

# 基于MCMC的页岩气藏压裂缝网不确定性反演法

贾品<sup>1,2\*</sup>, 封皓然<sup>1,2</sup>, 王苏冉<sup>3</sup>, 王志凯<sup>3</sup>, 牛焱昱<sup>1,2</sup>, 程林松<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

3 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028

\* 通信作者: jiapin1990@163.com

收稿日期: 2022-08-19

国家自然科学基金青年基金“致密储层‘压裂成藏’油水赋存状态变化机理及渗流数学模型研究(No. 51004307)”资助

**摘要** 水平井体积压裂是实现页岩气经济开发的有效手段。水力压裂能够形成三维立体复杂裂缝网络, 改善页岩气藏渗流环境, 但由于页岩气藏基础参数的不确定性, 尤其是复杂的孔渗条件、地层温压系统及非线性渗流机理给页岩气压裂缝网反演带来了极大的不确定性, 导致准确评估页岩气藏压裂效果困难。本文首先构建了联合直线分析法和图版拟合法的缝网参数确定性反演方法, 然后讨论了缝网反演所需基础参数的不确定性, 以此提出一种基于马尔可夫—蒙特卡洛方法(MCMC)的页岩气藏压裂缝网不确定反演方法, 通过随机生成基础参数样本集, 利用确定性方法解释不同样本集下的缝网关键参数, 给出其多组合性及概率分布。最后, 结合我国西南地区某页岩气区块一口体积压裂水平井的生产动态, 明确了压裂缝网四个关键参数的不确定性排序, 并反演出了关键参数值及P10、P50、P90的概率结果, 评价了由于基础参数的不确定性对压裂缝网参数解释结果的影响程度, 对页岩气藏压裂效果评价及合理开发对策制定提供了较全面的实际指导。

**关键词** 页岩气藏; 直线分析法; 图版拟合; 马尔可夫—蒙特卡洛方法; 不确定性反演

## Uncertainty inversion method of fracture network in shale gas reservoir based on MCMC

JIA Pin<sup>1,2</sup>, FENG Haoran<sup>1,2</sup>, WANG Suran<sup>3</sup>, WANG Zhikai<sup>3</sup>, NIU Langyu<sup>1,2</sup>, CHENG Linsong<sup>1,2</sup>

1 State Key Laboratory of Oil and Gas Resources and Exploration, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China

**Abstract** Horizontal well combined with volume fracturing technics is an effective means to achieve the economic development of shale gas. Hydraulic fracturing can form a three-dimensional complex fracture network and improve the flow environment of shale gas reservoirs. However, due to the complexity of shale gas reservoir's basic characteristics, especially the porosity-permeability conditions, formation temperature-pressure system and nonlinear flow mechanism in porous media make the inversion of shale gas pressure fracture network more uncertain, which makes it difficult to accurately evaluate the fracturing effect of shale gas reservoirs. Firstly, based on the dimensionless production solution of shale gas under constant-pressure

引用格式: 贾品, 封皓然, 王苏冉, 王志凯, 牛焱昱, 程林松. 基于MCMC的页岩气藏压裂缝网不确定性反演法. 石油科学通报, 2023, 05: 637-648

JIA Pin, FENG Haoran, WANG Suran, WANG Zhikai, NIU Langyu, CHENG Linsong. Uncertainty inversion method of fracture network in shale gas reservoir based on MCMC. Petroleum Science Bulletin, 2023, 05: 637-648. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.05.060

production conditions, this paper obtained the local solutions of linear flow and boundary control flow in shale gas production process, introduces the mass balance pseudo-time and normalized pseudo-pressure to construct a deterministic inversion method of shale gas fracture network parameters combining the linear analysis method and the chart fitting method, and analysed the uncertainty of basic parameters required for fracture network inversion. The quantitative characterization formulas of uncertain parameters, which include reservoir parameters such as shale porosity and shale permeability et al, the characterization parameters of shale gas nonlinear flow and adsorption-desorption mechanism and the basic parameters required for inversion, were given respectively in this paper. Moreover, a fracture network uncertain inversion method of shale gas reservoir based on Markov Chain Monte Carlo method (MCMC) was proposed. MCMC sampling method was used to obtain the probability distribution of reservoir parameters, adsorption-desorption and flow parameters, and basic parameters of fracture network. By combining linear flow analysis method and chart fitting method, typical flow stages were identified and fitted to obtain the probability distribution of each inversion parameter. By randomly generating the sample set of basic parameters, the key parameters of fracture network under different sample sets were interpreted by deterministic method, and the key fracture network parameters such as artificial fracture length, conductivity, permeability and fracture width of reconstruction area and their probability distribution were quickly obtained. Finally, by analyzing the production performance of a volume fracturing horizontal well in a shale gas block in Southwest China, the uncertainty ranking of the four key parameters of the fracturing network was clarified, and the key parameter values and the probability results of  $P_{10}$ ,  $P_{50}$  and  $P_{90}$  were given. The uncertainty of artificial fracture half-length and artificial fracture conductivity was strong, the uncertainty of permeability in the reconstruction area was ordinary, and the uncertainty of width in the reconstruction area was weak. The research results provide a more comprehensive practical guidance for the evaluation of shale gas reservoir fracturing effect and the formulation of reasonable development strategy.

**Keywords** shale gas reservoir; straight line analysis method; type curve method; Markov Chain Monte Carlo method; uncertainty inversion

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.05.060

## 0 引言

我国页岩气资源分布广泛且储量丰富,可采资源量达  $15 \times 10^{12} \sim 30 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 近些年先后设立了涪陵、长宁-威远和昭通等国家级页岩气示范区, 3500 m 以上浅储层地质压裂工程一体化技术基本成型, 实现了我国浅层页岩气的工业化生产; 3500 m 以下深储层页岩气也得到有效的尝试性开发, 发展潜力巨大。不论对于浅层还是深层页岩气, 由于页岩基质以微纳米级孔隙为主, 储层渗透率极低、物性更差, 能够形成三维立体复杂裂缝网络的水平井体积压裂技术成为了页岩气经济有效开发的主要手段。其中, 准确反演压裂缝网参数是压裂效果评价、压裂优化设计及产能设计的关键问题, 也一直是页岩气藏压裂及开发工程方面的热点问题。

页岩气藏压裂缝网的反演通常是基于一个适合于目标区的渗流数学模型, 通过不断调整缝网参数对实际生产动态数据或其相关变形量进行拟合从而实现缝网关键参数的推算。目前常见的线性流分析法、图版拟合法及生产历史拟合法均属于此类方法的范畴。线性流分析法通过绘制拟压力规整化产量和物质平衡拟时间的双对数曲线, 找出曲线上的线性流段, 拟合线性流段的斜率和截距获得缝网参数。国内外大多数研究都采用 Wattenbarger<sup>[1]</sup>、Bello 和 Wattenbarger<sup>[2]</sup>、

Al-Ahmadi 和 Wattenbarger<sup>[3]</sup>、Brown<sup>[4]</sup>、Stalgorova 和 Mattar<sup>[5]</sup>等提出的线性流模型。Nobakht 和 Matter<sup>[6]</sup>、Clarkson 等<sup>[7]</sup>、Qanbari 和 Clarkson<sup>[8]</sup>、Xu 等<sup>[9]</sup>通过确定的原始地层压力, 储层厚度, 压裂段间距(通常认为段间全改造), 基质及裂缝的压缩系数, 基质及裂缝的孔隙度, 及气体吸附解析参数等参数对压裂缝长度、导流能力及改造区大小、渗透率进行反演。图版拟合法是基于缝网流动模型绘制裂缝关键参数影响下的产量敏感性图版, 运用理论图版拟合实际生产, 从而反演缝网参数。由于简化的物理模型, 线性流分析法、图版拟合法能够反演的参数有限。Moghadam<sup>[10]</sup>等和 Abdulal 等<sup>[11]</sup>应用图版拟合法反演了页岩气井储层参数。生产历史拟合法多用于复杂缝网形态的近似表征, Li 和 Zhu<sup>[12]</sup>研究了水平井压裂过程的温度不稳态响应, Zhang 和 Zhu<sup>[13]</sup>进一步提出了裂缝长度和导流能力反演方法。结合微地震和岩心数据, Cipolla 等<sup>[14]</sup>、Weng 等<sup>[15]</sup>提出了一种利用微地震事件位置校准地质力学模型并生成缝网的方法, Gamboa 等<sup>[16]</sup>和 Sun 等<sup>[17]</sup>进一步通过考虑页岩气水排采动态建立了一种压裂缝网展布形态解释方法。基于生产历史拟合的缝网参数反演存在历史拟合数据量大、耗时耗力及适用性差等不足。

确定性反演需要相对准确的输入参数, 才能得到合理的反演值。由于渗流数学模型本身包含了众多因素, 例如储层参数、流体性质及非线性渗流机理, 这

都给页岩气压裂缝网反演带来了极大的不确定性。因此,页岩气藏压裂缝网反演应该不是一个确定性过程,而是由于基础参数的不确定性引起的一个不确定过程。上述的3类方法均是确定性反演方法,即给定了基础参数后,便反演出了一套缝网参数,人们还无法明确缝网反演参数的多组合性及其概率分布,难以客观并全面评估页岩气压裂改造效果。近几年,基于马尔可夫一蒙特卡洛方法(MCMC)的不确定反演方法已经广泛应用于岩石物理领域<sup>[18-19]</sup>,但在页岩气藏领域还仅停留在基于MCMC的不确定性产能评价,针对压裂缝网参数不确定性的反演研究鲜少,亟需提出一种适用于页岩气藏压裂缝网参数的不确定性反演方法。

本文针对页岩气藏压裂缝网参数在历史拟合过程中的不确定性,基于马尔可夫一蒙特卡洛方法(MCMC)的原理,提出一种适用于页岩气藏的压裂缝网反演方法。通过随机生成反演所需的基础参数样本集,构建缝网参数解释模型,联合线性流分析法和图版拟合法,获取缝网反演参数的多组合性及其概率分布,评价由于基础参数的不确定性对压裂缝网参数解释结果的影响程度,对页岩气藏压裂效果评价及合理开发对策制定提供较全面且实际的指导。

### 1 压裂缝网确定性反演

如上所述,页岩气藏压裂缝网的不确定性反演要基于压裂缝网的确定性反演,即通过随机抽样方法产生若干基础参数的样本集,针对每个样本集进行对应的压裂缝网确定性反演,然后收集若干基础参数样本下的反演结果,从而得到压裂缝网参数的组合及概率分布。以下首先给出页岩气藏压裂缝网参数的确定性反演方法,然后阐述压裂缝网反演所需基础参数的不

确定性,从而建立不确定性反演方法,最后进行实例分析。

#### 1.1 页岩气藏压裂水平井物理模型

如图1所示,页岩气藏一口水平井经体积压裂后,形成了复杂的裂缝网络系统,即压裂改造体(SRV)。整个储层可等效为由人工裂缝、压裂改造区(内区)和未改造区(外区)三个区域组成的系统。人工裂缝考虑为等长双翼缝;内区考虑压裂改造形成的复杂缝网系统,将其处理成高渗透区域;外区由于几乎没有受到压裂改造,将其处理成低渗透区域。其他基本假设为:

- (1)储层为水平等厚,水平井位于储层中心,裂缝贯穿整个储层;
- (2)考虑气体及岩石的压缩性,不考虑重力作用;
- (3)各区域内气体流动都视为线性流,即外区系统流体线性流入内区系统,再由内区系统线性流入人工裂缝,最后由人工裂缝线性流入水平井筒(如图1所示)。

#### 1.2 压裂缝网确定性反演方法

页岩气主要以游离态、吸附态和溶解态3种形式赋存于页岩储层中,其中游离态和吸附态占比最高。Al-Ahmadi和Wattenbarger<sup>[20]</sup>针对考虑页岩气吸附解析及非线性流动机理的三线性流模型做了大量工作,本文在此基础上构建基于产量递减分析的压裂缝网参数反演方法。对于图1所示的物理模型,其在定压生产条件下拉普拉斯空间的无因次产量解为<sup>[21]</sup>:

$$\bar{q}_D = \frac{\sqrt{sf(s)}}{2\pi s} \tanh[\sqrt{sf(s)} \cdot y_{eD}] \tag{1}$$

式中,  $f(s)$  定义为:

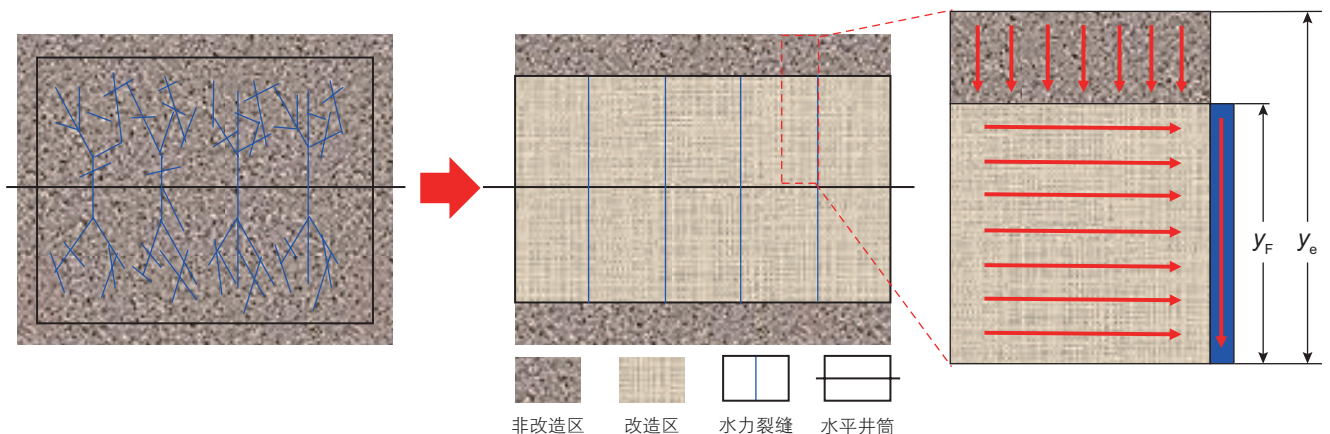


图1 页岩气藏压裂缝网物理模型示意图

Fig.1 Schematic diagram of physical model of fracture network in shale gas reservoir



$$\begin{cases} f(s) = \omega + \frac{\lambda_{IF}}{3S} \sqrt{s f_f(s)} \tan h[\sqrt{s f_f(s)}] \\ f_f(s) = \frac{3}{\lambda_{IF}} (1-\omega) - \frac{3}{\lambda_{I0} y_{FD}} \sqrt{\eta_D/s} \times \\ \quad \tanh[\sqrt{s \eta_D} (y_{FD} - y_{eD})] \end{cases} \quad (2)$$

其中,  $q_D$ 为无因次产量,  $y_{FD}$ 为无因次裂缝半长,  $y_{eD}$ 为无因次外区宽度,  $\lambda_{IF}$ 为内区与人工裂缝窜流系数比,  $\lambda_{I0}$ 为内区与外区窜流系数比,  $\eta_D$ 为无因次导压系数,  $\omega$ 为弹性储容系数,  $s$ 为拉普拉斯变量。以上所有变量均为无因次, 其具体定义可参考笔者文章<sup>[22]</sup>。

大量矿场页岩气压裂井开发动态表明生产早期页岩气流动通常会出现较为明显的线性流特征, 生产中后期流态以边界控制流为主<sup>[23]</sup>, 直线分析方法是分析线性流及边界控制流的重要技术手段。直线分析法基于线性流或边界控制流阶段压力及产量与时间的局部解, 通过绘制特定变量的坐标图, 利用斜率或截距推算压裂缝网参数, 如表1所示。本文首先采用直线分析方法定量分析页岩气产量动态数据, 利用线性流获取人工裂缝半长与改造区渗透率关系 $y_F \sqrt{k_1}$ , 利用边界控制流获得改造体积大小, 再以这些值为初值或约束条件利用图版拟合法反演得到人工裂缝半长、人工裂缝导流能力、改造区渗透率及改造区宽度参数。

实际矿场生产中, 页岩气压裂井往往是以变产量或变井底流压生产, 生产动态分析需引入物质平衡拟时间和拟压力规整化产量分析变工作制度下生产动态。其中, 物质平衡拟时间项为:

$$t_{ca} = \frac{(\mu_g c_{it}^*)_i}{q_g} \sum_{i=0}^n \frac{q_g}{\mu_g c_{it}^*} \quad (3)$$

其中,  $q_g$ 为每一时间步的产气量,  $m^3/d$ ;  $\mu_g$ 为气体的粘度,  $mPa \cdot s$ ;  $c_{it}^*$ 为综合压缩系数,  $MPa^{-1}$ 。  $c_{it}^*$ 可以表示为:

$$c_{it}^* = c_{pm} + c_g(p_m) + c_d(p_m) \quad (4)$$

式中,  $c_{pm}$ 为基质压缩系数,  $MPa^{-1}$ ;  $c_g(p_m)$ 为气体压缩系数,  $MPa^{-1}$ ;  $c_d(p_m)$ 解吸压缩系数, 可以表示为:

$$c_d = \frac{p_{sc} z(\bar{p}_m) T V_L p_L}{\phi_m z_{sc} T_{sc} \bar{p}_m (p_L + \bar{p}_m)^2} \quad (5)$$

其中,  $T_{sc}$ 为标况温度,  $K$ ,  $T$ 为油藏温度,  $K$ 。  $z$ 为无因次气体压缩因子;  $z_{sc}$ 为标况下的无因次气体压缩因子;  $V_L$ 为Langmuir体积,  $m^3/m^3$ ;  $p_L$ 为Langmuir压力,  $MPa$ ;  $\phi_m$ 为基质孔隙度, 无因次;  $\bar{p}_m$ 为平均基质压力,  $MPa$ 。

$\mu_g$ 和 $c_{it}^*$ 均为基质压力的函数, 需要通过物质平衡方程解出压力, 基质的物质平衡方程为:

$$W_g = V_{pm} S_{mgi} \left( \frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) + V_{pm} \left( \frac{V_L p_i}{p_L + p_i} - \frac{V_L \bar{p}}{p_L + \bar{p}} \right) \quad (6)$$

其中,  $W_g$ 是累积产气量;  $V_{pm}$ 是改造区系统的总孔隙体积,  $m^3$ ;  $S_{mgi}$ 为初始含气饱和度;  $B_{gi}$ 是原始地层压力下的气体体积系数,  $B_g$ 是平均压力下的气体体积系数, 是压力的函数;  $p_i$ 为原始地层压力,  $MPa$ 。平均压力的求解可以使用牛顿迭代法, 是改造区系统的总孔隙体积可以表示为:

$$V_{pm} = 4hL_s x_f \phi_m \quad (7)$$

其中 $h$ 为储层厚度,  $m$ ;  $x_f$ 为人工裂缝半长,  $m$ ; 这里人工假设半缝长初值用于计算物质平衡拟时间, 与解释出的结果对比迭代。  $L_s$ 为改造区宽度,  $m$ ; 通过统计水平井长度和压裂段数可折算得到。

拟压力归整化产量项为:

$$q_N = \frac{q_g}{\psi_i - \psi_{wf}} \quad (8)$$

式中,  $\psi_i$ 为原始地层压力下对应的拟压力,  $MPa^2/mPa \cdot s$ ;  $\psi_{wf}$ 为井底流压对应的拟压力,  $MPa^2/mPa \cdot s$ 。以一口体积压裂水平井数值模拟模型验证上述线性流分析法和图版拟合法联合解释压裂缝网参数的流程, 模型示意如图2所示, 水平段长度为1500 m, 压裂25段, 段间完全改造。人工裂缝渗透率为5000 mD, 人工裂

表1 直线分析法变量及反演参数表

Table 1 Table of variables and inversion parameters of linear analysis method

流动阶段	双对数曲线特征	Y	X	反演裂缝参数
线性流	斜率为 1/2	$\frac{\psi_i - \psi_{wf}}{q_g}$	$\sqrt{t_{ca}}$	$y_F \sqrt{k_1} = \frac{1.35 \times 10^{-3} T L_F}{m_L A_{cw} \sqrt{\mu_{gi} (\phi_i c_{di} + \phi_f c_{fi})}}$
边界控制流	斜率为 1	$\frac{q_g}{\psi_i - \psi_{wf}}$	$G_i \frac{\psi_i - \psi_R}{\psi_i - \psi_{wf}}$	$G_i$ 从 x 轴截距得到

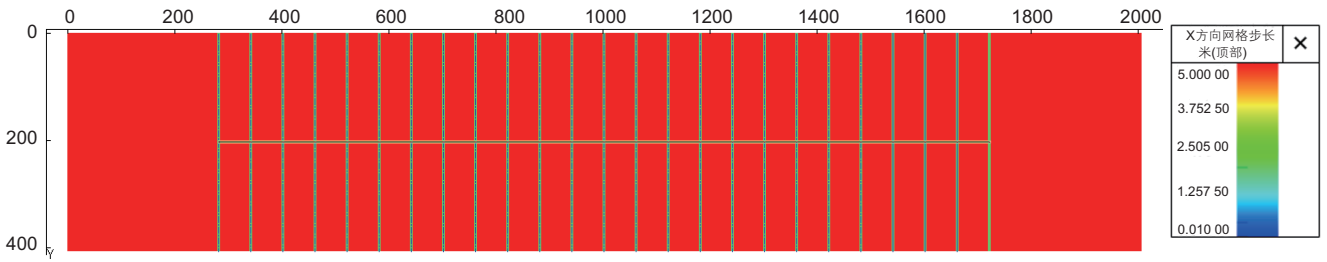


图 2 数值模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of numerical model

缝半长为 102.5 m, 改造区渗透率为  $5 \times 10^{-4}$  mD, 改造区宽度为 30 m, 压裂液仅赋存于人工主缝中, 基质内不含水。

基于线性流分析法和图版法联合解释压裂缝网参数, 具体解释流程为: (1)通过实际产气量及井底流压动态数据计算物质平衡拟时间和归一化拟压力, 绘制两者的双对图版曲线并识别流动阶段, 如图 3 所示。图 3 中可以明显看出线性流, 边界控制流两个流动阶段, 在边界流之前, 由于数据点时间间隔过短, 没有明显的双线性流阶段, 通过流态的划分可以进一步验证三线性流的流动阶段划分合理; (2)提取双对数图版线性流阶段曲线特征, 拟合直线段斜率  $mL$ (图 4), 利用表 1 中的关系式确定人工裂缝半长与改造区渗透率关系  $y_F \sqrt{k_1}$ , 进一步提取双对数图版中的边界控制流阶段曲线特征, 拟合直线与 x 轴的截距(图 5), 利用表 1 中的关系式确定改造体大小; (3)以线性流拟合关系式及边界控制流得到的改造体大小为约束, 不断调整人工裂缝半长、人工裂缝渗透率、改造区渗透率及改造区宽度参数, 拟合全生产历史动态下的物质平衡拟时间和规整化产量图版, 反演缝网参数, 如图 6 所示。反演参数见表 2, 可以看出压裂缝网的 4 个关键参数

反演值与数值模型值几乎一致, 吻合度均在 94.4% 以内, 验证了确定性反演方法的准确性和可靠性。

## 2 基础参数不确定性分析

压裂缝网反演过程中所需基础参数的不确定性影响着线性流分析和图版拟合的参数解释结果。页岩气藏压裂缝网参数反演的不确定性主要来源于以下两方面: 一方面由于输入参数多且适用范围有限, 如天然

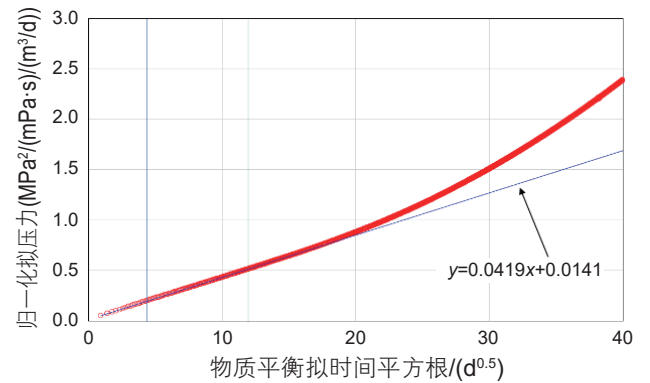


图 4 线性流直线分析图

Fig. 4 Linear flow line analysis diagram

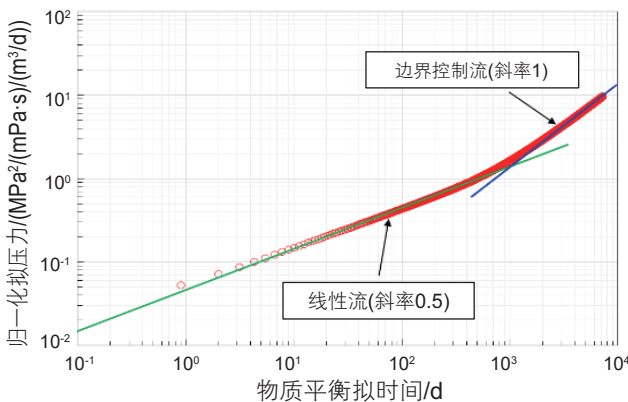


图 3 生产不同阶段流态划分

Fig. 3 Flow regime division in different production stages

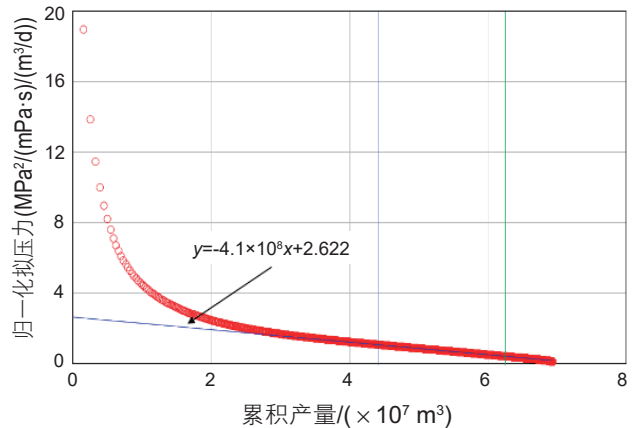


图 5 边界控制流直线分析图

Fig. 5 Boundary-dominated flow analysis diagram

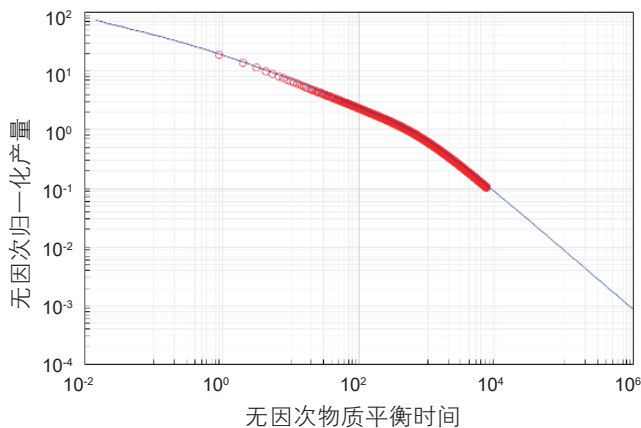


图6 产量递减图版拟合结果

Fig. 6 Production decline type curve fitting

岩心及测井资料获取的储层参数本质上仅代表了近井筒附近储层物性，而无法准确反映储层整体性质；另一方面复杂缝网多参数反演易出现局部最优解，图版拟合的多解性强。以下给出了页岩气藏压裂缝网反演中的不确定性参数分析。

页岩储层参数不确定性：页岩储层参数主要包括储层有效厚度、原始地层压力、原始地层温度、含气饱和度、基质孔隙度。页岩纵向不同埋深及平面井间参数存在差异，基于目标区储层物性评价资料可确定

该类参数的分布及范围。

页岩吸附解析及流动参数不确定性：页岩不同井区的干酪根及初始含气量存在差异，且含气量随着储层埋深增加而增加。另外，由于不同区域储层页岩基质孔隙直径变化大，气体流动参数在不同位置处也不同。因此，页岩吸附解析及流动参数不确定性分别体现在兰氏体积、兰氏压力和扩散系数中。

页岩压裂缝网基础参数不确定性：页岩储层经过大型水力压裂后，人工裂缝半长、人工裂缝渗透率、改造区渗透率及改造区宽度参数需要反演，但裂缝压缩系数、改造区孔隙度、改造区压缩系数需要作为反演的基础参数提前提供，该类参数具有不确定性。通过统计目标区块的各井的原始地层压力，储层有效厚度，朗格缪尔体积，朗格缪尔压力，水平井长度，基质孔隙度，基质压缩系数，裂缝压缩系数，选择合适的概率密度函数(表3)进行拟合，得到针对该区块的不同储层参数的概率密度函数。

### 3 基于MCMC的压裂缝网不确定反演

本文基于马尔可夫-蒙特卡洛方法(MCMC)对页岩气藏水平井压裂缝网参数进行不确定性反演。基于页岩气藏压裂水平井基础参数，采用MCMC抽样

表2 数值模型参数反演参数表

Table 2 Numerical model parameter inversion parameter table

参数	数模值	反演值
人工裂缝渗透率/mD	5000	5068
人工裂缝半长/m	102.5	103.7
改造区渗透率/mD	$5 \times 10^{-4}$	$5.28 \times 10^{-4}$
改造区宽度/m	30	28.9

表3 常用概率密度函数

Table 3 Common probability density function

常用概率分布名称	概率密度函数	期望值
均匀分布	$f_x(x) = \frac{1}{b-a}$	$E(x) = \frac{a+b}{2}$
指数分布	$f_x(x) = \frac{1}{a} \exp\left[-\frac{x}{a}\right]$	$E(x) = a$
正态分布	$f_x(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]$	$E(x) = \mu$
卡方分布	$f_x(x) = \frac{(1/2)^{k/2}}{\Gamma(k/2)} x^{k/2-1} e^{-x/2}$	$E(x) = k$

方法获取储层参数、吸附解析及流动参数、压裂缝网基础参数的概率分布，结合线性流分析法和图版拟合法识别典型流动阶段，拟合生产动态，获取各反演参数的概率分布。MCMC 抽样方法的基本思想是采用 Metropolis 抽样方法，构造一个遍历的马尔可夫链，从任意概率向量出发，通过多次迭代计算，获得不变分布，使其成为所需要的抽样分布。抽样次数越大，抽样分布越趋于一个稳定分布。MCMC 抽样基于贝叶斯理论，其表达式为：

$$\pi(\theta_i|y) = \frac{F(y|\theta_i)\pi(\theta_i)}{\int F(y|\theta)\pi(\theta)d\theta} \quad (9)$$

其中， $\pi(\theta_i)$  为基础参数取值为  $\theta_i$  的概率，可通过基础参数的概率分布函数获得； $F(y|\theta_i)$  为参数取值为  $\theta_i$  时，缝网反演参数为  $y$  的概率密度。每组的反演参数通过每组基础参数的确定性反演获得，通过大量的反演后即可得到缝网反演参数为  $y$  的概率； $\pi(\theta_i|y)$  为缝网反演参数分布下，基础参数取值为  $\theta_i$  的概率，为待求的后验概率一般情况下， $\pi(\theta_i|y)$  对应的分布需要经过抽样才能获得，采用 MCMC 中的 Metropolis 抽样方法，压裂缝网参数不确定性反演流程如下：

- ① 生成基础参数：设置储层、流动及裂缝基础参数的初始样本  $\theta_s$ ，通常取各参数分布的中值；
- ② 基础参数分布抽样：根据区块基础参数分布概率(统计获得)，产生新样本  $\theta_p$ ；
- ③ 计算新样本  $\theta_p$  接收概率  $p$ ：接受概率  $p$  的计算

方法：

$$p = \min\left[1, \frac{\pi(\theta_p|y)F(\theta_{s-1}|\theta_p)}{\pi(\theta_{s-1}|y)F(\theta_p|\theta_{s-1})}\right] \quad (10)$$

④ 判断是否更新样本：产生一个  $(0, 1)$  随机数  $r$ ，若  $r < p$ ，接受新样本  $\theta_s = \theta_p$ ，反之  $\theta_s = \theta_{s-1}$ ；

⑤ 判断是否结束：若达到最大迭代步数，则抽样结果统计，否则返回步骤②。具体的不确定性反演方法流程如图 7 所示。

## 4 实例应用

### 4.1 基础参数不确定性分析

以我国西南地区某页岩气藏一口体积压裂水平井为例进行分析，该气藏埋深约 3500 m，储层有效厚度约 30 m，储层中深压力为 67.3 MPa，地层温度 375 K，初始含水饱和度约为 0.45。岩心分析结果表明，页岩基质孔隙度约为 0.04，渗透率跨度较大 ( $10^{-5}$  mD~ $10^{-3}$  mD)。该水平井分为 26 段压裂，每段压裂 3 簇，压裂总段长 1430 m，入地总液量 53831 m<sup>3</sup>，入地总砂量 2442.4 t。该页岩气藏压裂水平井的产气动态及井底流压如图 8 所示。根据该地区临井基础资料分析，获取了储层参数、流动参数及压裂缝网基础参数的范围及概率分布，如表 4 所示。

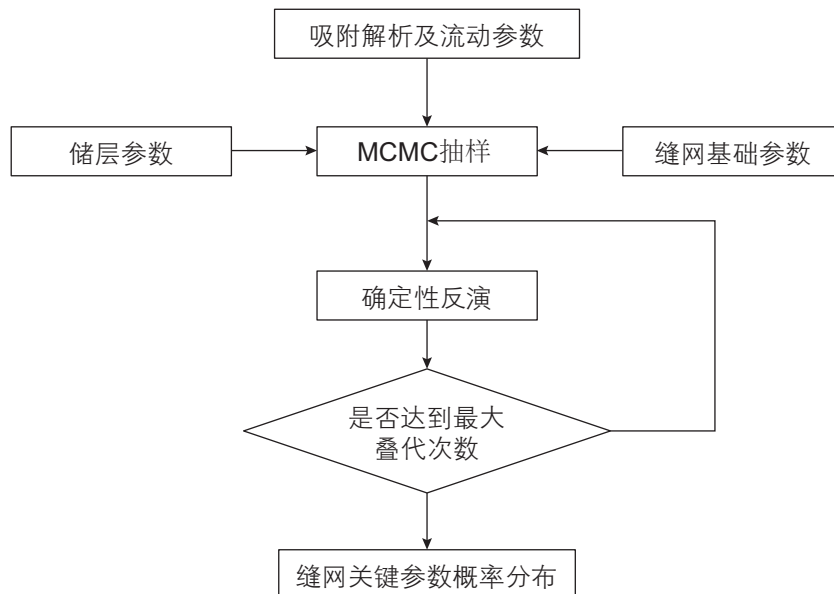


图 7 页岩气藏压裂缝网参数不确定性反演流程图

Fig. 7 Flow chart of parameter uncertainty inversion of pressure fracture network in shale gas reservoir

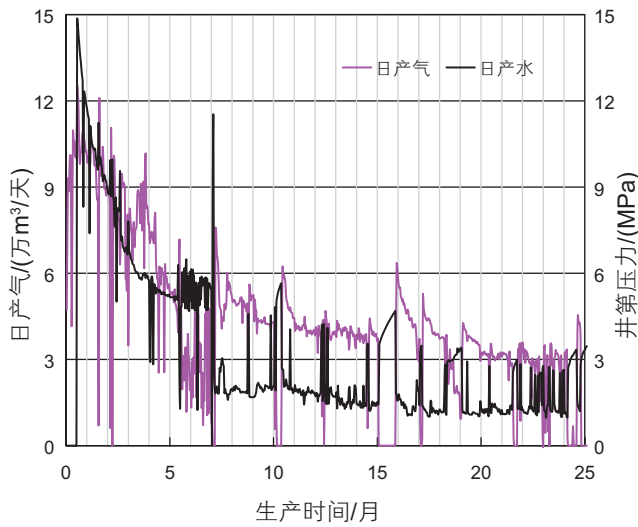


图8 生产动态数据图

Fig. 8 Production dynamic data fitting

表4 各相关参数取值

Table 4 Values of relevant parameters

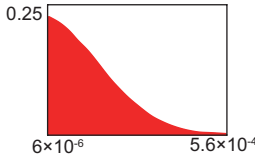
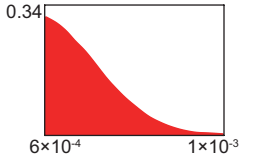
参数	最小值	取值	最大值	分布
原始地层压力/MPa <sup>-1</sup>	27	29.5	32	
储层有效厚度/m	10	15	20	
朗格缪尔体积/m <sup>3</sup>	2.12	2.86	3.78	
朗格缪尔压力/MPa	7.43	9.18	11.56	
水平井长度/m	1300	1500	1700	
基质孔隙度	0.041	0.064	0.083	

## 4.2 压裂缝网参数解释

基于表4中基础参数的概率分布,利用MCMC随机生成至少1000个基础参数样本集合,再利用不同的基础参数样本结合等式(3)和(4)计算物质平衡拟时间及归一化拟压力,绘制出1000个页岩气流动特征双对数曲线。为了便于展示,图9(a)给出了其中基于6个基础参数样本的曲线,可以看出生产早期气体流动表现出斜率为1/2的线性流特征,表明改造区得到有效动用,改造区内气体线性流入人工裂缝中;随后出现斜率为1的边界控制流,改造区压力不断衰竭。如图9(b)和9(c)所示通过拟合线性流阶段和边界控制流阶段的直线段,分别可获得人工裂缝半长与改造区渗透率关系以及改造体大小,进一步通过拟合物质平衡拟时间和归一化产量图版,如图9(d)所示,进而反演获



(续表)

参数	最小值	取值	最大值	分布
基质压缩系数/MPa <sup>-1</sup>	$6 \times 10^{-6}$	$8 \times 10^{-5}$	$5.6 \times 10^{-4}$	
裂缝压缩系数/MPa <sup>-1</sup>	$6 \times 10^{-4}$	$8 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-3}$	

得压裂缝网在每个基础参数样本下的参数。

### 4.3 压裂缝网参数不确定性分析

基于图 9 所展示的压裂缝网反演流程，获得了人工裂缝半长、人工裂缝导流能力、改造区渗透率及改造区宽度参数组合下的不确定分布，其概率分布以及累

积概率分布如图 10~13 所示。同时也给出了各反演参数的拟合值及 P10、P50、P90 下的反演结果，见表 5。

从人工裂缝半长不确定性反演分析图可以看出，反演得到的人工裂缝半长基本符合正态分布且跨度较大，同时累计频率分布 P10、P50、P90 对应的参数数值大小较为分散，表明其不确定性较强。

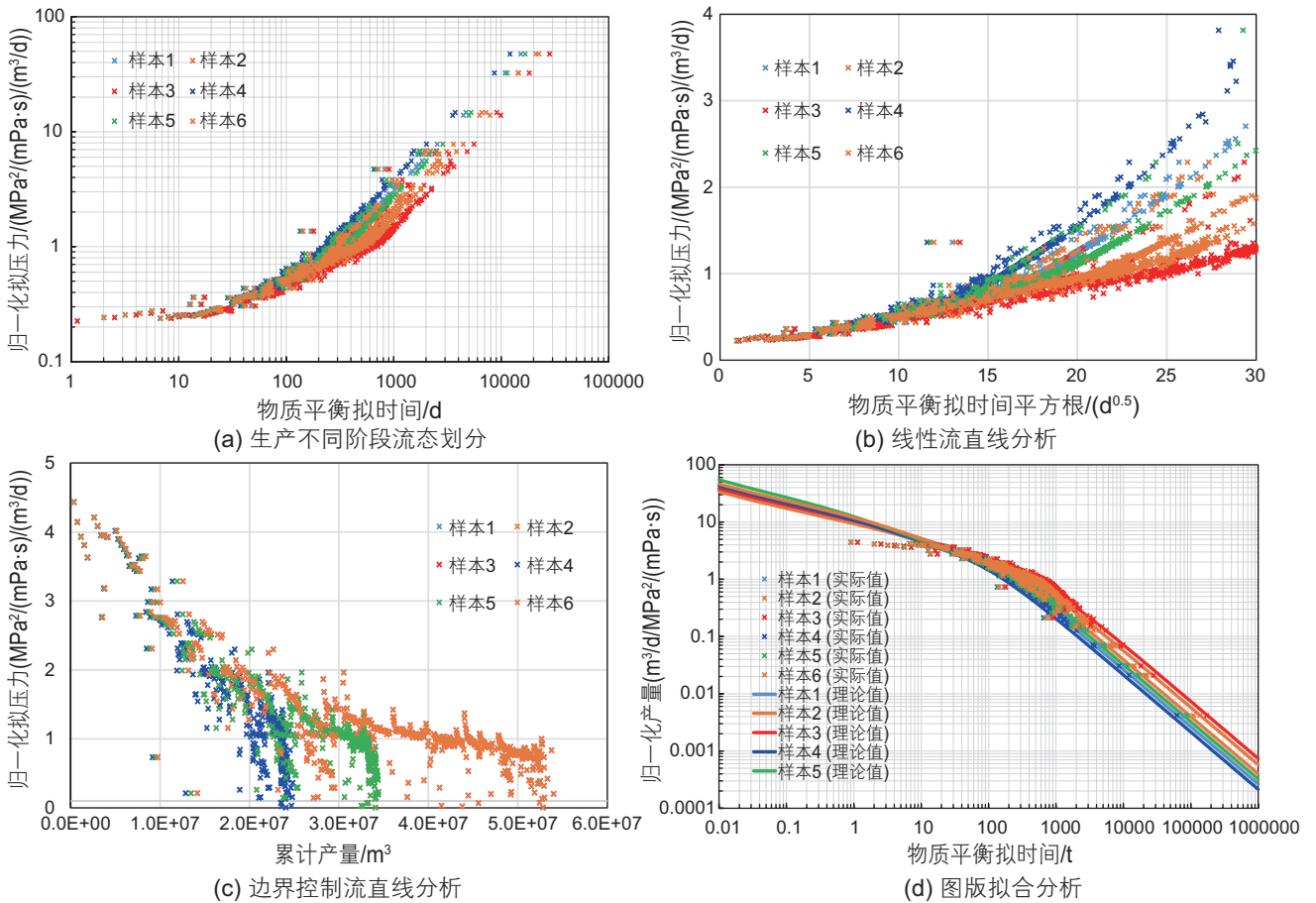


图 9 实际井压裂缝网参数不确定性反演结果

Fig. 9 Uncertainty inversion results of actual well pressure fracture network parameters. (a) Flow regime division in different production stages (b) Linear flow line analysis (c) Boundary-dominated flow analysis (d) Production decline type curve fitting

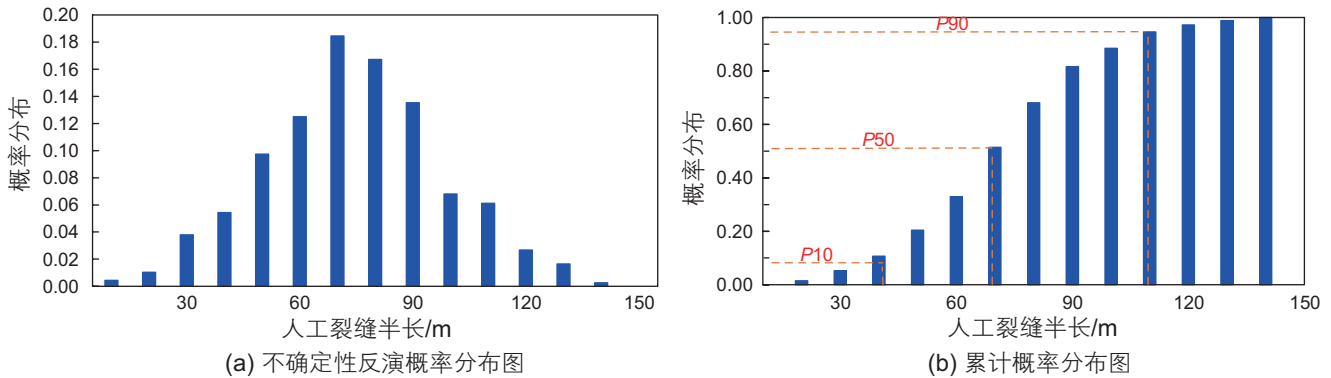


图 10 人工裂缝长度分布图

Fig. 10 Distribution of hydraulic fracture length. (a) Uncertainty inversion probability distribution diagram (b) Cumulative probability distribution

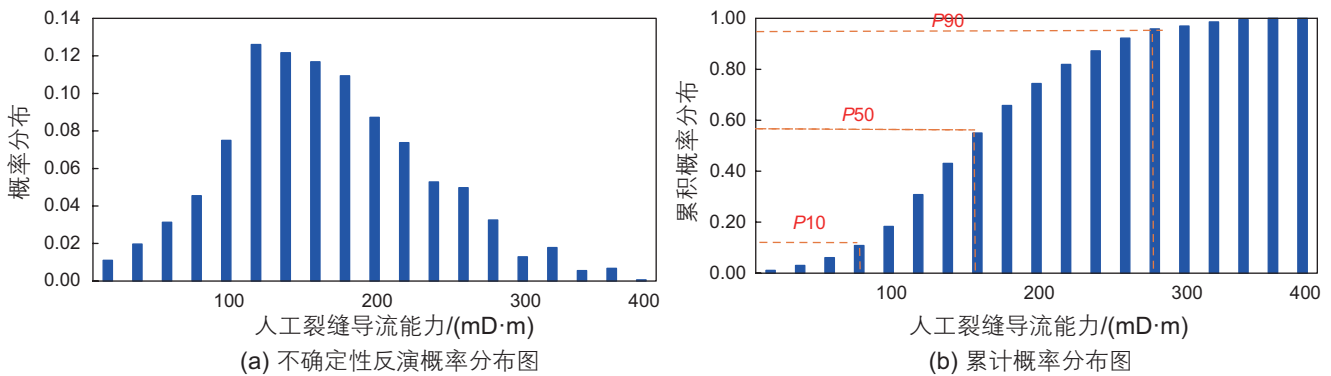


图 11 人工裂缝导流能力不确定性分析结果

Fig. 11 Uncertainty analysis results of artificial fracture conductivity. (a) Uncertainty inversion probability distribution diagram (b) Cumulative probability distribution

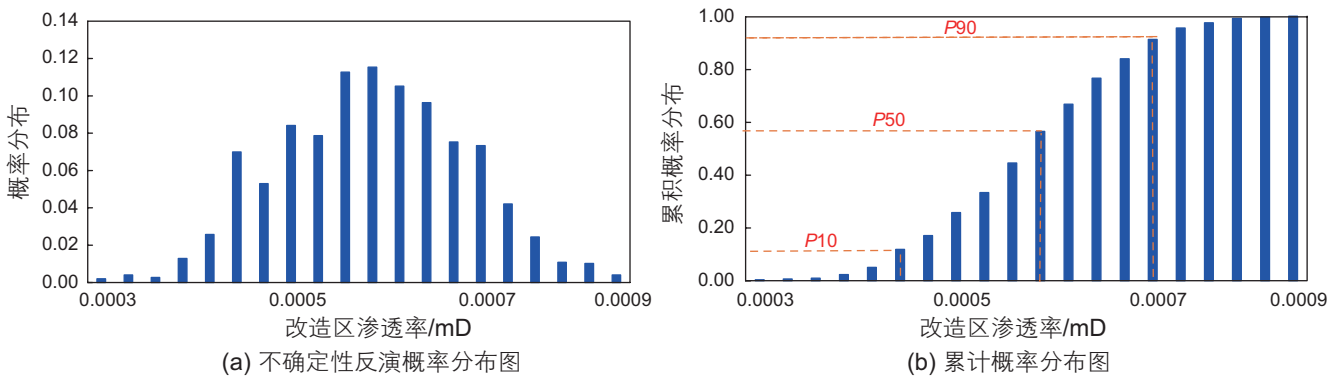


图 12 改造区渗透率不确定性分析结果

Fig. 12 Analysis results of permeability uncertainty in the reconstruction area. (a) Uncertainty inversion probability distribution diagram (b) Cumulative probability distribution

从人工裂缝导流能力不确定性反演分析图可以看出,反演得到的人工裂缝导流能力基本符合正态分布且跨度较大,同时累计频率分布 $P_{10}$ 、 $P_{50}$ 、 $P_{90}$ 对应的参数数值大小较为分散,表明其不确定性较强。

从改造区渗透率不确定性反演分析图中可以看出,反演得到的改造区渗透率也基本符合正态分布且跨度

较大但整体范围较小,同时累计频率分布 $P_{10}$ 、 $P_{50}$ 、 $P_{90}$ 对应的参数数值大小较为分散,表明其不确定性一般。

由改造区宽度不确定性反演分析图中可以看出,反演得到的改造区宽度的概率分布较为集中且主要集中在45 m左右,且累计频率分布 $P_{10}$ 、 $P_{50}$ 、 $P_{90}$ 对

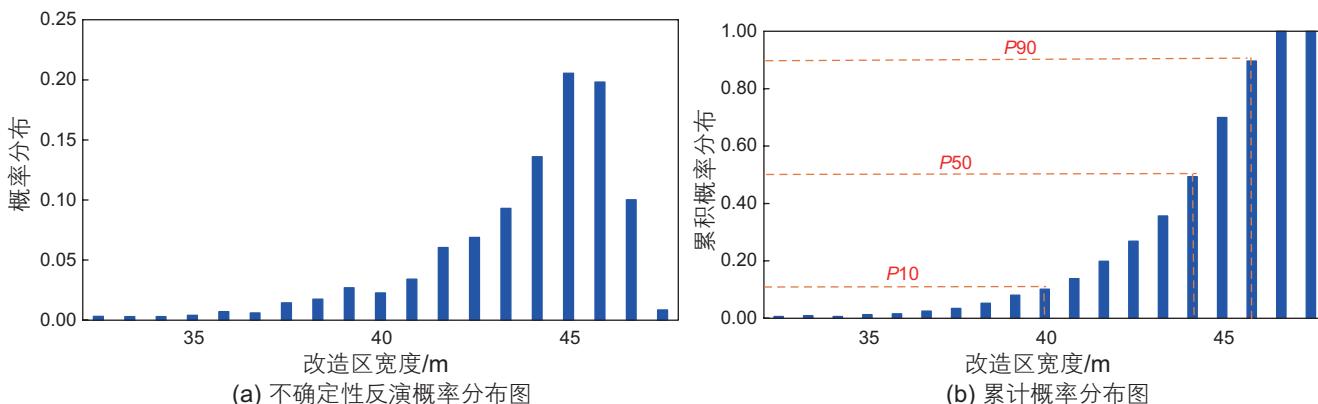


图 13 改造区宽度不确定性分析结果

Fig. 13 Uncertainty analysis results of width of reconstruction area. (a) Uncertainty inversion probability distribution diagram (b) Cumulative probability distribution

表 5 W1 井裂缝参数不确定性反演小结

Table 5 Summary of uncertainty inversion of fracture parameters in well W1

拟合参数	拟合值	P10	P50	P90
人工裂缝半长/m	75	40.5	69.3	104.3
人工裂缝导流能力/mD·m	125	84.1	166.9	270.3
改造区渗透率/mD	$5.0 \times 10^{-4}$	$4.4 \times 10^{-4}$	$5.8 \times 10^{-4}$	$7.0 \times 10^{-4}$
改造区宽度/m	45.3	40.2	45.3	47.0

应的参数数值大小也较为相近，表明其不确定性较弱。

综合分析基于随机生成的基础参数样本反演得到的缝网参数不确定性可得：该地区页岩气藏体积压裂后人工裂缝半长和人工裂缝导流能力的不确定性较强，改造区渗透率不确定性一般，改造区宽度不确定性较弱。通过对压裂裂缝参数不确定性的分析，即可为实际区块中压裂裂缝参数多解性提供参考。

### 5 结论

本文基于页岩气单井产能模型，首先构建了压裂缝网参数确定性反演方法，然后结合马尔可夫-蒙特卡洛方法(MCMC)形成了压裂缝网参数不确定性反演方法，最后对我国西南地区一口页岩气井压裂缝网的4个关键参数进行了不确定性反演，得到了不同基础参数下的压裂裂缝反演参数的概率分布及累积概率分布，得到结论如下：

(1)构建了页岩气压裂井确定参数下的储层参数反演方法，结合直线分析法和图版拟合法对人工裂缝半

长、人工裂缝渗透率、改造区渗透率和改造区宽度进行确定性解释，并结合数值模型论证了方法的可靠性；

(2)页岩储层缝网参数反演参数多、不确定性大，基于马尔可夫-蒙特卡洛方法(MCMC)的页岩气藏压裂缝网不确定性反演方法主要包括蒙特卡洛抽样，典型流动阶段分析及生产动态拟合等步骤，能快速获取人工裂缝长度、导流能力、改造区渗透率及改造区裂缝宽度等关键缝网参数及其概率分布；

(3)针对我国西南地区某页岩气区块一口体积压裂水平井生产动态，对其进行不确定性反演，明确了压裂缝网四个关键参数的不确定性排序，人工裂缝半长的拟合值为 75 m，累积概率分布 P10 为 40.5 m，P50 为 69.3 m，P90 为 104.3 m。人工裂缝导流能力的拟合值为 125 mD，累积概率分布 P10 为 84.1 mD，P50 为 166.9 mD，P90 为 270.3 mD。改造区渗透率的拟合值为  $5.0 \times 10^{-4}$  mD，累积概率分布 P10 为  $4.4 \times 10^{-4}$  mD，P50 为  $5.8 \times 10^{-4}$  mD，P90 为  $7.0 \times 10^{-4}$  mD。改造区宽度的拟合值为 45.3 m，累积概率分布 P10 为 40.2 m，P50 为 45.3 m，P90 为 47 m。

### 参考文献

[1] WATTENBARGER R, EL-BANBI A, VILLEGAS M, et al. Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells[C]. USA:

- SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium: SPE-39931-MS, 1998.
- [2] BELLO R O, WATTENBARGER R A. Modelling and analysis of shale gas production with a skin effect[J]. *Journal of Canadian Petroleum and Technology*, 2010, 49(12): 37-48.
- [3] ALAHMADI H A H, WATTENBARGER R A. Triple-porosity models: One further step towards capturing fractured reservoirs heterogeneity[C]. Al-Khobar: SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition: SPE-149054-MS, 2011.
- [4] BROWN M L, OZKAN E, RAGHAVAN R S, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2009, 14(6): 663-676.
- [5] STALGOROVA K, MATTAR L. Analytical model for unconventional multifractured composite systems[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2013, 16(3): 246-256.
- [6] NOBAKHT M, MATTAR L. Analyzing production data from unconventional gas reservoirs with linear flow and apparent skin[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2012, 51(1): 52-59.
- [7] CLARKSON C R, NOBAKHT M, KAVIANI D, et al. Production analysis of tight-gas and shale-gas reservoirs using the dynamic-slip-page concept[J]. *SPE Journal*, 2012, 17(01): 230-242.
- [8] QANBARI F, CLARKSON C R. Analysis of transient linear flow in stress-sensitive formations[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2014, 17(01): 98-104.
- [9] 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(1): 15-21.
- [10] MOGHADAM S, MATTAR L, POOLADI-DARVISH M. Dual porosity typecurves for shale gas reservoirs[C]. Canada: Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference: SPE-137535-MS, 2010.
- [11] ABDULAL H J, SAMANDARLI O, WATTENBARGER B A. New type curves for shale gas wells with dual porosity model[C]. Canada: Canadian Unconventional Resources Conference: SPE-149367-MS, 2011.
- [12] LI X Y, ZHU D. Temperature behavior during multistage fracture treatments in horizontal wells[J]. *SPE Production and Operation*, 2018, 33(03): 522-538.
- [13] ZHANG S, ZHU D. Inversion of downhole temperature measurements in multistage fracture stimulation in horizontal wells[C]. San Antonio, Texas, USA: SPE Annual Technical Conference and Exhibition: SPE-187322-MS, 2017.
- [14] CIPOLLA C, WENG X, MACK M, et al. Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize fracture complexity[C]. The Woodlands, Texas, USA: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference: SPE-140185-MS, 2012.
- [15] WENG X W, KRESSE O, COHEN C E. et al. Modeling of hydraulic-fracture-network propagation in a naturally fractured formation[J]. *SPE Production and Operation*, 2011, 26 (4): 368-380.
- [16] GAMBOA E S, SUN J, SCHECHTER D. Reducing uncertainties of fracture characterization on production performance by incorporating microseismic and core analysis data[C]. China: SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference, 2016.
- [17] SUN J L, NIU G, SCHECHTER D. Numerical simulation of stochastically-generated complex fracture networks by utilizing core and microseismic data for hydraulically fractured horizontal wells in unconventional reservoirs—a field case study[C]. Canton, Ohio, USA: SPE Eastern Regional Meeting: SPE-184077-MS, 2016.
- [18] 张佳佳, 李红兵, 张广智, 等. 基于优化的MCMC方法的岩石物理反演(英文)[J]. *Applied Geophysics*, 2021, 18(03): 288-298. [ZHANG J J, LI H B, ZHANG G Z, et al. Petrophysical inversion based on optimized MCMC method [J] *Applied Geophysics*, 2021, 18(03): 288-298.]
- [19] 何港, 贺艳晓, 李鑫龙, 等. 基于岩石物理模型改进的MCMC储层参数反演方法[C]. 青岛: 第四届油气地球物理学学术年会论文集, 2021. [HE G, HE Y X, LI X L, et al. Improved MCMC reservoir parameter inversion method based on petrophysical model [C]. QingDao: Proceedings of the 4th Annual Academic Conference on oil and gas geophysics, 2021.]
- [20] ALAHMADI H A H, WATTENBARGER R A. Triple-porosity models: One further step towards capturing fractured reservoirs heterogeneity[C]. Al-Khobar: SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition: SPE-149054-MS, 2011.
- [21] 吴永辉, 程林松, 黄世军, 等. 考虑页岩气赋存及非线性流动机理的产能预测半解析方法[J]. *中国科学: 技术科学*, 2018, 48(06): 691-700. [WU Y H, CHENG L S, HUANG S J, et al Semi analytical method for productivity prediction considering shale gas occurrence and nonlinear flow mechanism [J]. *China Science: technology science*, 2018, 48 (06): 691-700.]
- [22] 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(dec.15): 821-829.
- [23] WU Y H, CHENG L S, HUANG S J, et al. An approximate semianalytical method for two-phase flow analysis of liquid-rich shale gas and tight light-oil wells[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2019, 176: 562-572.