{2\pi}{C_{f3D} x_{f3D}} \left[\int_0^{x_{f3D}} \int_0^v q_{f3D} dx_D dv + x_{f3D} \left(\int_0^{x_{f3D}} q_{f3D} dx_D + Q_{1D} \right) \right] + \frac{2\pi}{C_{f3D} x_{f3D}} \times \left[\int_0^{x_{f3D}} \int_0^v q_{f2D} dx_D dv + x_{f3D} \left(\int_0^{x_{f2D}} q_{f2D} dx_D + \int_0^{x_{f1D}} q_{f1D} dx_D + Q_{1D} \right) \right] \quad (21)$$

等式右端项为第3条裂缝的导流能力影响函数 G_3 。

式(19)一式(21)即为连通裂缝模型的解,该解主要用于刻画任意相邻2口压裂水平井之间压裂裂缝以及沟通裂缝与井筒的耦合关系式。式(19)也可以刻画独立裂缝与井筒的耦合关系。利用式(19)一式(21)可进一步构建多级压裂井组模型。

1.2 多级压裂井组模型

假定页岩气储层为双重孔隙介质储层,流体在储层中流动为非稳态窜流,储层中有多口多级压裂水平井,系统中共有 M_f 条压裂裂缝和 N_f 条沟通裂缝。生产井有且仅有1口,且以恒定产量生产;非生产井可以有1口或多口,且始终处于关井状态。所有裂缝高度与储层厚度相同,同一条裂缝的导流能力相同且为常数,不同裂缝导流能力及裂缝长度可以不同。

由叠加原理可知第 k 条裂缝的无因次压力为:

$$p_{f1D} = \sum_{k=1}^{M_f} \int_0^{x_{f1D}} q_{f1D} p_{OD} d\alpha + \sum_{k=M_f+1}^{M_f+N_f} \int_0^{x_{f1D}} q_{f1D} p_{OD} d\alpha \quad (22)$$

式中: M_f 为压裂裂缝总条数,单位条; N_f 为沟通裂缝总条数,单位条;等式右端第一项为所有压裂裂缝对第 k 条裂缝的压力影响大小;等式右端第二项为所有沟通裂缝对第 k 条裂缝的压力影响大小; p_{OD} 为矩形封闭边界点源函数; α 为积分变量。

矩形封闭边界点源函数 p_{OD} 在Laplace空间的计算公式为^[25]:

$$\bar{p}_{OD} = \frac{\pi}{x_{eD}} \frac{\cosh(e_0 c_1) + \cosh(e_0 c_2)}{e_0 \sinh(e_0 y_{eD})} + 2 \frac{\pi}{x_{eD}} \sum_{n=1}^{\infty} \cos \frac{n\pi x_D}{x_{eD}} \cos \frac{n\pi \alpha}{x_{eD}} \frac{\cosh(e_n c_1) + \cosh(e_n c_2)}{e_n \sinh(e_n y_{eD})} \quad (23)$$

$$c_1 = \left(y_{eD} - |y_D - y_{kD}| \right) \quad (24)$$

$$c_2 = \left(y_{eD} - y_D - y_{kD} \right) \quad (25)$$

$$x_{eD} = \frac{x_e}{l} \quad (26)$$

$$y_D = \frac{y}{l} \quad (27)$$

$$y_{eD} = \frac{y_e}{l} \quad (28)$$

$$y_{kD} = \frac{y_k}{l} \quad (29)$$

$$e_n = \sqrt{s \left[\omega + \sqrt{\frac{\lambda(1-\omega)}{3s}} \tanh \sqrt{\frac{3(1-\omega)s}{\lambda}} \right] + \left(\frac{n\pi}{x_{eD}} \right)^2} \quad (30)$$

式(23)一式(30)中: \bar{p}_{OD} 为Laplace空间矩形封闭边界点源函数; c_1 、 c_2 、 e_n 均为中间临时变量; n 为非负整数; x_{eD} 为 x 轴方向无因次边界距离; y_{eD} 为 y 轴方向无因次边界距离; y_D 为 y 轴方向无因次距离; y_{kD} 为 y 轴方向第 k 条裂缝无因次位置; x_e 为 x 轴方向边界距离,单位m; y 为 y 轴方向距离,单位m; y_e 为 y 轴方向边界距离,单位m; y_k 为 y 轴方向第 k 条裂缝位置,单位m; s 为无因次时间对应的Laplace变量; ω 为储容比; λ 为窜流系数。

无因次时间定义为:

$$t_D = \frac{0.003 6Kt}{\varphi \mu_0 l^2 \left\{ C_f + C_0 + \rho_b B_0 V_L p_L \sqrt{\varphi(p_0 + p_L)^2} \right\}} \quad (31)$$

式中: t_D 为无因次时间; t 为时间,单位h; φ 为孔隙度,%; C_f 为岩石压缩系数,单位 MPa^{-1} ; C_0 为初始压力下的天然气压缩系数,单位 MPa^{-1} ; ρ_b 为岩石密度,单位 t/m^3 ; V_L 为Langmuir体积,单位 m^3/t ; p_L 为Langmuir压力,单位MPa。

根据式(23)和式(19)一式(21)可得到多级压裂井组中任意一条裂缝与井筒的耦合方程为:

$$\left(\sum_{k=1}^{M_f} \int_0^{x_{f1D}} q_{f1D} p_{OD} d\alpha + \sum_{k=M_f+1}^{M_f+N_f} \int_0^{x_{f1D}} q_{f1D} p_{OD} d\alpha \right) - p_{w1D} = G_k \quad (32)$$

$$p_{w1D} = \frac{Kh \left[\psi(p_0) - \psi(p_{wi}) \right]}{1.842 q_{sc} \mu_0 B_0} \quad (33)$$

式(32)一式(33)中: G_k 为第 k 条裂缝的导流能力影响函数, G_k 根据式(19)一式(21)中的裂缝导流能力影响函数 G_1 、 G_2 、 G_3 确定; p_{w1D} 为第1口井井底无因次压力; p_{wi} 为第 i 口井井底压力,单位MPa。

当第 k 条裂缝为独立裂缝时,它与井筒连接处的无

因次流量满足:

$$Q_{kD} + \int_0^{x_{kD}} q_{kD} d\alpha = 0 \quad (34)$$

式中: Q_{kD} 为由第 k 条裂缝流入井筒(符号为负)或由井筒流入第 k 条裂缝(符号为正)的无因次流量。积分项为由储层流入第 k 条裂缝(符号为正)或由第 k 条裂缝流入储层(符号为负)的无因次流量。

当第 k_1 条裂缝、第 k_2 条裂缝、第 k_3 条裂缝为连通裂缝,且第 k_1 条裂缝为第 i 口井的压裂裂缝,第 k_3 条裂缝为第 $i+1$ 口井的压裂裂缝,第 k_2 条裂缝为2条压裂裂缝之间的沟通裂缝时,它们与井筒连接处的无因次井底压力和无因次流量满足:

$$p_{w(i+1)D} - p_{wiD} = G_{k_3} \quad (35)$$

$$Q_{k_1D} + \int_0^{x_{k_1D}} q_{k_1D} d\alpha + \int_0^{x_{k_2D}} q_{k_2D} d\alpha + \int_0^{x_{k_3D}} q_{k_3D} d\alpha - Q_{k_3D} = 0 \quad (36)$$

式中: $p_{w(i+1)D}$ 为第 $i+1$ 口井无因次井底压力,无因次定义与式(33)类似; Q_{k_1D} 为由第 k_1 条裂缝流入井筒或由井筒流入第 k_1 条裂缝的无因次流量; Q_{k_3D} 为由第 k_3 条裂缝流入井筒或由井筒流入第 k_3 条裂缝的无因次流量; q_{k_1D} 、 q_{k_2D} 、 q_{k_3D} 分别为第 k_1 、 k_2 、 k_3 条裂缝的无因次流量强度,无因次定义与式(4)类似; q_{k_1} 、 q_{k_2} 、 q_{k_3} 分别为第 k_1 、 k_2 、 k_3 条裂缝的流量强度,单位 m^2/d ; x_{k_1D} 、 x_{k_2D} 、 x_{k_3D} 分别为第 k_1 、 k_2 、 k_3 条裂缝的无因次裂缝长度,无因次定义与式(6)类似; x_{k_1} 、 x_{k_2} 、 x_{k_3} 分别为第 k_1 、 k_2 、 k_3 条裂缝的长度,单位 m ; G_{k_3} 为第 k_3 条裂缝导流能力影响函数,根据式(21)中的裂缝导流能力影响函数 G_3 确定。

根据假设生产井有且仅有1口,且以恒定产量生产,非生产井可以有1口或多口,且始终处于关井状态,可得生产井总流量满足:

$$\sum_{k \in A_{i_0}} Q_{kD} = -1 \quad (37)$$

非生产井总流量满足:

$$\sum_{k \in A_i} Q_{kD} = 0, i \neq i_0 \quad (38)$$

式(37)一式(38)中: A_i 为第 i 口井所有压裂裂缝编号的集合包含 A_{i_0} ; i_0 为生产井编号。

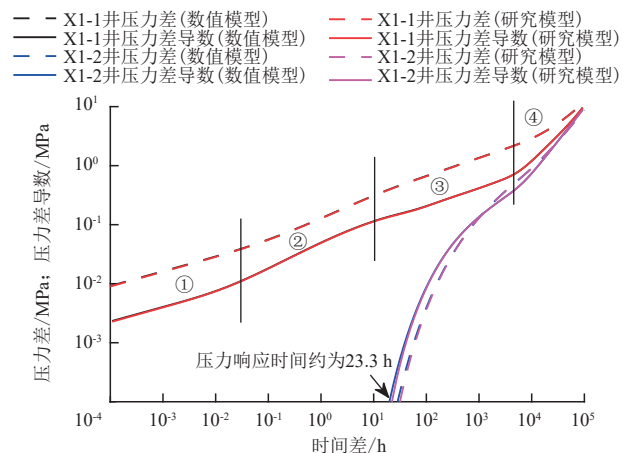
将式(32)、式(34)一式(36)中的积分进行离散化,其中导流能力影响函数中的Fredholm积分离散化方法见文献[24],可以得到关于无因次裂缝流量强度、压裂裂缝与井筒连接处的无因次流量以及无因次井底压力的线性方程组,求解该方程组即可获得单井定产量生产时井组的压力响应解。对于井组中单井变产量生产或是多井变产量生产时井组的压力响应解可通过流量叠加得到^[26]。

2 模型验证及典型图版特征

利用有限体积数值模型模拟生成具有2口多级压裂井的标准理论数据,并与研究模型计算结果进行对比验证,同时分析图版的典型特征。其中模拟参数为:X1-1井为生产井,共8条裂缝,裂缝长度均为200 m,裂缝间隔均为300 m;X1-2井为非生产井,共8条裂缝,裂缝长度均为100 m,裂缝间隔均为300 m;X1-1井和X1-2井之间的井距为500 m,沟通裂缝长度为200 m,储层外边界为1 500 m×1 500 m的矩形边界。

图3为无连通裂缝时的对比结果及典型特征曲线。数值模型计算X1-1井(生产井)的双对数曲线和研究模型计算结果基本一致。计算X1-2井(非生产井)的双对数曲线和研究模型计算结果除早期有略微差异外基本一致。X1-1井具有4个典型流动段特征:双线性流1/4特征段、线性流1/2特征段、非稳态窜流特征段、边界拟稳态流特征段。X1-2井基本没有双线性和线性流特征段,早期压力差及压力差导数曲线交叉且压力差非常小。以0.000 1 MPa(实际应用中可根据实测压力数据的有效数字位数和使用者的实际需求进行调整)作为能够监测到的压力响应,则X1-2井的压力响应时间约为23.3 h。

图4为有连通裂缝,且沟通裂缝无因次导流能力为0.5时的对比结果及典型特征曲线。数值模型计算X1-1井的双对数曲线和研究模型计算结果基本一致。计算X1-2井的双对数曲线和研究模型计算结果除早期有略微差异外基本一致。X1-1井和X1-2井流动段特征与无连通裂缝情况基本类似,但相比无连通裂缝情况有连通裂缝X1-2井早期的压力差要更大一些。X1-2井的压力响应时间约为5.86 h,压力响应时间更小一些。



注:①为双线性流1/4特征段;②为线性流1/2特征段;③为非稳态窜流特征段;④为边界拟稳态流特征段。

图3 无连通裂缝时的对比结果及典型特征曲线

Fig. 3 Result comparison and typical characteristic curves without connected fractures

图5为无连通裂缝时2口井井距变化特征曲线。井距基本不影响X1-1井的双对数曲线特征,但明显影响X1-2井的双对数曲线特征。井距越大,X1-2井早期压力差、压力差导数曲线位置越低,压力响应时间越长。

图6有连通裂缝时连通裂缝条数变化特征曲线。连通裂缝条数主要影响X1-1井的中期特征。连通裂缝条数越多,压力差越小,压力差及导数曲线位置也越低。连通裂缝条数主要影响X1-2井早期特征。连通裂缝条数越多,压力差越大,压力差及压力差导数曲线位置也越高,压力响应时间越短。

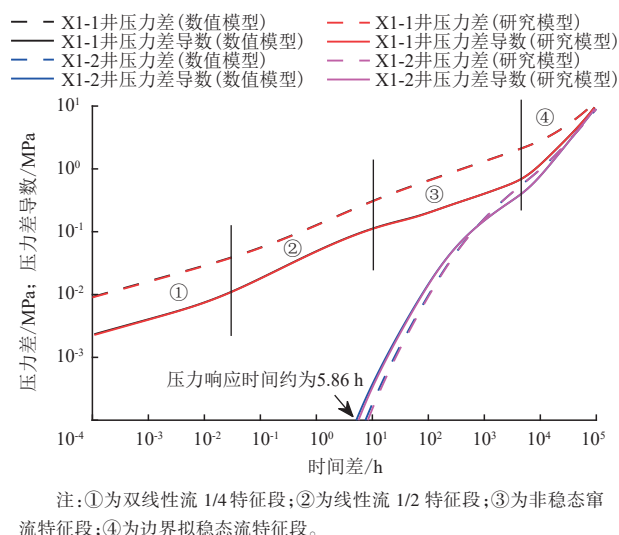


图4 有连通裂缝时的对比结果及典型特征曲线
(沟通裂缝无因次导流能力为0.5)

Fig. 4 Result comparison and typical characteristic curves with connected fractures (Dimensionless conductivity of connected fractures is 0.5)

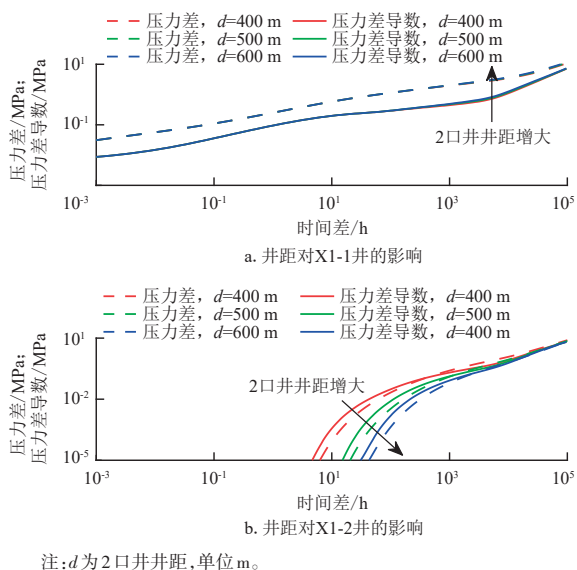


图5 无连通裂缝时2口井井距变化特征曲线

Fig. 5 Characteristic curves of variation in well spacing between two wells without connected fractures

3 实例应用

利用研究模型对涪陵页岩气田2个平台4口井进行拟合反演。其中,X1平台3口井为井组生产数据全历史拟合分析,X2平台1口井为压力双对数数据拟合分析(X2-1井与X2平台其他井不在同一生产层位,且为刚投产井,因此进行单井分析)。X1平台天然气相对密度为0.567,气藏温度为82℃,储层厚度为38m,岩石密度为2.55 t/m³,Langmuir体积为2.74 m³/t,Langmuir压力为6 MPa,孔隙度为4.33%,X1-1井、X1-2井之间井距300m连通裂缝3条,连通裂缝无因次导流能力为3,X1-2井、X1-3井之间井距600m,X1-1井长度为1468m,压裂17段,X1-2井长度为879m,压裂13段,X1-3井长度为1590m,压裂19段。X2平台天然气相对密度为0.567,气藏温度为83℃,储层厚度为50m,岩石密度为2.55 t/m³,Langmuir体积为2.6 m³/t,Langmuir压力为6 MPa,孔隙度为3.38%,X2-1井长度1502m,压裂23段。

在拟合反演过程中由于多级压裂井井组模型涉及的模型参数非常多,因此需要对拟合变量进行精简。首先,储层基础信息及流体基础信息需要事先给定;其次,裂缝初始长度、裂缝初始导流能力、裂缝连通关系以及储层边界等参数需要结合现场压裂施工情况、微地震、动态储量等数据给定;最后,通过约束裂缝长度、裂缝导流能力大小以及储层渗透率的大小范围进行非线性拟合反演。表1为2个平台的储层参数解释结果,表2为2个平台4

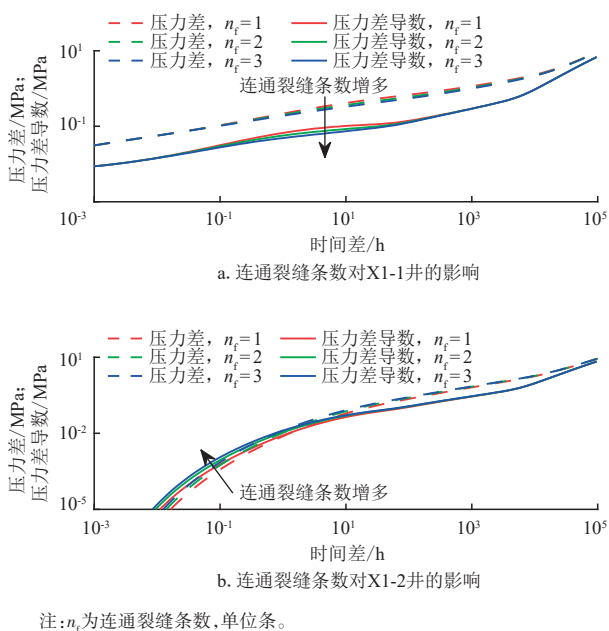


图6 有连通裂缝时连通裂缝条数变化特征曲线

Fig. 6 Characteristic curves of variation in the number of connected fractures in the case of connected fractures

口井的裂缝参数解释结果,其中储容比是根据现场实际经验给定的值,其余参数均通过拟合反演获得。X1平台为井组生产数据全历史拟合分析(不考虑井储效应)。X2-1井为压力双对数数据拟合分析(不同分析段考虑不

同井储系数)。图7为X1平台3口井的生产数据全历史拟合效果图。图8为X2平台X2-1井全历史拟合及4个流动段的压力双对数数据拟合效果图。总体拟合效果较好,拟合反演结果与现场实际情况吻合。

表1 2个平台储层参数解释结果

Table 1 Interpretation results of reservoir parameters for two platforms

平台	储层渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	储容比	窜流系数	初始压力/MPa
X1	8.73×10^{-3}	0.05	3.05×10^{-7}	38.20
X2	0.82×10^{-3}	0.05	1.57×10^{-5}	27.80

表2 2个平台4口井裂缝参数解释结果

Table 2 Interpretation results of fracture parameters for four wells on two platforms

平台	井名	平均裂缝无因次导流能力	平均裂缝长度/m
X1	X1-1	15.620	123.50
	X1-2	3.213	115.00
	X1-3	5.106	76.80
X2	X2-1	9.163	108.00

注: X2-1井第1段至第4段井储系数分别为7.5、1.3、10.5、1.3 m^3/MPa 。

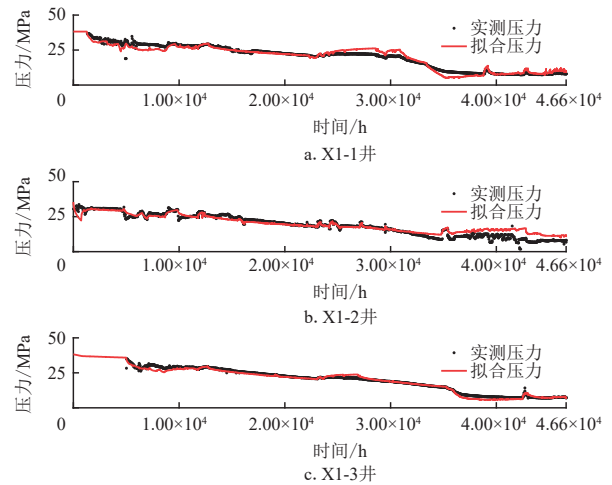


图7 X1平台3口井的生产数据全历史拟合效果

Fig. 7 Full history matching results of production data for three wells on platform X1

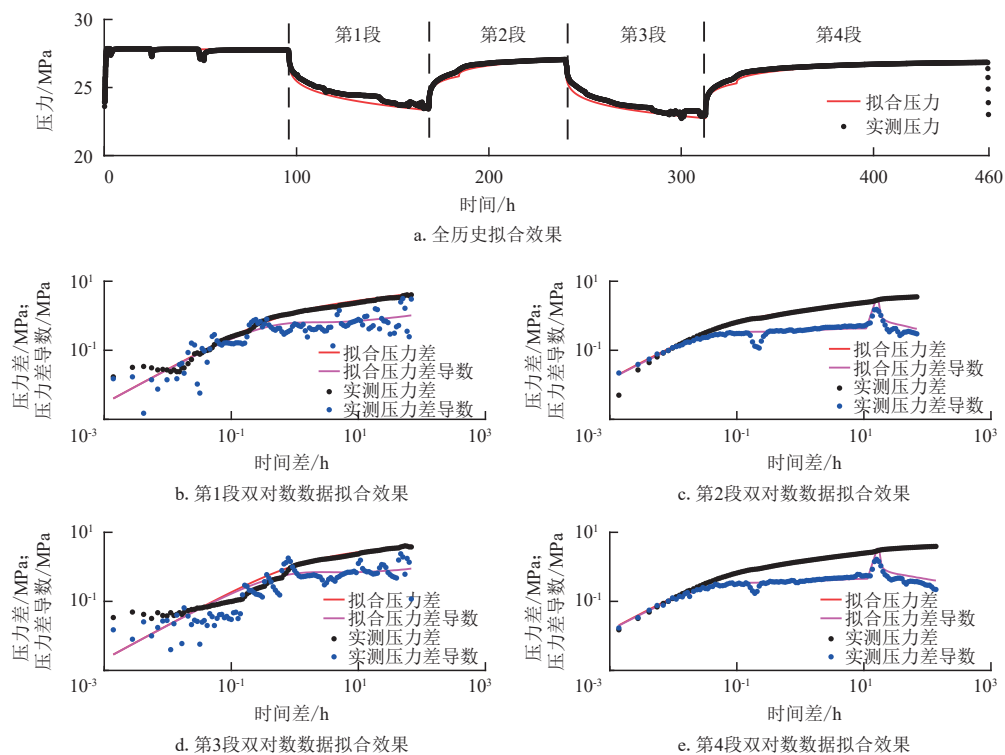


图8 X2平台X2-1井全历史拟合及4个流动段的压力双对数数据拟合效果

Fig. 8 Full history matching results and double logarithmic data matching results of four flow sections of well X2-1 on platform X2

4 结论

建立了考虑裂缝连通的页岩气多级压裂井井组试井

分析模型,通过半解析方法对模型进行了求解,利用有限体积数值方法对研究模型进行了对比验证,分析了有连通裂缝和无连通裂缝时的井组井底压力典型图版特征以下几点认识和结论:

1) 有连通裂缝和无连通裂缝情况下,利用有限体积数值方法计算多级压裂井井组的井底压力解与研究方法计算结果基本完全一致,由此表明研究模型的求解方法是正确可靠的。

2) 生产井具有4个典型流动段特征:双线性流1/4特征段、线性流1/2特征段、非稳态窜流特征段、边界拟稳态流特征段。而非生产井一般很难出现双线性和线性流特征段。随着沟通裂缝导流能力的增大,非生产井的压力响应时间将不断缩短。无连通裂缝情况下井距的变化对非生产井的压力响应时间有着显著影响。

3) 涪陵页岩气田2个平台4口井的实例拟合分析结果进一步验证了研究模型的正确性及应用价值,可为致密油气藏多级压裂井单井及井组的试井资料、生产数据资料解释评价提供技术支撑。

参考文献

- [1] 刘曰武, 高大鹏, 李奇, 等. 页岩气开采中的若干力学前沿问题[J]. 力学进展, 2019, 49(1): 1-236.
LIU Yuewu, GAO Dapeng, LI Qi, et al. Mechanical frontiers in shale-gas development[J]. Advances in Mechanics, 2019, 49(1): 1-236.
- [2] 蒋恕, 李园平, 杜凤双, 等. 提高页岩气藏压裂井射孔簇产气率的技术进展[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(1): 9-22.
JIANG Shu, LI Yuanping, DU Fengshuang, et al. Recent advancement for improving gas production rate from perforated clusters in fractured shale gas reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 9-22.
- [3] 张六六, 陈更新, 乐幸福, 等. 宜昌地区寒武系页岩层段吸水特征、孔隙结构差异性以及对页岩储层评价的意义[J]. 地学前缘, 2023, 30(3): 138-150.
ZHANG Liuliu, CHEN Gengxin, LE Xingfu, et al. Significance of water absorption characteristics and difference of pore structures in the Cambrian shale intervals, Yichang area for shale reservoir evaluation[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(3): 138-150.
- [4] 雷群, 胥云, 才博, 等. 页岩油气水平井压裂技术进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 166-172.
LEI Qun, XU Yun, CAI Bo, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 166-172.
- [5] 马新华, 李熙喆, 梁峰, 等. 威远页岩气田单井产能主控因素与开发优化技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 555-563.
MA Xinhua, LI Xizhe, LIANG Feng, et al. Dominating factors on well productivity and development strategies optimization in Weiyuan shale gas play, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 555-563.
- [6] 朱维耀, 元倩. 页岩气多尺度复杂流动机理与模型研究[J]. 中国科学(技术科学), 2016, 46(2): 111-119.
ZHU Weiyao, QI Qian. Study on the multi-scale nonlinear flow mechanism and model of shale gas[J]. SCIENTIA SINICA Technologica, 2016, 46(2): 111-119.
- [7] 程秋洋, 杨洪志, 游利军, 等. 页岩气层水-岩作用机理、特征及意义[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(6): 96-108.
CHENG Qiuyang, YANG Hongzhi, YOU Lijun, et al. Mechanism, characteristic, and significance of water-rock interaction in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(6): 96-108.
- [8] 贺沛, 吴金桥, 刘安邦, 等. 陆相页岩气水平井压裂分簇参数优化及应用: 以延长探区山西组陆相页岩为例[J]. 非常规油气, 2023, 10(6): 123-130.
HE Pei, WU Jinqiao, LIU Anbang, et al. Optimization and application of fracturing cluster parameters in continental shale gas horizontal wells: A case study of the continental shale of Shanxi Formation in Yanchang exploration area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(6): 123-130.
- [9] 李道伦, 杨景海, 闫术, 等. 致密油大规模多段压裂水平试井解释及外区渗透率对试井曲线的影响[J]. 地球科学, 2017, 42(8): 1324-1332.
LI Daolun, YANG Jinghai, YAN Shu, et al. Numerical well test interpretation of massive multistage fractured horizontal wells in tight oil reservoirs and effect of permeability of exterior region on well test curves[J]. Earth Science, 2017, 42(8): 1324-1332.
- [10] 王瑞, 张瑞超, 贾潇, 等. 致密及页岩气藏气井分段压裂返排优化模型与分析[J]. 非常规油气, 2023, 10(5): 97-103.
WANG Rui, ZHANG Ruichao, JIA Xiao, et al. Staged fracturing flowback optimization method for horizontal wells in tight and shale gas reservoirs[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(5): 97-103.
- [11] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R. Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(6): 663-676.
- [12] 郭小哲, 周长沙. 页岩气储层压裂水平井三线性渗流模型研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(2): 86-94.
GUO Xiaozhe, ZHOU Changsha. The trilinear seepage model for fractured horizontal well in shale gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(2): 86-94.
- [13] STALGOROVA E, MATTAR L. Practical analytical model to simulate production of horizontal wells with branch fractures[C]// Paper SPE-162515-MS presented at the SPE Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, October 2012.
- [14] 王晓冬, 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.
- [15] AL-KOBAISI M, OZKAN E, KAZEMI H. A hybrid numerical/analytical model of a finite-conductivity vertical fracture intercepted by a horizontal well[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2006, 9(4): 345-355.
- [16] 张东旭, 张烈辉, 唐慧莹, 等. 致密油多级压裂水平井流-固全耦合产能数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 338-347.
ZHANG Dongxu, ZHANG Liehui, TANG Huiying, et al. Fully coupled fluid-solid productivity numerical simulation of multistage fractured horizontal well in tight oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(2): 338-347.
- [17] 张培先, 高全芳, 何希鹏, 等. 南川地区龙马溪组页岩气地应力场特征及对产量影响分析[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(4): 55-65.
ZHANG Peixian, GAO Quanfang, HE Xipeng, et al. Characteristics of in-situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(4): 55-65.
- [18] 王本成, 贾永禄, 李友全, 等. 多段压裂水平井试井模型求解新方

- 法[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1150-1156.
- WANG Bencheng, JIA Yonglu, LI Youquan, et al. A new solution of well test model for multistage fractured horizontal wells[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(6): 1150-1156.
- [19] 黄灿. 考虑邻井干扰的页岩气多段压裂水平井数值试井方法[J]. 特种油气藏, 2018, 25(3): 92-96.
- HUANG Can. Numerical test of multi-stage fractured horizontal shale gas well with inter-well interference[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(3): 92-96.
- [20] 褚洪杨. 致密油藏多段压裂水平井存在井间干扰下试井分析方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- CHU Hongyang. Well test analysis for multiple multi-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs with well interference[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2021.
- [21] 张卓, 袁晓俊, 饶大骞, 等. 页岩气多尺度渗流数值模拟技术: 以昭通国家级页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(增刊1): 145-151.
- ZHANG Zhuo, YUAN Xiaojun, RAO Daqian, et al. A numerical simulation technology for the multi-scale flow of shale gas and its application in Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(Suppl. 1): 145-151.
- [22] 李跃纲, 宋毅, 黎俊峰, 等. 北美页岩气水平井压裂井间干扰研究现状与启示[J]. 天然气工业, 2023, 43(5): 34-46.
- LI Yuegang, SONG Yi, LI Junfeng, et al. Research status and implications of well interference in shale gas horizontal well fracturing in North America[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(5): 34-46.
- [23] HE Y W, GUO J C, TANG Y. Interwell fracturing interference evaluation of multi-well pads in shale gas reservoirs: A case study in WY Basin[C]// Paper SPE-201694-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, October 2020.
- [24] CINCO L, SAMANIEGO V, DOMINGUEZ A. Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1978, 18(4): 253-264.
- [25] OZKAN E, RAGHAVAN R. New solutions for well-test-analysis problems: Part 1—analytical considerations[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1991, 6(3): 359-368.
- [26] SUN H D. Advanced production decline analysis and application[M]. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2015.

(编辑 尹淑容)

(下转第78页)

- [20] 张华丽, 金智荣, 包敏新, 等. 特低渗裂缝性油藏渗吸采油主控因素影响规律实验研究[J]. 复杂油气藏, 2022, 15(2): 101-104.
- ZHANG Huali, JIN Zhirong, BAO Minxin, et al. Experimental study on influence law of main controlling factors of imbibition oil recovery in ultra-low permeability fractured reservoir[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2022, 15(2): 101-104.
- [21] 王琛, 高辉, 费二战, 等. 鄂尔多斯盆地长7页岩储层压裂液渗吸规律及原油微观动用特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(6): 95-103.
- WANG Chen, GAO Hui, FEI Erzhan, et al. Imbibition of fracturing fluid and microscopic oil production characteristics in Chang 7 shale reservoir in Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(6): 95-103.
- [22] 周小航, 陈冬霞, 夏宇轩, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7段页岩油储层自发渗吸特征及影响因素[J]. 地球科学, 2022, 47(8): 3045-3055.
- ZHOU Xiaohang, CHEN Dongxia, XIA Yuxuan, et al. Spontaneous imbibition characteristics and influencing factors of Chang 7 shale oil reservoirs in Longdong Area, Ordos Basin[J]. *Editorial Committee of Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2022, 47(8): 3045-3055.
- [23] TU J W, SHENG J J. Effect of pressure on imbibition in shale oil reservoirs with wettability considered[J]. *Energy & Fuels*, 2020, 34(4): 4260-4272.
- [24] GAO Z Y, FAN Y P, HU Q H, et al. A review of shale wettability characterization using spontaneous imbibition experiments[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 109: 330-338.
- [25] REN W D, MA C, HUANG X Y, et al. Dynamic and static imbibition characteristics of tight sandstone based on NMR[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 229.
- [26] 程毅翀. 基于低场核磁共振成像技术的岩心内流体分布可视化研究[D]. 上海: 上海大学, 2014.
- CHENG Yichong. Visualization study on fluid distribution in core based on low-field MRI method[D]. Shanghai: Shanghai University, 2014.
- [27] 王彪, 李太伟, 虞建业, 等. 页岩储层表面活性剂渗吸驱油机理及影响因素分析[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(6): 92-103.
- WANG Biao, LI Taiwei, YU Jianye, et al. Analysis of imbibition mechanism and influencing factors of surfactant displacement in shale oil reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(6): 92-103.
- [28] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1071-1098.
- [29] 杨雪, 廖锐全, 袁旭. 基于核磁共振技术的致密岩心高温高压自发渗吸实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(3): 58-65.
- YANG Xue, LIAO Ruiquan, YUAN Xu. Spontaneous imbibition experiment in high-temperature and high-pressure for tight cores based on NMR technology[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(3): 58-65.
- [30] 朱秀川, 胡钦红, 蒙冕模, 等. 页岩储层渗吸过程中水的微观分布及其气测渗透率动态响应特征[J]. 石油学报, 2022, 43(4): 533-547.
- ZHU XiuChuan, HU QinHong, MENG Mianmo, et al. Microscopic distribution of water in the imbibition process of shale reservoir and dynamic response characteristics of its gas logging permeability[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(4): 533-547.
- [31] 唐慧莹, 第凯翔, 张烈辉, 等. 基于核磁共振信号标定法的致密油藏渗吸实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 402-413.
- TANG Huiying, DI Kaixiang, ZHANG Liehui, et al. Tight oil imbibition based on nuclear magnetic resonance signal calibration method[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 402-413.

(编辑 常燕)