

页岩气/煤层气压裂井非均质缝网试井反演方法

吴永辉¹, 程林松², 谢维扬³, 黄世军², 马立强¹, 方思冬⁴

(1. 中国矿业大学矿业工程学院, 江苏 徐州 221116; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249;
3. 中国石油西南油气田公司页岩气研究院, 四川 成都 610051; 4. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要 页岩气/煤层气压裂井缝网反演是开发调整部署、提采方案优选与效果评价的基本依据,但储层天然裂缝发育,压裂缝网形态复杂、非均质性强,现有试井方法难以有效反演。在表征页岩气/煤层气赋存、非线性流动机理、不同尺度非均质缝网的基础上,建立了压裂井多介质渗流数学模型,基于改进格林元方法实现了模型的高效数值求解,获得了页岩气/煤层气压裂井的压力动态响应特征,明确了流动阶段与非均质缝网参数的影响规律,构建了非均质缝网参数的试井反演方法,并结合现场案例进行了应用研究。结果表明:页岩气/煤层气压裂井压力动态响应主要展示出6个流动阶段,考虑储层分区后会出现改造区拟稳态流动阶段;裂缝导流能力主要影响早期双线性与线性流阶段,裂缝长度对边界控制流之前的阶段均有较大影响;相同裂缝长度与压裂段数下,缝网形态的压力动态响应较弱,需要联合地质、压裂、微震监测等资料才能反演缝网非均质性;所提出的试井分析方法综合了缝网建模、动态模拟、特征线/图版拟合等过程,可以实现压裂井非均质缝网反演,为页岩气/煤层气气藏工程研究提供了理论基础与技术支持。

关键词 煤层气; 页岩气; 压裂井; 非均质缝网; 反演方法

中图分类号 TD 353

文献标志码 A

DOI 10.13545/j.cnki.jmse.2023.0326

An inverse method for the heterogeneous fracture networks of fractured shale gas/coalbed methane wells with well-testing

WU Yonghui¹, CHENG Linsong², XIE Weiyang³, HUANG Shijun²,
MA Liqiang¹, FANG Sidong⁴

(1. School of Mines, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China;

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

3. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China;

4. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract Fracture networks inversion for shale gas/coalbed methane fractured wells is the basis for development-adjustment-deployment, scheme optimization and efficiency evaluation of enhanced gas recovery. However, existing well-testing methods face challenges in efficient fracture inversion considering limitations from: abundant natural fractures development in the formation, complex pattern of the fractured networks and profound heterogeneities. This study established a multi-media seepage mathematical model of fractured wells based on the characterization of shale gas/coalbed methane occurrence, nonlinear flow mechanism and varied scales of heterogeneous fracture networks. Afterward, the high-efficient

收稿日期: 2023-07-26

责任编辑: 杜薇

基金项目: 国家自然科学基金项目(51974328);江苏省自然科学基金青年项目(BK20210520);中国博士后科学基金项目(2022M713372)

作者简介: 吴永辉(1991—),男,重庆市开县人,博士,讲师,从事矿山渗流力学、非常规油气开发、保水采煤等方面的研究。

E-mail: wuyonghuijr@cumt.edu.cn

Tel: 15117953495

numerical solution of the model was achieved based on the improved Green's element method, and the dynamic pressure response characteristics of fractured shale gas/coalbed methane wells were obtained. Then the influence law between flow phases and heterogeneous fracture network parameters was clarified. At last, a well-testing data analysis method for inversing the heterogeneous fracture network parameters was raised and relevant applications were applied to a field case. The results showed that the pressure dynamic response of fractured shale gas/coalbed methane well mainly consisted 6 flow stages. The pseudo-steady flow stage would appear in the modified zone if reservoir zoning were considered. Early bilinear and linear flow phases were primarily affected by fracture conductivity, while phases before the boundary-dominated flow phase were heavily impacted by fracture length. Fracture network morphology's dynamic response under pressure could be weak if fracture length equaled fracture stages, then other data should be introduced to obtain the heterogeneity of the fracture networks, such as geology, fracturing, microseismic monitoring data, etc. By combining fracture network modeling, dynamic simulation, and characteristic line/curve fitting, the proposed well-testing analysis method can be used to interpret heterogeneous fracture networks in fractured wells. In this study, basic theory and technical support are provided for the research of shale gas/coalbed methane reservoir engineering.

Key words coalbed methane; shale gas; fractured well; heterogeneous fracture networks; inversion method

我国煤层气、页岩气等非常规天然气资源丰富,其中煤层气可采资源量达 $22.51 \times 10^{12} \text{ m}^3$,页岩气可采资源量达 $22 \times 10^{12} \text{ m}^3$,具有非常广阔的前景^[1-2]。然而,2022 年我国天然气对外依存度仍然高达 40.2%,根据 BP 能源公司分析,2035 年我国天然气对外依存度将增至 55%,这严重威胁国家能源安全^[3]。因此,高效开发煤层气与页岩气资源是保障国家能源安全的有效举措之一,同时也为增加清洁能源供应、减少煤矿瓦斯突出灾害、降低 CO_2 排放量与实现“双碳”目标提供重要支撑^[4-5]。

我国煤层气开发经历了近 40 年的探索攻关,目前主要采用鱼骨井、U 型井、丛式井、压裂井等技术进行开发,但由于煤层气资源具有“超低渗、低压力、低饱和度”等特征,气井产能较低,现有投产井中约有 35% 的产量低于 $500 \text{ m}^3/\text{d}$,煤层气产业仍处于小规模发展阶段^[6]。近年来,随着丛式井钻完井、体积压裂、立体开发等技术措施的革新,单井日产气量可提高至几千方~几万方^[7]。页岩气开发技术在我国经历了 10 余年的发展,我国 2022 年页岩气产量达 $240 \times 10^8 \text{ m}^3$,已经成为我国天然气增储上产的主力资源^[4]。然而,页岩气压裂水平井初期产量递减快,气井长期低压低产,气藏标定采收率仅 20% 左右,严重制约了产量和采收率的提高^[8]。因此,国内外页岩气田已经开展井网加密、重复压裂、立体开发等调整措施。近年来,北美很多页岩气田已将井距加密至 150~350 m,我国涪陵气田也在原有 600 m 井网实施加密调整^[9]。然而,煤层与页岩储层均发育天然裂缝,水力裂缝容易沿着天然缝和

相邻井压裂缝网扩展,造成压裂缝网具有较强非均质性。如果压裂不合理,不仅不能有效改造储层,造成气井产能与采收率低,还可能对相邻井造成伤害。因此,要实现煤层气与页岩气的高效开发,需要提高对压裂井缝网形态及其非均质性的认识,这直接关系到压裂效果评价、气井产能预测与开发调整措施选取,是亟须重点攻关的瓶颈问题。

试井资料则可以用于反演储层渗透率、井筒表皮、裂缝导流能力等动态参数,在油气藏工程中应用非常广泛。针对压裂井,试井分析常用于人工裂缝参数的反演,从而实现压裂效果评价及气井产能与气藏采收率预测^[10]。目前,压裂井试井分析主要基于分区线性流模型与源函数模型。分区线性流模型大多将储层进行分区以表征储层非均质性,并假定每个区域内流体为线性流,通过各个区域边界处流量与压力耦合获得模型的解析解^[11]。根据储层分区方法,主要分为双孔模型、三线性流模型、五区模型等^[12-14]。由于裂缝系统渗流能力远高于基岩,很多压裂井早期均表现出明显的线性流,通常采用线性流结束时间与斜率作为特征点/线拟合裂缝参数^[15-16]。虽然分区线性流模型能快速拟合试井数据,但模型基于平板双翼等长裂缝假设,不能反演缝网形态及其非均质性。源函数模型将单条(段)裂缝处理成线源,然后运用叠加原理获得多段裂缝在井底产生的压力降,通过构建各段裂缝的叠加方程组实现模型的半解析求解。目前,已能解决裂缝有限导流、多条裂缝、裂缝复杂形态、复杂边界、复合油气藏等问题,为压裂井的试井分析研究

奠定了基础^[17-19]。然而,煤层/页岩储层本身发育天然裂缝,水力压裂后形成了复杂裂缝网络,裂缝数量多、非均质性强,源函数模型求解时需要处理庞大的数值积分与稠密矩阵,计算量非常大,不利于试井分析方法的现场应用^[20]。针对此问题,在前期研究中结合嵌入式离散裂缝数值模拟方法的计算效率优势与源函数方法的计算精度优势,提出了改进格林元数值模拟方法^[21]。目前,该方法已经用于非常规油气井的产能评价与生产动态分析^[21-22],还须进一步扩展其在数值试井分析中的应用。

综上所述,煤层/页岩储层压裂缝网形态复杂、非均质性较强,采用现有分区线性流模型和源函数模型不利于页岩气/煤层气压裂井非均质缝网的试井反演,给气藏工程研究带来了难题。为此,针对煤层/页岩储层地质与工程特点,表征压裂缝网及气体赋存与流动机理,建立储层基质、微裂缝、水力裂缝等多介质渗流数学模型与求解方法,获得页岩气/煤层气压裂井试井响应特征及其影响因素,提出非均质缝网参数试井反演方法,并进行现场实例应用,为我国页岩气/煤层气气藏工程评价与高效开发提供理论基础与技术方法。

1 气体赋存/流动机理与非均质缝网表征

煤层气的赋存方式主要为吸附气,其次为游离气;页岩气的赋存方式主要为吸附气与游离气。在降压开采过程中,孔隙中的吸附气通过解吸转化为游离气,通过扩散、渗流等机理从天然裂缝(此处将煤层端/割理也归类为天然裂缝)与水力裂缝生产出来^[23]。煤层气与页岩气压裂井试井分析研究的首要工作是进行气体赋存与流动机理表征,以下主要针对气体高压物性、气体赋存机理、气体流动机理、非均质缝网等方面进行阐述。

1.1 气体高压物性表征

页岩气与煤层气的主要成分是甲烷,以甲烷计算不同状态下的高压物性参数。甲烷在不同温度和压力下的物性变化较大,其高压物性参数主要包括:气体黏度、偏差因子、压缩系数。采用 Lee 等^[24]和 Dranchuk 等^[25]的数值近似计算方法分别计算气体黏度与偏差因子,压缩系数采用下式计算:

$$c_g = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{p} - \frac{1}{z(p)} \left(\frac{dz(p)}{dp} \right)_T \quad (1)$$

式中: c_g 为气体压缩系数, MPa^{-1} ; ρ 为气体密度, kg/m^3 ; p 为储层压力, MPa ; T 为气体温度, K ; z 为偏差因子, 无因次。

为后续公式推导方便,统一采用气体拟压力将黏度、压缩因子的非线性包含在拟压力中。拟压力与压力一一对应,可以相互转化,其定义为:

$$\psi(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu(p)z(p)} dp \quad (2)$$

式中: μ 为气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; ψ 为拟压力, MPa^2/cp 。

1.2 气体赋存机理表征

煤层气藏的吸附气占总含气量的比例高达85%以上,页岩气吸附气与游离气含量相当,吸附气的解吸对气井产量的影响更大^[26]。页岩气/煤层气在储层中的赋存和流动认为是等温过程,现有吸附/解吸表征模型主要有 Langmuir 理论、Freundlich 理论、DR 或 DA 理论等^[27]。其中,应用最广的还是 Langmuir 单层吸附理论,该模型简单,涉及参数较少,现场应用方便。故采用 Langmuir 等温吸附模型表征储层孔隙中气体的吸附/解吸过程:

$$V = \frac{V_L p}{p + p_L} \quad (3)$$

式中: V 为吸附量, m^3 ; V_L 为 Langmuir 体积, m^3 ; p_L 为 Langmuir 压力, MPa 。

1.3 气体流动机理表征

按照国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)提出的划分标准,孔隙可分为微孔($<2 \text{ nm}$)、中孔($2 \sim 50 \text{ nm}$)、宏孔($>50 \text{ nm}$)3类。其中,煤岩微孔的孔容与比表面积占比均较高^[28],页岩孔径主要分布于中孔范围^[29]。气体在纳微米孔隙传输过程中,流动机理比较复杂,囊括了达西流(黏性流)、滑移流、菲克扩散、过渡扩散、克努森扩散和表面扩散等类型^[30]。目前,国内外学者主要采用表观渗透率模型进行表征^[30]。气体类型、孔隙尺度、温度、压力等参数共同决定了表观渗透率。对于特定煤层与页岩储层,气体类型、孔隙尺度、温度可认为是不变的,表观渗透率可转化为压力的表达式:

$$\frac{k}{k_\infty} = f_m(p) \quad (4)$$

式中: k 为储层表观渗透率, mD ; k_∞ 为绝对渗透率, mD 。

1.4 非均质缝网表征

煤层与页岩储层天然裂缝发育,在大规模体积压裂之后,储层形成了多尺度、形态复杂的裂缝网络。采用前期研究中提出的缝网建模方法^[31],结合天然裂缝地质统计资料、水力压裂资料、微地震监测资料,模拟压裂过程中水力裂缝在储层中的扩展过程,生成非均质缝网的复杂形态,如图1所示。为

表征复杂缝网形态与非均质性,同时减小后续数值模拟的计算量,将不同类型的裂缝采用不同介质进行处理^[21]。其中,离散裂缝模型通过导流能力表征

大尺度裂缝的非均质性,等效连续介质模型通过局部形状因子、孔渗参数表征小尺度裂缝的非均质性,最终获得可以使用的数值模型。

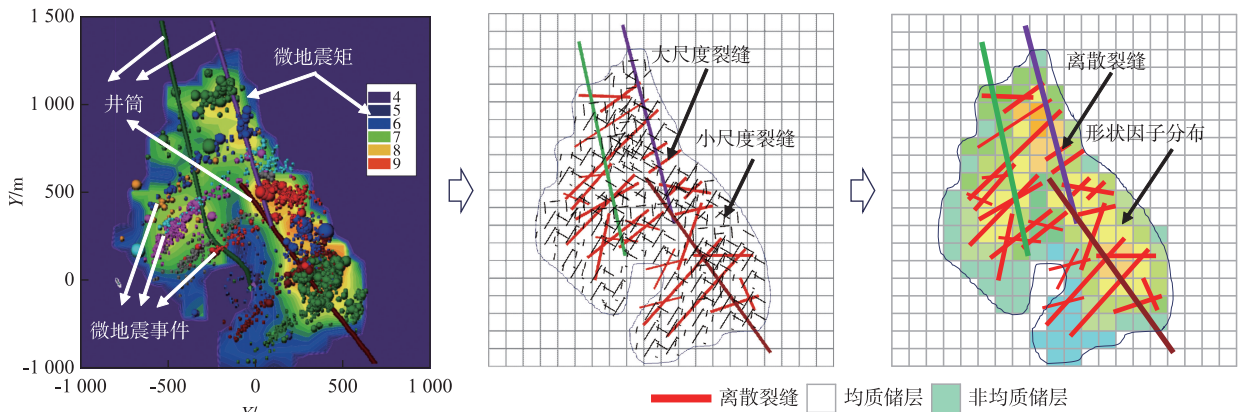


图 1 储层多尺度非均质缝网模型示意图

Fig. 1 Schematic for the multi-scale heterogeneous fracture model in the formation

2 压裂井多介质渗流数学模型

此部分基于页岩气/煤层气赋存与流动机理、非均质缝网表征,分别针对基质、微裂缝、离散裂缝建立多介质渗流数学模型,并基于前期提出的改进格林元方法进行求解,为试井分析提供基础。

2.1 基质渗流模型

考虑气体的吸附解吸和表观渗透率,煤岩与页岩基质渗流连续性方程^[11]为:

$$\nabla \cdot (-\rho \mathbf{v}_m) + \rho q_a = \frac{\partial(\rho \phi_m)}{\partial t} \quad (5)$$

式中:第 2 项为吸附在孔隙壁面的气体解吸附的供给项; \mathbf{v}_m 为气体的渗流速度,对于二维问题, $\mathbf{v}_m = v_x \mathbf{i} + v_y \mathbf{j}$, v_x 和 v_y 分别为 x 和 y 方向上的渗流速度, m/s ; t 为时间, s ; ϕ_m 为基质孔隙度,无因次; q_a 为气体解吸附向单位视体积储层的供给速度, s^{-1} 。 q_a 可以根据等温吸附量获得:

$$q_a = -B_g \frac{\partial V}{\partial t} \quad (6)$$

式中 B_g 为气体体积系数,无因次。

定义解吸压缩系数 c_d 为:

$$c_d = \frac{B_g V_L p_L}{\phi_m (p_L + p)^2} = \frac{p_{sc} z T}{p z_{sc} T_{sc}} \frac{V_L p_L}{\phi_m (p_L + p)^2} \quad (7)$$

式中: p_{sc} 为地面标准状况下的压力, MPa ; T_{sc} 为地面标准状况下的温度, K ; z_{sc} 为地面标准状况下的气体压缩因子,无因次。

基质的综合压缩系数为:

$$c_{tm} = c_m + c_g + c_d \quad (8)$$

式中: c_{tm} 为基质综合压缩系数, MPa^{-1} ; c_m 为基质压缩系数, MPa^{-1} 。

基于文献[21],可获得储层渗流控制方程:

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = \frac{\phi_m \mu c_{tm}}{k_m f_m} \frac{\partial \psi}{\partial t} \quad (9)$$

式中 k_m 为基质表观渗透率, mD 。

储层中的流动运用等效介质模型进行表征,可获得块状、柱状、层状双重介质窜流量计算公式:

$$q_{mf} = \begin{cases} \frac{\alpha k_m}{\mu} (p_m - p_f) & \text{块状} \\ -\frac{M}{RT} \frac{k_m f_m}{r_m} \left(\frac{\partial \psi}{\partial r} \right)_{r=r_m} & \text{柱状} \\ -\frac{M}{RT} \frac{k_m f_m}{h_m} \left(\frac{\partial \psi_m}{\partial h} \right)_{h=\frac{h_m}{2}} & \text{层状} \end{cases} \quad (10)$$

式中: α 为形状因子,无因次; M 为气体相对分子质量,甲烷相对分子质量为 16 g/mol ; R 为气体常数, $8.314 \text{ J/(mol} \cdot \text{K)}$; T 为储层温度, K ; h_m 为层状介质厚度, m ; r_m 为球状介质半径, m ; p_m 为基质系统压力, MPa ; p_f 为微裂缝系统压力, MPa 。

2.2 微裂缝渗流模型

如图 2 所示,大尺度的裂缝被单独抽提出来并处理为离散介质,基质和微裂缝处理成双重介质系统,离散裂缝相当于双重介质系统的源/汇项。为考虑煤层气开发中的直井,将直井(未压裂)、压裂井(包括水平井、直井)均纳入模型之中。

微裂缝系统的连续性方程为:

$$\nabla \cdot (-\rho \mathbf{v}_f) + q_{mf} - \frac{\rho B_g}{h} (q_{fw} + q_{fw}) = \frac{\partial(\rho \phi_f)}{\partial t} \quad (11)$$

式中: q_{F} 和 q_{fw} 分别为地面常温常压状态下微裂缝-离散裂缝、微裂缝-直井之间的流量交换, m^3/s ; h 为储层厚度, m ; ϕ_{f} 为微裂缝视孔隙度, 无因次。

对于不含有直井的模型, $q_{\text{fw}} = 0$, 等式左边第4项可以直接去掉。

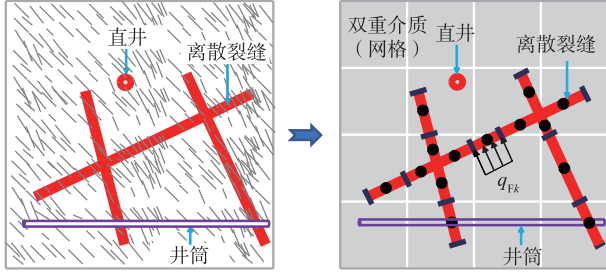


图2 多尺度非均质缝网模型示意图

Fig. 2 Schematic for the multi-scale heterogeneous fracture model

微裂缝-离散裂缝间的窜流量可以表示为:

$$q_{\text{F}} = \sum_{k=1}^{N_{\text{F}}} \int_{\Gamma^k} q_{\text{Fk}}(l) \delta(x-y) dl \quad (12)$$

式中: Γ^k 为沿着第 k 条离散裂缝的线积分; q_{Fk} 为地面常温常压状态下第 k 条离散裂缝单位长度上的流量, m^2/s ; N_{F} 为离散裂缝的条数; x 为二维空间中的一个点 (x, y, z) ; y 为离散裂缝上的一个点; $\delta(x-y)$ 为狄拉克函数, 其定义如下:

$$\delta(x-y) = \begin{cases} 0, & x \neq y \\ +\infty, & x = y \end{cases} \quad (13)$$

狄拉克函数满足以下属性:

$$\int_{\Omega} f(x) \delta(x-y) d\Omega = f(y) \quad (14)$$

式中 Ω 为所在的区域。

微裂缝-直井之间的流量交换可以表示为:

$$q_{\text{fw}} = \sum_{m=1}^{N_{\text{w}}} q_{\text{wm}} \delta(x-x_{\text{w}}) \quad (15)$$

式中: q_{wm} 为地面常温常压状态下第 m 口直井的流量, m^3/s ; N_{w} 为直井的数目; x_{w} 为直井所在位置。

基于文献[21], 可获得微裂缝渗流控制方程:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \psi_{\text{f}}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi_{\text{f}}}{\partial y^2} + \frac{2RT}{Mk_{\text{f}}} q_{\text{mf}} - \\ \frac{2p_{\text{sc}} T}{z_{\text{sc}} T_{\text{sc}} k_{\text{f}} h} (q_{\text{F}} + q_{\text{fw}}) = \frac{\mu \phi_{\text{f}} c_{\text{if}}}{k_{\text{f}}} \frac{\partial \psi_{\text{f}}}{\partial t} \end{aligned} \quad (16)$$

2.3 离散裂缝渗流模型

如图2所示, 大尺度的裂缝被单独抽提出来处理成离散介质。由于离散裂缝的宽度较小, 一般处于毫米~厘米量级, 所以可以将离散裂缝中的渗流当成一维流动处理。

对于第 k 条裂缝, 渗流连续性方程可写成:

$$\nabla \cdot (-\rho \mathbf{v}_{\text{Fk}}) + \frac{\rho B_{\text{g}} q_{\text{Fk}}}{w_{\text{Fk}} h} = \frac{\partial(\rho \phi_{\text{Fk}})}{\partial t} \quad (17)$$

式中: q_{Fk} 与公式(12)中的流量为同一个值, 这也保证了储层与离散裂缝之间的流量传导守恒; ϕ_{Fk} 为第 k 条离散缝的孔隙度, %; w_{Fk} 为第 k 条裂缝的宽度, m ; ψ_{F} 为离散裂缝拟压力, MPa^2/cp 。

与基质和微裂缝方程类似, 可将上式转化为:

$$\frac{\partial^2 \psi_{\text{F}}}{\partial l^2} + \frac{2p_{\text{sc}} T}{z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \frac{q_{\text{Fk}}}{k_{\text{Fk}} w_{\text{Fk}} h} = \frac{(\mu \phi_{\text{c}_1})_{\text{Fk}}}{k_{\text{Fk}}} \frac{\partial \psi_{\text{F}}}{\partial t} \quad (18)$$

由于裂缝宽度相较于裂缝长度非常小, 所以储层基质对裂缝端部的流量供给可以忽略, 因此, 可以将裂缝端部的外边界条件假定为封闭, 即:

$$\left. \frac{\partial \psi_{\text{F}}}{\partial l} \right|_{\text{tip}} = 0 \quad (19)$$

如果裂缝与井筒相连, 如图2所示, 其内边界条件须满足压力相等、流量守恒。井筒导流能力较大, 可视为无限导流, 射孔点压力等于井底压力:

$$\psi_{\text{F}}|_{k,p} = \psi_{\text{wf}} \quad (20)$$

式中 ψ_{wf} 为井筒射孔处拟压力, MPa^2/cp 。

由于水平井是射孔压裂完井, 产量全部来自相连裂缝的供给, 即所有射孔点的流量之和应当等于水平井的总产量:

$$\sum_{p=1}^{np} q_{\text{F},p} = q_{\text{H}} \quad (21)$$

式中: $q_{\text{F},p}$ 为第 p 个射孔点处裂缝的产气量, m^3/d ; q_{H} 为压裂井的总产量, m^3/d 。

储层(即双重介质系统)与离散裂缝系统的耦合是模型求解的前提, 其耦合条件主要为了保证二者接触的位置压力连续, 流量守恒。

流量的守恒主要通过公式(12)和(17)中使用同一个流量值。在储层方程(12)中减去一个流量项, 而离散裂缝方程(17)加上一个流量项。

在相同的位置(即离散裂缝上), 双重介质系统的压力与离散裂缝系统应当相等, 即:

$$\psi_{\text{f}}(x_{\text{F}}, y_{\text{F}}) = \psi_{\text{F}}(x_{\text{F}}, y_{\text{F}}) \quad (22)$$

式中 $(x_{\text{F}}, y_{\text{F}})$ 为离散裂缝上的任意一点。

储层与直井的耦合条件与离散缝类似, 即:

$$\psi_{\text{f}}(x_{\text{w}}, y_{\text{w}}) = \psi_{\text{w}}(x_{\text{w}}, y_{\text{w}}) \quad (23)$$

式中 $(x_{\text{w}}, y_{\text{w}})$ 为离散裂缝上的任意一点。

2.4 模型求解

数学模型求解主要基于前期研究中提出的改进格林元方法, 具体过程参考文献[20-21], 求解步骤如下:

1) 模型进行 Laplace 变换处理: 通过将所建立的模型进行无因次化, 并进行 Laplace 变换, 可以将储层及小尺度裂缝考虑成单孔介质、双重介质或多重介质, 不同等效介质表征方法可以用在同一个模型中, 而且不同模型在 Laplace 空间具有相同的数学表达式, 模型的应用非常方便。

2) 建立边界积分方程: 针对试井问题, 求解模型的非稳态格林基本解, 再求取式 (19) 对应 Laplace 空间方程的边界积分方程。

3) 基质-裂缝网格剖分: 采用嵌入式离散裂缝网格剖分方法, 首先对储层区域进行剖分, 形成背景网格; 然后将离散裂缝嵌入背景网格中, 根据离散裂缝与网格边界、离散裂缝间的相交情况, 对裂缝进行单元划分; 建立背景网格、离散裂缝单元的几何信息与连接关系。

4) 数学模型的数值离散: 对边界积分方程采用改进格林元方法离散, 分别针对背景网格、离散裂缝建立数值求解方程组; 对离散裂缝间的传导方程采用有限差分方法离散, 建立数值求解方程组。

5) 数值模型迭代求解: 耦合储层、离散裂缝、井筒中的流动方程, 以及边界条件, 建立迭代矩阵, 见式 (24), 并进一步考虑表皮和井筒储集效应, 实现模型的数值求解; 最后, 采用 Stehfest 方法^[32]将获得的 Laplace 空间的解转化到实空间。

储层、离散裂缝、井筒耦合求解方程组:

$$\begin{bmatrix} A_{pm} & A_{qF} & O & O & o \\ B_{pm} & B_{qF} & -E & O & o \\ C_{pm} & C_{qF} & O & -E & o \\ O & -D_{Fq} & D_{Fp} & O & o \\ o & o & W_F & o & -\sum W_{Fj} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \bar{p}_{FD} \\ \bar{q}_{FD} \\ \bar{p}_{FD} \\ \bar{p}_{wD} \\ \bar{p}_{HD} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b_{mA} \\ b_{FB} \\ b_{wC} \\ o \\ Q_{Ds} \end{pmatrix} \quad (24)$$

式中: 变量 \bar{p}_{wD} 表示实空间无因次井底流压 p_{wD} 对应的拉氏空间量, 下标 D 表示无因次量, 参考变量及无因次变量定义见文献^[21]; O 为零矩阵; o 为零向量; E 为单位矩阵。

考虑表皮和井筒储集效应的井底压力解为:

$$\bar{p}_{wD, C_D, s_c} = \frac{s\bar{p}_{wD} + s_c}{s + C_D s^2 (s\bar{p}_{wD} + s_c)} \quad (25)$$

式中: s 为拉氏空间变量, 无因次; \bar{p}_{wD} 为不考虑表皮与井筒存储的无因次井底压力解; s_c 为表皮因子, 无因次; C_D 为无因次井储系数。

3 结果分析

此部分基于压裂井多介质渗流模型获取压力

动态响应特征, 确定压裂井非均质缝网的试井典型流动阶段, 明确非均质缝网参数对压力动态响应的规律, 建立缝网参数的反演方法, 并进行现场应用。前期研究已经证明改进格林元方法计算结果的准确性与高效性^[20-21], 可以较粗网格实现较高求解精度, 而且缝网越复杂, 计算效率提高幅度越大。同时, 煤层气与页岩气压裂井试井分析方法相同, 此部分主要以四川盆地某页岩气井的工程案例进行阐述。

3.1 流动阶段分析

以四川盆地某页岩气压裂水平井为例, 分析复杂缝网-单区域模型与复杂缝网-分区模型的试井动态响应。该水平井长 1 650 m, 分 17 段进行压裂, 每段 3 簇。微地震监测数据及基本模型如图 3 所示。对于大量存在的微裂缝, 以等效连续介质进行模拟; 对于大尺度的水力裂缝, 运用离散裂缝模型进行处理。在以下分析中, 所有案例的参考长度均为 100 m, 其余参数均取基质属性作为参考值, 裂缝无因次导流能力取 1 000。

1) 复杂缝网-单区域模型

针对图 3(b) 所示的复杂缝网-单区域模型, 其流动阶段主要分为以下 6 个阶段, 如图 4 所示。

I: 井储和表皮影响阶段。井储阶段的主要特征为压力和压力导数曲线在双对数图版中表现出斜率为 1 的直线, 表皮影响阶段的主要特征为“驼峰”。如果井储和表皮系数较大, 后续的流动阶段将被掩盖, 取决于井储和表皮系数的数值。

II: 双线性流动阶段。其主要特征为早期压力导数曲线在双对数图版中表现出斜率为 1/4 的直线段, 这主要是由于裂缝系统和裂缝附近基质系统同时出现线性流引起的。当裂缝接近无限导流能力时, 双线性流动阶段将消失。

III: 基质线性流阶段。其主要特征为压力导数曲线在双对数图版中表现出斜率为 1/2 的直线段, 这主要是由于裂缝附近基质中的流体线性流入裂缝系统引起的。当裂缝导流能力较低时, 线性流阶段将被双线性流动阶段取代。

IV: 缝间干扰流动阶段。其主要特征为压力导数曲线在双对数图版中的斜率处于 1/2~1。

V: 过渡流动阶段。该阶段为边界控制流阶段之前的过渡流动阶段, 为流体由裂缝区域以外基质区域流向裂缝区域所产生的。该阶段的流动形态为椭圆流动(压力导数曲线斜率接近于 0^[33]), 但受裂缝区域流动、边界条件影响, 不能出现完整椭圆

流,造成斜率不固定。由于本算例中水平井较长,流动接近为线性流,压力导数曲线斜率约为 $1/2$ 。

VI:边界控制流动阶段。其主要特征为压力及

导数曲线在双对数图版中表现出斜率为 1 的直线段。

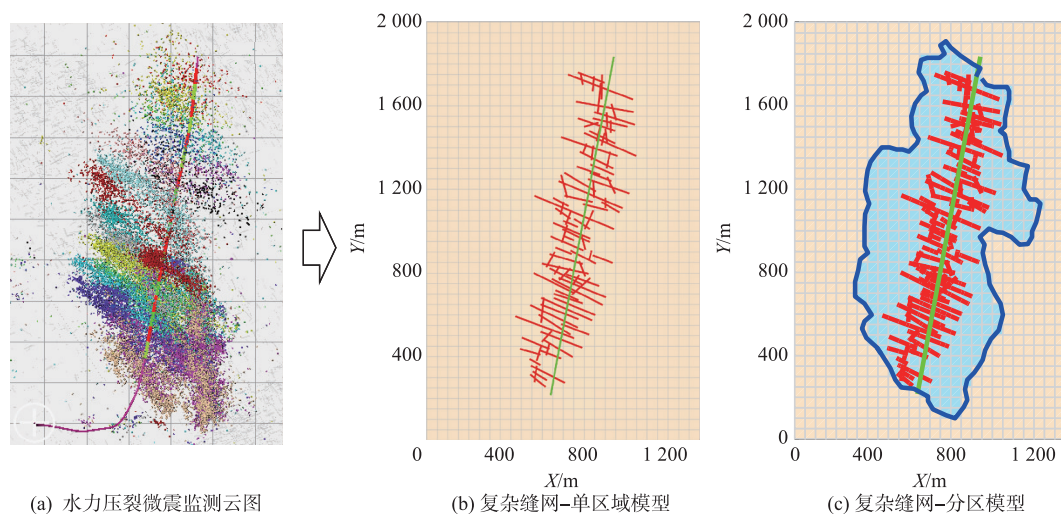


图3 某页岩气压裂水平井渗流物理模型

Fig. 3 The physical model for a multi-fractured horizontal well from shale gas reservoir

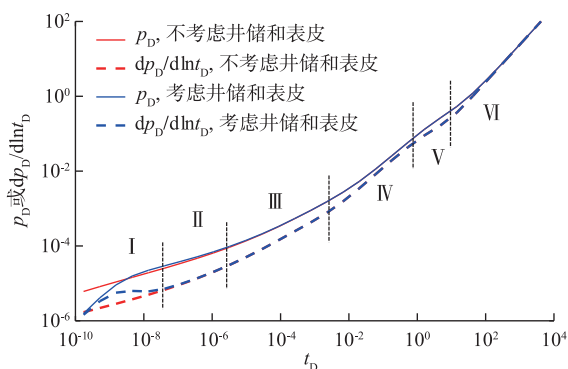


图4 复杂缝网-单区域模型压力动态响应

Fig. 4 The pressure transient behavior for the single-zone model with complex fracture networks

2) 复杂缝网-分区模型

针对图 3(c) 所示的复杂缝网-分区模型,本算例以单孔介质模拟压裂改造区,并假定改造区的渗透率是基质渗透率的 25 倍。模拟结果如图 5 所示,流动阶段主要分为以下 7 个阶段,其中,第 I ~ VI 这 6 个流动阶段与复杂缝网-单区域模型相同。

复杂缝网-分区模型存在以下几点不同:① 复杂缝网-分区模型多一个流动阶段 VII。这主要是由于内区流动能力高于外区,形成改造区内的拟稳态流动,主要特征为压力及其导数曲线表现出斜率为 1 的直线段。② 将基质属性取为参考参数,分区模型中内区渗透率高于外区,造成压力和压力导数均低于单区模型。③ 由于内区渗透率大于基质渗透

率,所以在相同裂缝导流能力下的双线性流动阶段 II 更长,而且受内区拟稳态流、边界控制流影响,过渡流动阶段 V 的压力导数曲线斜率大于 $1/2$ 。井控范围较小时,不存在外区或外区较小,过渡流动阶段 V 将消失,VI、V、VII 这 3 个流动阶段可统一归为单个流动阶段。

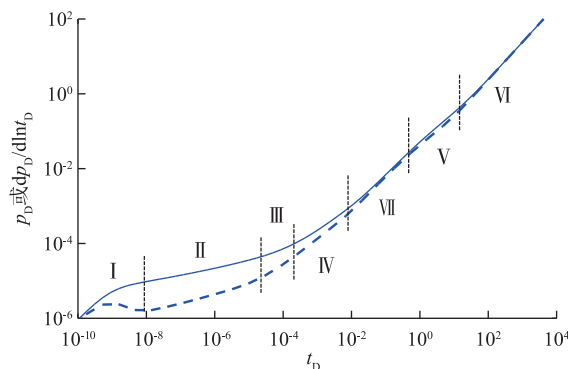


图5 复杂缝网-分区模型压力动态响应

Fig. 5 The pressure transient behavior for the two-zone model with complex fracture networks

3.2 压力动态响应影响因素分析

以下重点讨论裂缝导流能力、裂缝形态、裂缝长度、井储和表皮效应、改造区渗透率提高倍数、改造区大小等因素对压力动态响应特征的影响。为了更清晰地识别早期流动阶段,除单独分析井储和表皮系数的影响外,其余算例不考虑井储和表皮。

1) 裂缝导流能力

如图 6 所示,裂缝导流能力对早期双线性 and 线性流阶段的压力动态响应的影响较明显;若裂缝导流能力较低,早期的双线性流动阶段将延长,线性流阶段将缩短甚至消失;若裂缝导流能力较高,双线性流动阶段的持续时间将缩短,线性流阶段出现得越早,其特征也越明显。

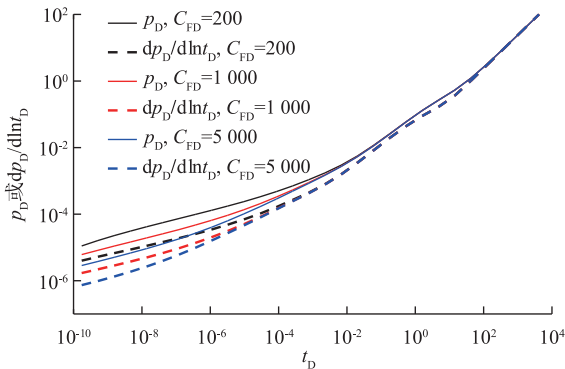


图 6 裂缝导流能力对压力动态响应的影响

Fig. 6 The effects of fracture conductivity on the pressure transient behavior

2) 裂缝形态

本算例对比了裂缝形态分别为复杂缝网和平板缝情况下的压力动态响应。复杂缝网模型如图 3 (b) 所示,裂缝总长度为 12 424.7 m。该井压裂 17 级,每级 3 段,分析了裂缝条数设置为 43 条和 51 条情况下的压力动态响应,如图 7、8 所示。图 8 表明复杂缝网和平板缝能产生相近压力动态响应,但是裂缝分布不同。在产能预测时,可以运用平板缝模型,但更确切的复杂缝网信息才更有利于开发调整与压裂设计。

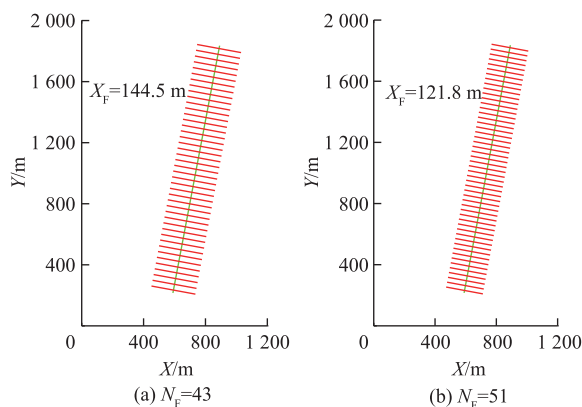


图 7 平板缝-单区域模型示意图

Fig. 7 The schematic for the planar fracture-single zone model

3) 裂缝长度

基于图 7 所示的平板缝模型,裂缝长度分析结

果如图 9 所示:裂缝长度主要影响线性流、缝间干扰流和过渡流阶段;裂缝越长,压力和压力导数曲线越靠下;裂缝越长,线性流阶段出现得越晚,缝间干扰越明显,导数曲线在双对数坐标系下的斜率越大。

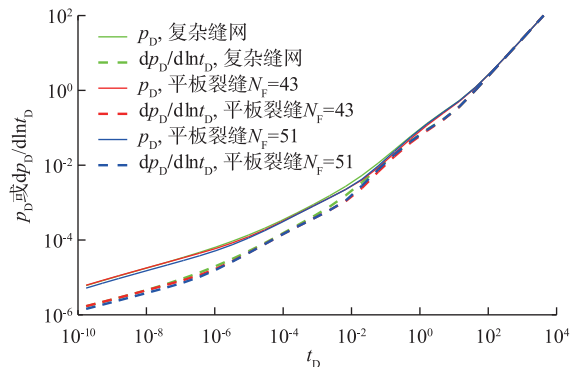


图 8 裂缝形态对压力动态响应的影响

Fig. 8 The effects of fracture configuration on the pressure transient behavior

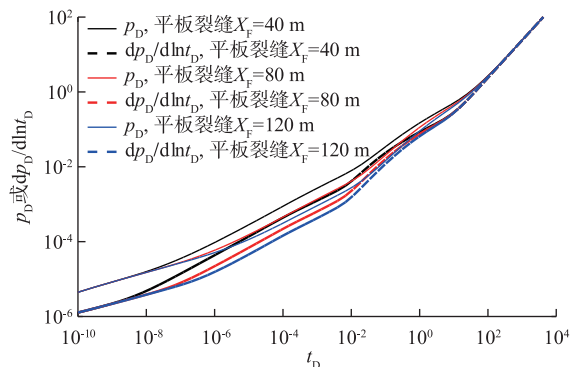


图 9 裂缝长度对压力动态响应的影响

Fig. 9 The effects of fracture length on the pressure transient behavior

4) 井储和表皮效应

基于图 3(b) 中的缝网模型,研究结果如图 10 所示:① 井储系数越大,压力和压力导数曲线上井储影响阶段越往右移动;② 表皮系数越大,早期压力曲线越往上移动,“驼峰”效应越明显;③ 早期的双线性流和线性流阶段可能被掩盖。

5) 改造区渗透率提高倍数

基于图 3(c) 中的模型,改造区的范围设置为与裂缝区域距离为 100 m 的范围,改造区渗透率分别设置为基质渗透率的 5, 25, 125 倍,结果如图 11 所示:改造区渗透率主要影响双线性流、线性流和缝间干扰流动阶段;改造区渗透率提高倍数越大,压力及其导数曲线越靠下;当改造区渗透率提高倍数增加时,线性流阶段变短,当提高至 125 倍时,线性流阶段完全消失。

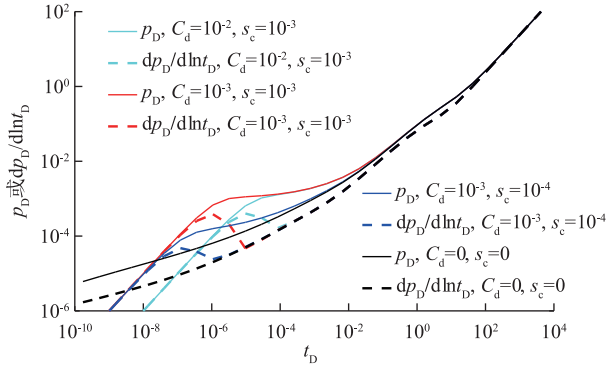


图10 井储和表皮效应对压力动态响应的影响

Fig. 10 The effects of wellbore storage and skin on the pressure transient behavior

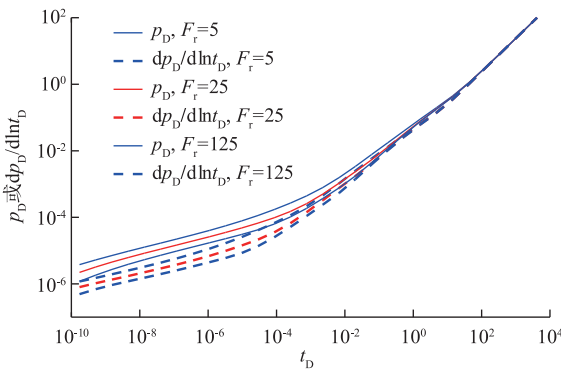


图11 改造区渗透率对压力动态响应的影响

Fig. 11 The effects of the SRV permeability on the pressure transient behavior

6) 改造区大小

改造区的范围通过设置与裂缝区域距离分为40, 80, 120 m, 采用单孔模型表征改造区, 将渗透率提高为基质渗透率的25倍, 结果显示改造区大小主要影响改造区内的拟稳态流动和过渡流动阶段, 对其他流动阶段影响较小, 如图12所示。

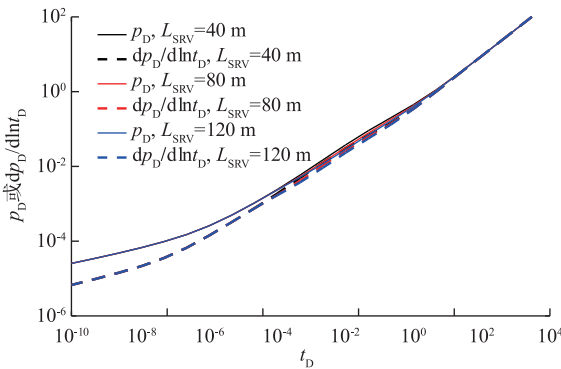


图12 改造区大小对压力动态响应的影响

Fig. 12 The effects of the SRV area on the pressure transient behavior

3.3 缝网参数试井反演方法

1) 特征线拟合法

根据流动阶段分析结果, 复杂缝网模型也经常展现出早期双线性流、基质线性流等特殊流动阶段。如果生产动态数据展现出井储效应、双线性和线性流动阶段, 可以通过无因次井底流压及其导数的局部近似解进行特征线拟合。

① 早期井筒储集阶段

井底流压近似解为:

$$p_{wD} = \frac{t_D}{C_D} \quad (26)$$

以 $\Delta\psi \sim t$ 作图, 拟合早期直线段斜率 m 。基于文献[21]的无因次参数, 可得无因次井筒储集系数:

$$C_D = \frac{1}{m} \frac{p_{sc} q_r T}{\pi h T_{sc} z_{sc} (\mu \phi c_t)_r L_r^2} \quad (27)$$

② 双线性流阶段

基于Brown等^[13]解析推导结果, 无因次井底流压近似解为:

$$p_{wD} = \frac{\pi}{\sqrt{2C_{FD}}} \frac{t_D^{1/4}}{\Gamma(5/4)} + s_c \quad (28)$$

以 $\Delta\psi \sim t^{1/4}$ 作图, 拟合双线性流阶段的斜率 m , 可得裂缝无因次导流能力 C_{FD} 和储层表皮系数 s_c 。

③ 线性流阶段

基于Brown等^[17]解析推导结果, 无因次井底流压近似解为:

$$p_{wD} = \sqrt{\pi t_D} + \frac{\pi}{3C_{FD}} + s_c \quad (29)$$

以 $\Delta\psi \sim t^{1/2}$ 作图, 分析线性流阶段, 可得斜率和截距的拟合值, 进而求得参数间的关系。

2) 缝网参数试井反演流程

很多压裂井线性流、双线性流阶段不明显, 不能使用特征线拟合法, 而且缝网复杂形态与非均质性不能通过拟合特征线获得, 所以必须借助图版与自动历史拟合法。目前, 常用自动历史拟合算法包括梯度法、人工神经网络、集合卡曼滤波等。联合特征线分析与自动历史拟合法, 以特征线拟合结果作为约束, 提出了页岩气/煤层气压裂井非均质缝网反演流程, 如图13所示。

反演流程为: ① 根据已有地质、压裂施工和微地震监测资料, 建立复杂缝网模型; ② 根据所建立的模型, 确定需要反演的不确定性较大的模型参数; ③ 如果试井数据展现出线性流、双线性流阶段, 采用特征线拟合法建立部分反演参数间的关

系;④以特征线拟合结果作为约束,运用自动历史拟合方法进行试井数据的拟合,实现非均质缝网的反演。

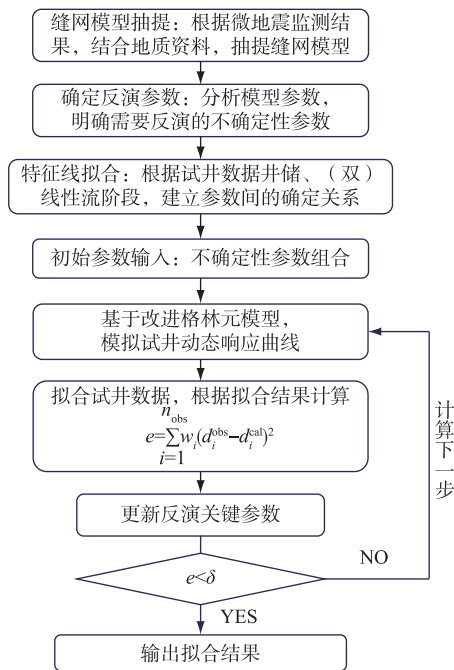


图 13 非均质缝网试井反演流程图

Fig. 13 The workflow for the interpretation of heterogeneous fracture networks using well testing

3.4 现场应用

以四川盆地某页岩气井为例,验证所提出的试井分析方法。该井水平段长 1 100 m,压裂 12 段,每段 2~3 簇。该井压后生产了 173 d,平均产量约 $7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,压力恢复试井监测数据、压裂液/支撑剂用量及微震监测结果如图 14~16 所示。

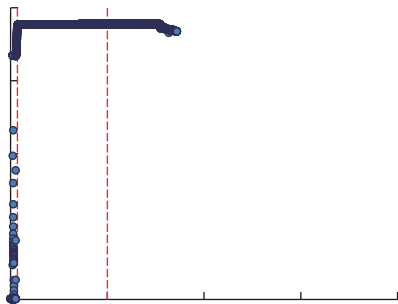


图 14 现场压力恢复测试数据

Fig. 14 The pressure build-up tests data in the field

根据压裂井非均质缝网试井反演流程,第一步是进行非均质缝网的建模。采用文献[31]中的方法,先后进行天然裂缝随机建模与水力裂缝扩展模拟。首先,以微地震监测结果作为重张天然裂缝的

位置,如图 16 所示,结合天然裂缝地质统计概率分布随机生成天然裂缝。根据朱利锋等^[34]的研究,该地区主要发育 NE-SW 向、NWW-SEE 向和 S-N 向 3 组构造裂缝,以前两组为主。假设裂缝方位角服从正态分布,其方差均为 5° ;3 组裂缝频率分布占比分别为 0.45,0.45,0.1(基于文献[34]的裂缝分布玫瑰图);裂缝长度均服从带上下限的正态分布。然后,基于天然裂缝建模结果,建立水力裂缝扩展模型。其中,水力裂缝扩展方位为垂直于最小主应力($\text{NW}80^\circ$)方位,水力裂缝长度以压裂各级压裂液与支撑剂用量进行约束。

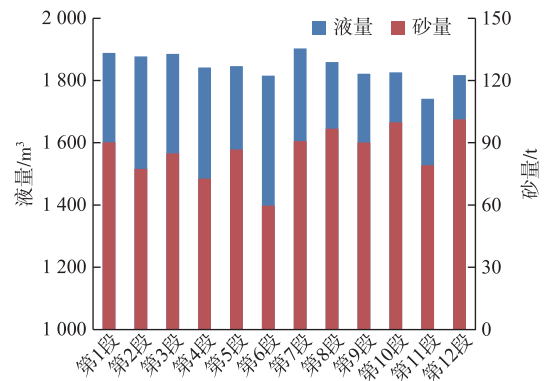


图 15 压裂各级支撑剂与压裂液用量

Fig. 15 The amount of fracturing fluid and proppant used for each stage

采用两个案例展示裂缝长度分布对缝网随机建模结果的影响。案例 1 中假定重张天然缝长度服从均值 35 m、方差 10 m、上下限 50 m 与 20 m 的正态分布,最大水力裂缝长度设定为 400 m;案例 2 中假定重张天然缝长度服从均值 55 m、方差 10 m、上下限 70 m 与 40 m 的正态分布,最大水力裂缝长度设定为 600 m。两个案例的缝网随机建模结果如图 17 所示,结果表明裂缝长度约束对缝网形态及其非均质性影响很大,缝网建模结果不确定性较大。为确定具体缝网形态与导流能力,须进一步采用试井数据进行参数拟合与校正。

试井数据拟合结果见图 17 和表 1,其中拟合参数用“*”标注,最终获得的缝网形态如图 18 所示。结果表明:早期双线性流和线性流阶段基本被井储和表皮掩盖,缝间干扰流阶段明显;由于本例中没有出现线性/双线性流阶段,不能采用特征线拟合法进行分析;采用文中提出的试井分析方法对现场数据拟合较好,可有效反演页岩气/煤层气压裂井非均质缝网,为气井后续压裂评价、产能预测、开发调整方案制定提供了必要条件。

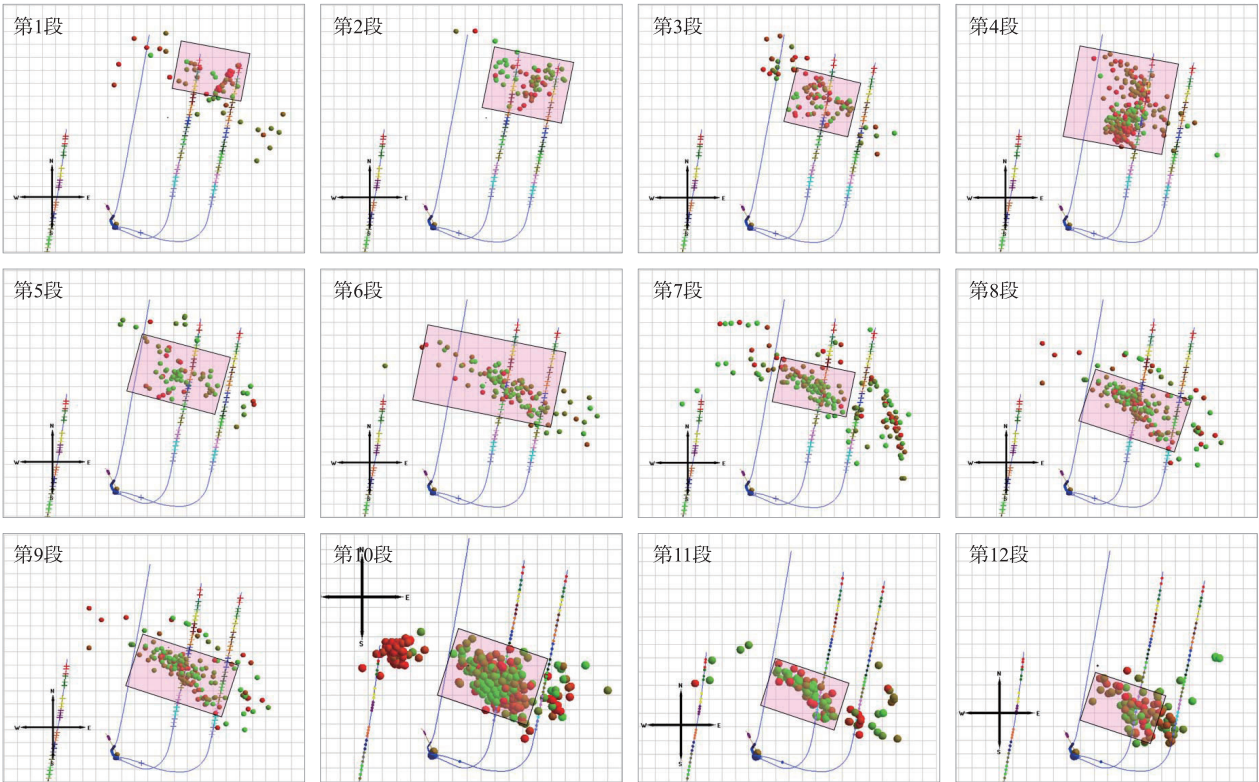


图 16 压裂各段微震监测结果

Fig. 16 Microseismic monitoring results for all the stages

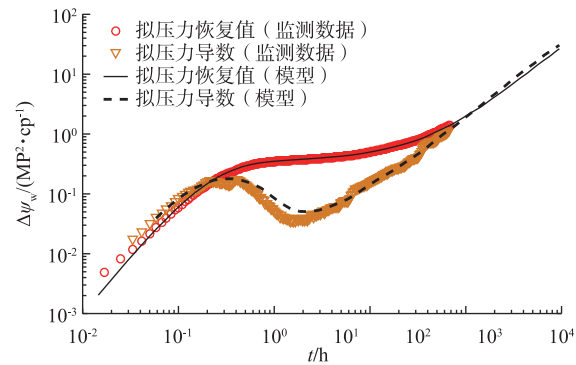


图 17 试井数据拟合结果

Fig. 17 The history matching results of the well testing data

表 1 试井实例的拟合参数			
Table 1 The interpreted parameters using the well testing case			
参数	取值	参数	取值
储层原始压力/MPa	42	原始含气饱和度/%	46
储层温度/K	368	气体相对重度	0.55
储层厚度/m	30	裂缝宽度/m	1×10^{-3}
基质渗透率/mD	5×10^{-5}	基质孔隙度/%	3.9
岩石压缩系数/MPa ⁻¹	1×10^{-5}	裂缝孔隙度/%	30
* 裂缝导流能力/(mD·m)	38	* 改造区渗透率/mD	0.42
* 窜流系数	2.1×10^{-3}	* 储容比/%	0.23
* 表皮系数	0.017	* 井储系数/(m³·MPa ⁻¹)	28

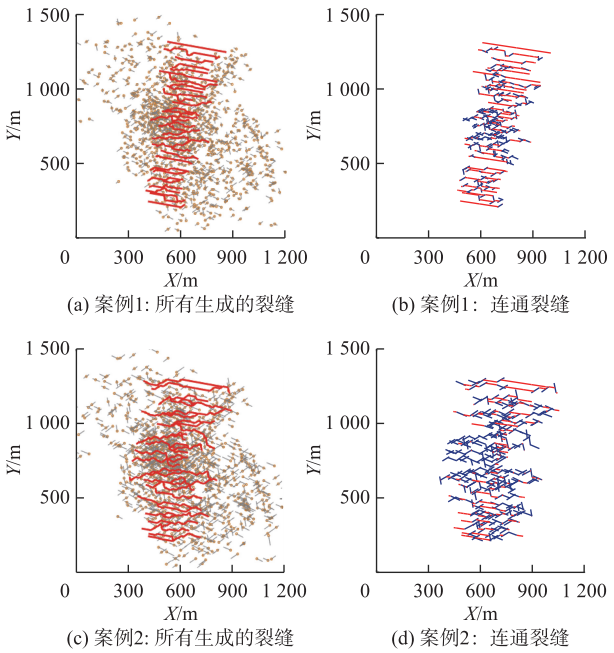


图 18 复杂缝网建模结果

Fig. 18 The modeling results of complex fracture networks

4 结 论

1) 页岩气/煤层气压裂后形成了复杂的非均质缝网,采用本文所提出的试井分析方法可以有效处

理复杂缝网形态及其非均质性;同时,通过 Laplace 变换可以将不同类型储层介质用于同一模型中,并将模型转化为相同的形式,应用非常方便。

2) 页岩气/煤层气压裂井复杂缝网-单区域模型的动态响应主要展示出 6 个流动阶段,包括井储和表皮影响阶段、双线性流动阶段、基质线性流阶段、缝间干扰流动阶段、过渡流动阶段和边界控制流动阶段,复杂缝网-分区模型会增加改造区拟稳态流动阶段。

3) 裂缝导流能力主要影响早期流动阶段,裂缝长度主要影响中期流动阶段;裂缝形态对压力动态响应影响较小,平板裂缝模型可以获得相近压力动态响应,但不同模型反映的储层非均质性差别较大,对后期调整措施的选取影响较大。在试井分析时,应尽可能结合地质、压裂、微震监测等多种数据以反演缝网的非均质性。

4) 改造区渗透率(微裂缝)对压力动态响应影响较大,改造区大小主要影响改造区拟稳态流及后期过渡流动阶段。压裂水平井的井筒储集与表皮系数较大,早期线性流和双线性流动阶段可能会被掩盖,缝间干扰流动阶段较明显。

参考文献:

- [1] 贾承造. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1445-1464.
JIA Chengzao. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1445-1464.
- [2] 张道勇, 朱杰, 赵先良, 等. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1598-1604.
ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598-1604.
- [3] 秦勇, 申建, 史锐. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择[J]. 煤炭学报, 2022, 47(1): 371-387.
QIN Yong, SHEN Jian, SHI Rui. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(1): 371-387.
- [4] 邹才能, 赵群, 王红岩, 等. 中国海相页岩气主要特征及勘探开发主体理论与技术[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 1-13.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 1-13.
- [5] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 1-14.
XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 1-14.
- [6] 黄中伟, 李国富, 杨睿月, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展趋势[J]. 煤炭学报, 2022, 47(9): 3212-3238.
HUANG Zhongwei, LI Guofu, YANG Ruiyue, et al. Review and development trends of coalbed methane exploitation technology in China[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(9): 3212-3238.
- [7] 徐凤银, 肖芝华, 陈东, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展方向[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(10): 205-215.
XU Fengyin, XIAO Zhihua, CHEN Dong, et al. Current status and development direction of coalbed methane exploration technology in China[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(10): 205-215.
- [8] 端祥刚, 吴建发, 张晓伟, 等. 四川盆地海相页岩气提高采收率研究进展与关键问题[J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1185-1200.
DUAN Xianggang, WU Jianfa, ZHANG Xiaowei, et al. Progress and key issues in the study of enhanced recovery of marine shale gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1185-1200.
- [9] 郭旭升, 胡德高, 舒志国, 等. 重庆涪陵国家级页岩气示范区勘探开发建设进展与展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 14-23.
GUO Xusheng, HU Degao, SHU Zhiguo, et al. Exploration, development and construction in the Fuling national shale gas demonstration area in Chongqing: progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 14-23.
- [10] 欧阳伟平, 孙贺东, 张冕. 考虑应力敏感的致密气多级压裂水平井试井分析[J]. 石油学报, 2018, 39(5): 570-577.
OUYANG Weiping, SUN Hedong, ZHANG Mian. Well test analysis for multistage fractured horizontal wells in tight gas reservoir considering stress sensitivity[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(5): 570-577.
- [11] WU Y H, CHENG L S, HUANG S J, et al. A practical method for production data analysis from multistage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Fuel, 2016, 186: 821-829.
- [12] FUENTES-CRUZ G, VALKO P P. Revisiting the dual-porosity/dual-permeability modeling of unconventional reservoirs: the induced-interporosity flow field[J]. SPE Journal, 2015, 20(1): 125-141.

- [13] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(6): 663-676.
- [14] STALGOROVA E, MATTAR L. Analytical model for unconventional multifractured composite systems [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013, 16(3): 246-256.
- [15] CLARKSON C R, NOBAKHT M, KAVIANI D, et al. Production analysis of tight-gas and shale-gas reservoirs using the dynamic-slippage concept [J]. SPE Journal, 2012, 17(1): 230-242.
- [16] XU B X, HAGHIGHI M, LI X F, et al. Development of new type curves for production analysis in naturally fractured shale gas/tight gas reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 105: 107-115.
- [17] CHEN Z M, LIAO X W, ZHAO X L, et al. A semi-analytical approach for obtaining type curves of multiple-fractured horizontal wells with secondary-fracture networks [J]. SPE Journal, 2016, 21(2): 538-549.
- [18] JIA P, CHENG L S, HUANG S J, et al. A comprehensive model combining Laplace-transform finite-difference and boundary-element method for the flow behavior of a two-zone system with discrete fracture network [J]. Journal of Hydrology, 2017, 551: 453-469.
- [19] WU M L, DING M C, YAO J, et al. Production-performance analysis of composite shale-gas reservoirs by the boundary-element method [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2019, 22(1): 238-252.
- [20] WU Y H, CHENG L S, FANG S D, et al. A novel edge-based Green element method for simulating fluid flow in unconventional reservoirs with discrete fractures [J]. SPE Journal, 2020, 25(2): 842-866.
- [21] WU Y H, CHENG L S, FANG S D, et al. A Green element method-based discrete fracture model for simulation of the transient flow in heterogeneous fractured porous media [J]. Advances in Water Resources, 2020, 136: 103489.
- [22] CHENG L S, WU Y H, HUANG S J, et al. A comprehensive model for simulating gas flow in shale formation with complex fracture networks and multiple nonlinearities [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 187: 106817.
- [23] 孙政, 黄炳香, 石军太, 等. 基于生产数据的煤层气井解吸区动态预测模型 [J]. 中国矿业大学学报, 2022, 51(5): 886-893.
- SUN Zheng, HUANG Bingxiang, SHI Juntao, et al. Prediction models of dynamic desorption area for CBM well based on production data [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2022, 51(5): 886-893.
- [24] LEE A L, GONZALEZ M H, EAKIN B E. The viscosity of natural gases [J]. Journal of Petroleum Technology, 1966, 18(8): 997-1000.
- [25] DRANCHUK P M, ABOU-KASSEM H. Calculation of z factors for natural gases using equations of state [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1975, 14(3).
- [26] 李相方, 蒲云超, 孙长宇, 等. 煤层气与页岩气吸附/解吸的理论再认识 [J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1113-1129.
- LI Xiangfang, PU Yunchao, SUN Changyu, et al. Recognition of absorption/desorption theory in coalbed methane reservoir and shale gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1113-1129.
- [27] DAY S, SAKUROVS R, WEIR S. Supercritical gas sorption on moist coals [J]. International Journal of Coal Geology, 2008, 74(1/4): 203-214.
- [28] 林海飞, 仇悦, 韩双泽, 等. 脉冲超声波激励对煤的孔隙全尺度改造效应 [J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(8): 139-149.
- LIN Haifei, QIU Yue, HAN Shuangze, et al. Stimulation effect of pulsed ultrasonic excitation on coal pores with full-scale pore sizes [J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(8): 139-149.
- [29] DEHGHANPOUR H, XU M, HABIBI A. Fundamentals of gas shale reservoirs [M]. Wiley, 2015.
- [30] 吴克柳, 陈掌星. 页岩气纳米孔气体传输综述 [J]. 石油科学通报, 2016, 1(1): 91-127.
- WU Keliu, CHEN Zhangxing. Review of gas transport in nanopores in shale gas reservoirs [J]. Petroleum Science Bulletin, 2016, 1(1): 91-127.
- [31] WU Y H, CHENG L S, KILLOUGH J, et al. Integrated characterization of the fracture network in fractured shale gas reservoirs: stochastic fracture modeling, simulation and assisted history matching [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 205: 108886.
- [32] STEHFEST H. Numerical inversion of Laplace transforms [J]. Communication of the ACM, 1970, 13(1): 47-49.
- [33] BO S, ECONOMIDES M, EHLIG-ECONOMIDES C, et al. Design of multiple transverse fracture horizontal wells in shale gas reservoirs [C]. USA: SPE Hydraulic Fracture Technology Conference, 2011.
- [34] 朱利锋, 翁剑桥, 吕文雅. 四川长宁地区页岩储层天然裂缝发育特征及研究意义 [J]. 地质调查与研究, 2016, 39(2): 104-110.
- ZHU Lifeng, WENG Jianqiao, LYU Wenya. The significance and characteristics of natural fractures of the shale in Changning area, Sichuan province [J]. Geological Survey and Research, 2016, 39(2): 104-110.