

页岩气水平井增产改造体积评价模型及其应用

任 岚¹ 林 然¹ 赵金洲¹ 荣 莽² 陈建达²

1. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学 2. 中国石化江汉油田分公司石油工程技术研究院

摘 要 目前, 已有的水力压裂储层增产改造体积 (SRV) 评价方法主要包括微地震监测法、倾斜仪测量法以及数学模型计算法, 其中, 直接测量方法都存在着成本高、可复制性差的不足, 而理论模型计算 SRV 可以降低成本, 提高计算的速度和结果的准确性、可靠性。为此, 在分析目前 SRV 评价模型局限性的前提下, 基于水平井分段分簇压裂裂缝扩展理论、岩石力学理论和渗流力学理论, 考虑页岩气水平井分段分簇压裂裂缝扩展过程中流体扩散渗流场和裂缝诱导应力场同时改变对页岩体天然裂缝的触发破坏机制, 针对页岩气储层水平井分段分簇缝网压裂建立了一套 SRV 数值评价模型 (以下简称新模型), 并据此对分簇裂缝延伸行为、水力裂缝诱导应力场变化、水力压裂储层压力场抬升以及天然裂缝破坏区域的扩展进行数值模拟与表征, 计算储层改造总体积, 并在涪陵国家级页岩气示范区 X1-HF 井对新模型进行了矿场应用验证。结果表明: ①新模型的计算方法与页岩压裂过程储层 SRV 实际物理演化机制相一致, 可实现对 SRV 更准确地计算和定量表征; ②新模型模拟所得 SRV 与现场微地震监测结果较为吻合; ③示范区内水平井分段压裂形成的 SRV 能够满足页岩气高效开发的要求, 压裂增产效果明显。结论认为, 新模型具有较高的准确性和可靠性, 对于涪陵页岩气示范区后期页岩气缝网压裂优化设计、井间距调整和加密井部署设计等都具有重要的指导作用, 值得大规模推广应用。

关键词 页岩气 水平井 增产改造体积 (SRV) 数值评价模型 岩石力学 渗流力学 诱导应力 涪陵国家级页岩气示范区
DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.08.007

A stimulated reservoir volume (SRV) evaluation model and its application to shale gas well productivity enhancement

Ren Lan¹, Lin Ran¹, Zhao Jinzhou¹, Rong Mang² & Chen Jianda²

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation//Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Jiangnan Oilfield Company, Wuhan, Hubei 430000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 8, pp.47-56, 8/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: At present, existing evaluation methods for stimulated reservoir volume (SRV) of hydraulic fracturing mainly include micro-seismic monitoring method, tiltmeter measurement method and mathematical model calculation method. However, the direct measurement methods have the defects of high cost and poor repeatability. And if the theoretical model is used to calculate SRV, the calculation cost can be reduced, the calculation speed can be increased and the accuracy and reliability of calculation results can be improved. In this paper, the restrictions of existing SRV evaluation models were analyzed. Then, based on the fracture propagation theory of horizontal well multistage and multicluster fracturing, the rock mechanics theory and the seepage mechanics theory, the inducing and damage mechanisms to the natural fractures in shale by the simultaneous change of fluid diffusion seepage field and fracture induced stress field in fracture propagation by horizontal well multistage and multicluster fracturing were studied, and a SRV numerical evaluation model (hereinafter "new model" for short) was established correspondingly. Based on this, the propagation behavior of fracture cluster, the change of induced stress field of hydraulic fracture, the uplift of reservoir pressure field of hydraulic fracturing and the extension of natural fracture damage area were numerically simulated and characterized, and the total stimulated reservoir volume was calculated. Finally, this new model was applied and verified on site at Well X1-HF in the Fuling National Shale Gas Demonstration Area. And the following research results were obtained. First, the calculation method of this new model is consistent with the actual physical evolution mechanism of reservoir SRV in shale fracturing, so it can calculate SRV more accurately and characterize it quantitatively. Second, the SRV simulation result of this new model is line with the field microseismic monitoring result. Third, the SRV contributed by the horizontal well multistage fracturing in the demonstration area can satisfy the requirement of efficient shale gas development and its stimulation effect is remarkable. In conclusion, this new model is of high accuracy and reliability, and it can be used to guide the fracturing design optimization of shale gas fracture network, well spacing adjustment and infill well deployment in the later development stage of the Fuling National Shale Gas Demonstration Area, so it is worth popularizing and applying extensively.

Keywords: Shale gas; Horizontal well; Stimulated reservoir volume (SRV); Numerical evaluation model; Rock mechanics; Seepage mechanics; Induced stress; Fuling National Shale Gas Demonstration Area

基金项目: 国家科技重大专项“涪陵页岩气开发示范工程”(编号: 2016ZX05060)、国家自然科学基金项目“页岩地层动态随机裂缝控制机理与无水压裂理论”(编号: 51490653)。

作者简介: 任岚, 1979 年生, 副教授, 博士; 主要从事油气田增产技术及理论方面的研究工作。地址: (610500) 四川省成都市新都区新都大道 8 号。电话: 13880716361。ORCID: 0000-0002-4234-4413。E-mail: renlanswpu@163.com

通信作者: 林然, 1989 年生, 博士; 主要从事非常规油气藏水力压裂技术方面的研究工作。地址: (610500) 四川省成都市新都区新都大道 8 号。电话: 13880109870。ORCID: 0000-0002-6394-8208。E-mail: bob_home@126.com

0 引言

页岩气储层渗透率极低, 需要通过水平井分段分簇缝网压裂增产, 从而显著提高页岩气井产量^[1-2], 目前该增产技术已经成为国内外页岩气田实现商业化开采的核心增产技术^[3-4]。水平井缝网压裂实施过程中, 多条水力裂缝同时延伸, 并激活附近储层中的天然裂缝群, 交织组成复杂的高导流裂缝网络, 形成储层改造体积 (SRV)^[5], 进而显著提升页岩储层表观渗透率, 大幅提高页岩气井压后产量^[6-7]。

准确表征 SRV 形态和体积对于页岩气藏水平井分段多簇的缝网压裂前期设计和后期评估都具有非常重要的指导作用^[8-9]。目前, SRV 评价方法主要包括微地震监测法^[10-15]、倾斜仪测量法^[16-22]以及数学模型计算法。其中, 数学模型计算法主要包括解析模型^[23-25]和离散裂缝网络模型^[26-32]。直接测量的微地震监测法较为可靠, 但成本高昂, 而倾斜仪测量法虽成本较低, 但精度不理想, 应用受限; 数学模型方法的解析模型只考虑了压裂时储层流体压力变化触发岩石破坏的改造区描述, 忽略了应力场变化的影响, 模型应用时需要采用微地震数据进行校正; 离散裂缝网络模型涉及大量的裂缝延伸模拟计算, 计算速度较慢, 耗时较长。由于理论模型计算 SRV 可以降低工程成本, 发展和完善 SRV 评价理论模型, 提高计算的准确性和可靠性具有重要意义。

页岩储层基质渗透率极低, 通常仅为纳达西级别^[33-35], 但页岩脆性较高, 往往发育大量的天然裂缝, 可以改变缝网压裂过程中的 SRV 形成过程, 进而影响压裂增产效果^[36-39]。提出的模型假设储层天然裂缝系统和基质共同控制流体扩散和流体场分布^[40-41], 同时计算多簇水力裂缝起裂延伸引起的地层应力变化^[42-43], 建立了考虑水力压裂时储层内流体压力升高和分簇裂缝间的应力干扰效应共同作用触发天然裂缝破坏从而形成 SRV 的理论计算模型。

1 数学模型建立

基于页岩压裂过程中水力压裂延伸导致的地层应力场变化以及压裂液滤失引起的储层压力场抬升, 判断水力裂缝附近天然裂缝的破坏状态和类型, 即可对 SRV 进行计算和表征。因此, SRV 数学模型将主要针对分簇裂缝延伸行为、水力裂缝诱导应力场变化、水力压裂储层压力场抬升以及天然裂缝破坏区域的扩展进行数值模拟与表征。

1.1 裂缝分段分簇扩展模型

在页岩气分段分簇压裂时, 多条水力裂缝将同时从不同射孔簇起裂并延伸, 如图 1 所示。

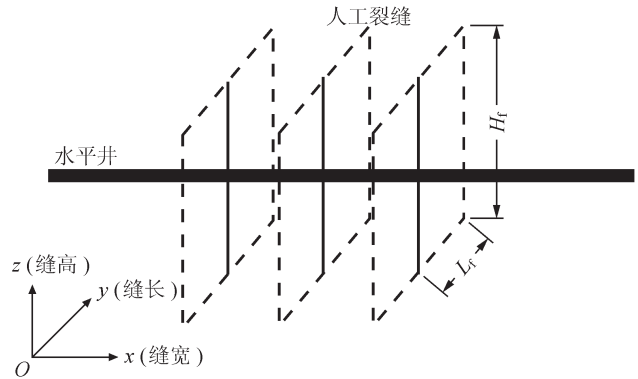


图 1 页岩水平井分段分簇 (单段 3 簇) 缝网压裂裂缝扩展示意图

裂缝长度上任意点的水力裂缝最大宽度为:

$$W(y) = \frac{2(1-\nu^2)H_f(y)[p(y) - \sigma_n(y)]}{E} \quad (1)$$

式中 $W(y)$ 表示延伸路径上 y 处的最大缝宽, m; ν 表示岩石泊松比; $H_f(y)$ 表示 y 处裂缝缝高, m; $p(y)$ 表示 y 处缝内流体压力, MPa; $\sigma_n(y)$ 表示 y 处作用有水力裂缝面的正应力, MPa; E 表示岩石弹性模量, MPa。

Lamb^[44] 提出的椭圆剖面裂缝流动方程为:

$$q(y) = -\frac{\pi H_f(y)W(y)^3}{64\mu} \frac{d[p(y) - \sigma_n(y)]}{dx} \quad (2)$$

式中 $q(y)$ 表示任意点 y 的流量, m^3/min ; μ 表示注入的液体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

基于裂缝内流体物质平衡原理^[45], 在长度方向上任意水力裂缝微元内压裂液流量应该等于裂缝微元体积变化量与压裂液滤失量之和:

$$-\frac{\pi}{64\mu} \frac{\partial}{\partial y} \left\{ H_f(y)W^3(y) \frac{\partial [p(y) - \sigma_n(y)]}{\partial y} \right\} = \frac{2H_f c_L}{\sqrt{t - \tau(y)}} + \frac{\pi}{4} \frac{\partial [H_f(y)W(y)]}{\partial t} \quad (3)$$

式中 c_L 表示压裂液滤失系数, $\text{m}/\text{min}^{0.5}$; t 表示作业注入时间, min; $\tau(y)$ 表示水力裂缝 y 处压裂液开始滤失时间, min。

水力裂缝延伸高度主要取决于岩石断裂韧性与缝尖应力强度因子, 其中, 缝尖应力强度因子与裂

缝内流体压力和地层应力的关系式为：

$$K_{IC} = [p(y) - \sigma_n(y)] \sqrt{\pi H_f(y) / 2} \quad (4)$$

式中 K_{IC} 表示页岩岩体的断裂韧性， $\text{Pa} \cdot \text{m}^{0.5}$ 。

求解边界条件：

$$W(y, t) \Big|_{y \geq L(t)} = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\pi H_f(y) W(y)^3}{64 \mu} \frac{d[p(y) - \sigma_n(y)]}{dx} \Big|_{y=0} = Q_i \quad (6)$$

$$Q_{\text{pumping}} = \sum_{i=1}^M Q_i \quad (7)$$

式中 Q_i 表示任意的 i 条裂缝分配的流量， m^3/min ； Q_{pumping} 表示压裂施工泵注总排量， m^3/min ； M 表示射孔簇数，即裂缝条数。

式 (1) ~ (4) 中，共同包含了 4 个未知变量 (p 、 H_f 、 W 、 q)，代入求解条件式 (5) ~ (7)，通过划分动态网格，采用隐式有限差分法，即可对未知量进行耦合求解。其中，首先设定某一时间步长内的裂缝延伸长度，赋予缝内压力初值，代入缝宽和缝高方程中计算裂缝开度和高度，并分别给基于裂缝流动方程与连续性方程，采用 Picard 循环迭代法（学习系数取值 0.2）确定裂缝延伸长度与缝内压力分布。

1.2 水力裂缝诱导应力场

根据线弹性理论中的 Griffith 模型，可推导出水力裂缝附近的诱导应力方程^[46]，即

$$\Delta \sigma_{xx} = p_{\text{net}} \times \left\{ \frac{r}{\sqrt{r_1 r_2}} \cos \left(\theta - \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \right) + \frac{c^2 r}{\sqrt{(r_1 r_2)^3}} \sin \theta \sin \left[\frac{3}{2} (\theta_1 + \theta_2) \right] - 1 \right\} \quad (8)$$

$$\Delta \sigma_{yy} = \nu (\Delta \sigma_x + \Delta \sigma_z) \quad (9)$$

$$\Delta \sigma_{zz} = p_{\text{net}} \times \left\{ \frac{r}{\sqrt{r_1 r_2}} \cos \left(\theta - \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \right) - \frac{c^2 r}{\sqrt{(r_1 r_2)^3}} \sin \theta \sin \left[\frac{3}{2} (\theta_1 + \theta_2) \right] - 1 \right\} \quad (10)$$

$$\Delta \sigma_{xz} = p_{\text{net}} \left\{ \frac{c^2 r}{\sqrt{(r_1 r_2)^3}} \sin \theta \sin \left[\frac{3}{2} (\theta_1 + \theta_2) \right] \right\} \quad (11)$$

式中 $\Delta \sigma_{xx}$ 、 $\Delta \sigma_{yy}$ 、 $\Delta \sigma_{zz}$ 分别表示 x 、 y 、 z 方向上法向诱导应力，MPa； $\Delta \sigma_{xz}$ 表示 x 面上 z 方向切向诱导应力，MPa； p_{net} 表示裂缝内净压力，MPa； c 表示裂缝高度 $h_f(x)$ 的 1/2，m； r_1 、 r_2 、 θ_1 、 θ_2 分别表示几何参数，可由图 2 中几何关系求得，m。

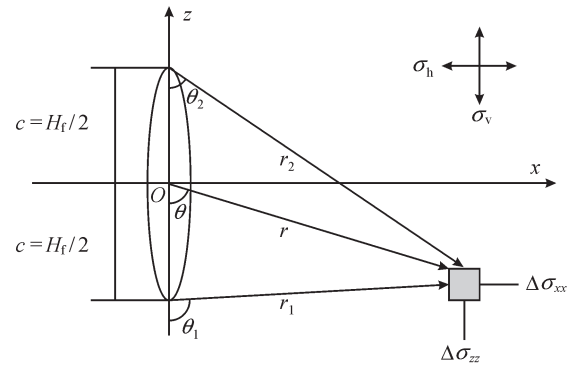


图 2 水力裂缝附近诱导应力计算示意图

原始地层应力与水力裂缝引起的诱导应力都为三维二阶张量，通过两者各分量的线性叠加，即可计算得到页岩水平井分段分簇压裂过程中的地层应力场分布，即

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx}^{(0)} + \Delta \sigma_{xx} & \sigma_{xy}^{(0)} & \sigma_{xz}^{(0)} + \Delta \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx}^{(0)} & \sigma_{yy}^{(0)} + \Delta \sigma_{yy} & \sigma_{yz}^{(0)} \\ \sigma_{zx}^{(0)} + \Delta \sigma_{zx} & \sigma_{zy}^{(0)} & \sigma_{zz}^{(0)} + \Delta \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (12)$$

式中 $\sigma_{xx}^{(0)}$ 、 $\sigma_{yy}^{(0)}$ 、 $\sigma_{zz}^{(0)}$ 、 $\sigma_{xy}^{(0)}$ 、 $\sigma_{yz}^{(0)}$ 、 $\sigma_{xz}^{(0)}$ 分别表示初始地层应力值分量，MPa； $\Delta \sigma_{xx}$ 、 $\Delta \sigma_{yy}$ 、 $\Delta \sigma_{zz}$ 、 $\Delta \sigma_{xz}$ 分别表示各条水力裂缝引起的诱导应力张量各分量之和，MPa； σ_{xx} 、 σ_{yy} 、 σ_{zz} 、 σ_{xy} 、 σ_{yz} 、 σ_{xz} 分别表示当前地层应力值分量，MPa。

1.3 水力压裂储层压力场

页岩气水平井缝网压裂时，由于施工规模较大，大量压裂液将从水力裂缝壁面滤失流入附近储层中，抬高储层压力场。因此，可以基于水平压裂井储层渗流模型（图 3），并将水力裂缝视作面源，计算储

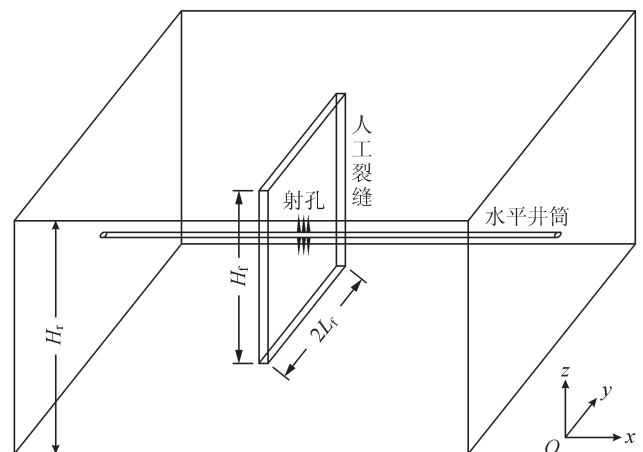


图 3 水平井压裂的储层压力计算模型图

层压力变化情况。

通过格林源函数 (Green Function) 方法与 Laplace 变换^[47], 推导得出水平井压裂滤失时, Laplace 域内任意空间位置处的储层流体压力增值为:

$$\Delta\bar{p}(x, y, z, s) = \frac{2\mu H_r}{\pi K_m h_{rD} s} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \sin n\pi \frac{H_r}{2H_r} \sin n\pi \frac{z_w}{H_r} \sin n\pi \frac{z}{H_r} \int_{-L_r/L}^{+L_r/L} \tilde{q} K_0 \times \left[\sqrt{u + \frac{n^2 \pi^2}{H_{rD}^2} \left[(x_D - x_{wD} - \alpha \sqrt{K_m / K_{mx}})^2 + (y_D - y_{wD})^2 \right]} \right] d\alpha \quad (13)$$

式中 $\Delta\bar{p}$ 表示 Laplace 域内储层流体压力增值, MPa; L 表示水平井筒长度, m; H_r 表示储层有效厚度, m; H_{rD} 表示无因次储层有效厚度, 无量纲; K_{mx} 表示在 x 方向上基质渗透率, mD; K_m 表示基质的等效渗透率, mD; \tilde{q} 表示单位面积流量, m/min; s 表示 Laplace 变量; L_r 表示裂缝半长, m; K_0 表示 Bessel 函数 0 阶式; u 表示自定义函数; z_w 表示 z 的井底坐标, m; x_D 表示 x 的无因次坐标, 无量纲; y_D 表示 y 的无因次坐标, 无量纲; x_{wD} 表示井底 x 的无因次坐标, 无量纲; y_{wD} 表示井底 y 的无因次坐标, 无量纲。

通过式 (13) 计算出 Laplace 域内储层压力值后, 再通过 Stehfest 数值反演^[48] 算出储层内任意位置和时间实际压力值:

$$\Delta p(x, y, z, t) = \frac{\ln 2}{t} \sum_{i=1}^N V_i \Delta\bar{p}\left(x, y, z, \frac{\ln 2}{t} i\right) \quad (14)$$

其中

$$V_i = (-1)^{[(N/2)+i]} \sum_{k=[(i+2)/2]}^{\min(i, N/2)} \frac{k^{(N/2)+1} (2k)!}{[(N/2)-k]! k!(k-1)!(i-k)!(2k-i)!}$$

式中 N 表示求和项数, 值越大越精确, 一般取 6 ~ 18 之间的偶整数。

储层压力场为标量场, 和地层应力场类似, 当储层中存在多条水力裂缝时, 能够通过线性叠加运算, 计算出当前储层内任意点任意时刻的压力值:

$$p(x, y, z, t) = p_i(x, y, z, 0) + \sum \Delta p(x, y, z, t) \quad (15)$$

式中 p_i 表示初始储层压力场, MPa; $\sum \Delta p$ 表示储层压力增量叠加场, MPa; p 表示当前储层压力场, MPa。

1.4 天然裂缝破坏判断方程

页岩通常脆性较高, 往往发育有大量的天然裂缝, 并且天然裂缝具有较强的方向性。缝网压裂时, 天然裂缝受到地层应力变化和储层压力抬升的

双重影响会发生张性破坏或剪切破坏, 被激活形成储层改造体积^[2]。基于张量运算准则, 对地应力条件下的天然裂缝避免进行受力分析 (图 4)。根据 Warpinski 准则^[49], 建立任意产状天然裂缝的破坏判断准则。

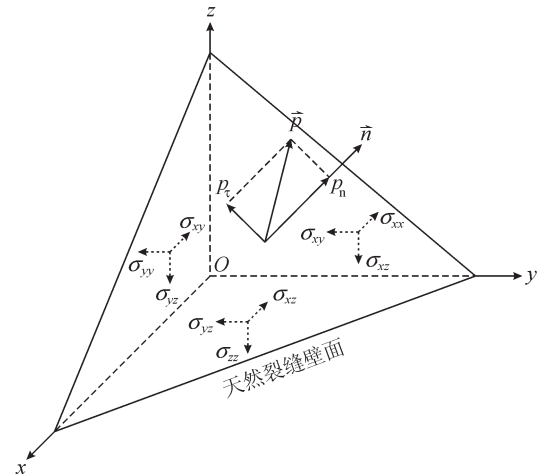


图 4 天然裂缝壁面受力分析图

作用在天然裂缝面上的力为:

$$\bar{t} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} n_x + \sigma_{xy} n_y + \sigma_{xz} n_z \\ \sigma_{xy} n_x + \sigma_{yy} n_y + \sigma_{yz} n_z \\ \sigma_{xz} n_x + \sigma_{yz} n_y + \sigma_{zz} n_z \end{bmatrix} \quad (16)$$

式中 \bar{t} 表示天然裂缝壁面所受到作用力矢量, MPa; σ_{ij} 表示地层应力的张量分量, MPa; n_i 表示天然裂缝壁面单位法向分量, 无量纲; 坐标指标 $i, j \in \{x, y, z\}$ 。

将式 (16) 中计算得到的作用力分解到天然裂缝壁面法向上, 得到裂缝壁面所受到的法向应力 (正应力) 值:

$$\sigma_n = \sigma_{xx} n_x n_x + \sigma_{xy} n_y n_x + \sigma_{xz} n_z n_x + \sigma_{xy} n_x n_y + \sigma_{yy} n_y n_y + \sigma_{yz} n_y n_z + \sigma_{xz} n_x n_z + \sigma_{yz} n_y n_z + \sigma_{zz} n_z n_z \quad (17)$$

式中 σ_n 表示裂缝壁面受到的正应力值, MPa。

基于矢量计算原则, 天然裂缝壁面所受剪切方向的应力分量值为:

$$\sigma_\tau = \left[\left(\sigma_{xx} n_x + \sigma_{xy} n_y + \sigma_{xz} n_z \right)^2 + \left(\sigma_{xy} n_x + \sigma_{yy} n_y + \sigma_{yz} n_z \right)^2 + \left(\sigma_{xz} n_x + \sigma_{yz} n_y + \sigma_{zz} n_z \right)^2 - \left(\sigma_{xx} n_x n_x + \sigma_{xy} n_y n_x + \sigma_{xz} n_z n_x + \sigma_{xy} n_x n_y + \sigma_{yy} n_y n_y + \sigma_{yz} n_y n_z + \sigma_{xz} n_x n_z + \sigma_{yz} n_y n_z + \sigma_{zz} n_z n_z \right) \right]^{1/2} \quad (18)$$

式中 σ_τ 表示裂缝壁面受到的切应力值, MPa。

根据 Warpinski 准则可知, 当天然裂缝内流体压

力超过其壁面所受正应力值与抗张强度之和的情况下,天然裂缝就会发生张性破坏,故其张性破坏判别式为:

$$p_{nf} > \sigma_n + S_t \quad (19)$$

式中 p_{nf} 表示天然裂缝内压力,即其所在位置的储层压力,MPa; σ_n 表示天然裂缝壁面所受法向应力(正应力)值,MPa; S_t 表示抗张强度(天然裂缝),MPa。

天然裂缝在满足下式条件下将发生剪切破坏,即

$$\sigma_\tau > \tau_0 + K_f (\sigma_\tau - p_{nf}) \quad (20)$$

式中 σ_τ 表示天然裂缝壁面所受应力(剪切应力)值,MPa; τ_0 表示天然裂缝内聚力,MPa; K_f 表示天然裂缝壁面摩擦系数,无量纲。

1.5 SRV 计算流程

SRV 计算流程:①基于井筒位置与分段射孔参数建立相应的三维笛卡尔坐标系;②利用式(1)~(7)模拟计算裂缝扩展,获得延伸裂缝的几何尺寸、缝内压力和流量分布;③基于分簇裂缝延伸模型,耦合求解出裂缝延伸过程中各参数,并通过式(8)~(12)计算出诱导应力场和地层应力场;④基于水力裂缝几何参数及其滤失参数,通过式(13)~(15)计算出储层压力场;⑤对水力裂缝周围区域的任意位置点,考虑该点的应力场和压力场数据,利用式(16)~(20)判断天然裂缝发生破坏与否;⑥根据储层中破坏的天然裂缝空间位置坐标,并结合三维数值积分方法,分别计算得到发生剪切破坏与发生张性破坏的体积,对这两个破坏体积求并集,最终计算得到储层改造总体积。

2 模型验证与应用

2.1 模型验证分析

基于国内西南地区 FL 页岩示范区气藏 X1-HF 井压裂施工数据和压后微地震监测数据,使用本文所建立的数学模型对该井缝网压裂时形成的 SRV 进行模拟计算,相关地质与工程参数如下:原始储层压力为 38 MPa,基质系统孔隙度为 0.051,天然裂缝系统孔隙度为 0.021,基质系统渗透率(x 、 y 、 z 方向)分别为 0.50 μD 、0.50 μD 、0.05 μD ,天然裂缝系统渗透率(x 、 y 、 z 方向)分别为 25 mD、50 mD、5 mD,储层综合压缩系数为 $4.00 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$,水平最大地应力为 61.50 MPa,水平最小地应力为 52.40

MPa,垂向地应力为 58.50 MPa,天然裂缝的黏聚力为 1.00 MPa,天然裂缝的抗张强度为 0.50 MPa,天然裂缝面摩擦系数为 0.4,天然裂缝与主应力方向夹角(逼近角)为 37° ,裂缝倾角为 62° ,杨氏模量为 30 GPa,泊松比为 0.26,储层厚度为 300 m,压裂液黏度为 10 $\text{mPa} \cdot \text{s}$,泵入排量为 13 m^3/min ,泵注时间为 2 h,簇数为 3,簇间距为 30 m。根据模型数值计算得出,当该段压裂施工结束时,储层流体压力分布计算结果如图 5 所示。页岩水力压裂过程中,受滤失效应的影响,流体压力在储层中传播,使得储层的压力显著上升,其压力分布呈不规则的“倒漏斗”形状。

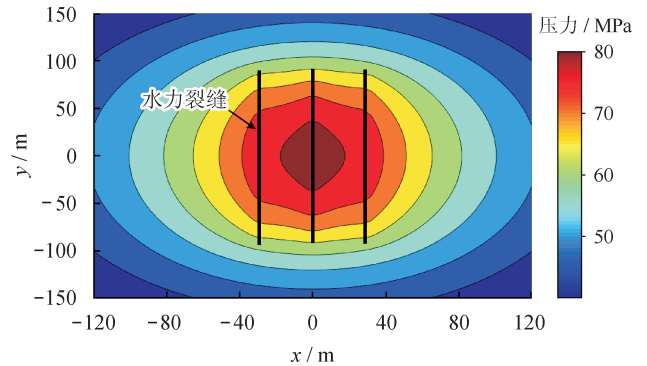


图 5 储层压力分布图

压裂后地层应力分布情况如图 6 所示,从图 6 中可知,受延伸裂缝诱导应力的影响,导致裂缝间的应力变化较大,而裂缝外部应力变化相对较小。

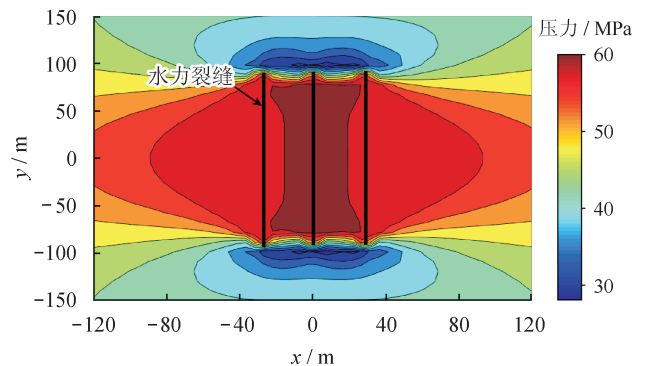


图 6 地层 x - y 截面上 σ_x 分布图

水平井该段实施水力压裂后,附近地层应力分布如图 6 所示。可以看出,水力裂缝附近产生了明显的诱导应力,引起各条裂缝之间地应力值显著增大,但裂缝外侧区域内地应力变化相对较小。因此,水力裂缝之间区域内受到的应力干扰效应更强,更容易发生天然裂缝破坏。

计算得到该段总体 SRV 为 $2.03 \times 10^6 \text{ m}^3$ ，其空间展布形态如图 7 所示。因为该地层中的天然裂缝是存在一定倾角的高角度缝，对滤失渗流存在一定的各向异性影响，从而导致 SRV 形态出现非轴对称的“倾斜”现象。

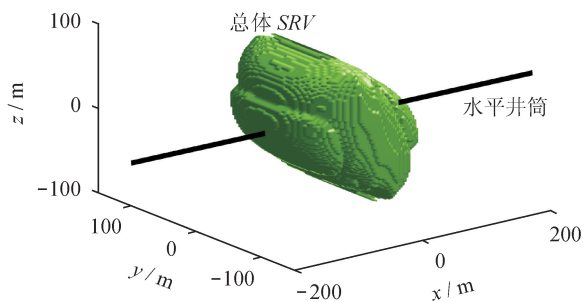


图 7 该压裂段总体 SRV 空间形态展布图

为了对本文所建立的 SRV 评价模型进行可靠性验证，将计算所得总体 SRV 轮廓面与该段压裂现场实际监测到的微地震数据点置于同一坐标系中进行匹配比较（图 8 ~ 11）。

从图 8 ~ 11 可见，总体上微地震监测结果与理论计算结果匹配较好，在水平面（ x - y 截面）和裂缝长度方向的纵剖面（ y - z 截面）上匹配程度高，在水平井筒方向上的纵剖面（ x - z 截面）匹配较差。

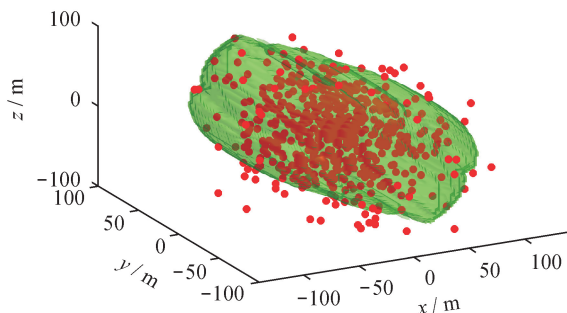


图 8 三维 SRV 轮廓面与微地震信号匹配图

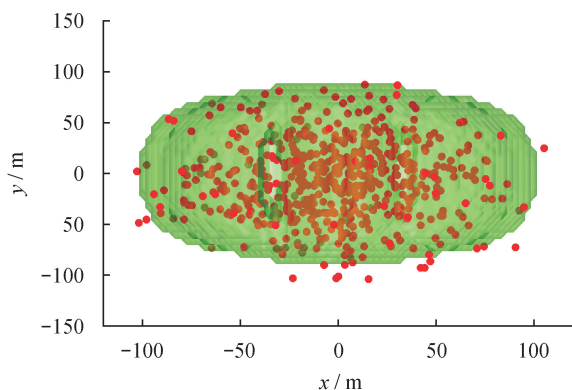


图 9 SRV 轮廓线与微地震信号匹配图（ x - y 截面）

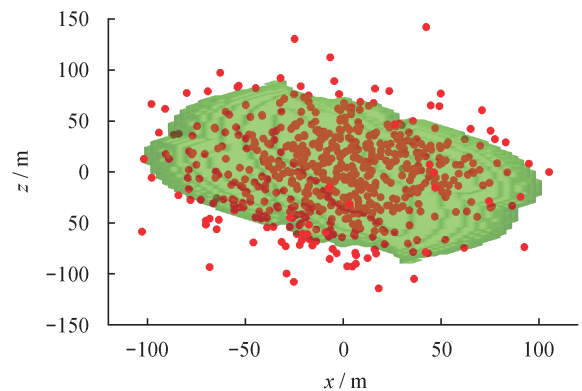


图 10 SRV 轮廓线与微地震信号匹配图（ x - z 截面）

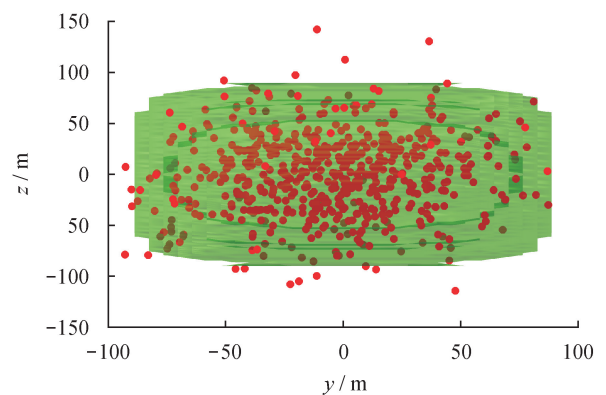


图 11 SRV 轮廓线与微地震信号匹配图（ y - z 截面）

通过数据统计，92.6% 的微地震信号分布在 SRV 轮廓面之内，7.4% 的微地震信号分布在 SRV 轮廓面之外，这主要是受压裂过程水力裂缝远界天然裂缝的随机破坏导致微地震监测结果和理论模型的计算产生的差异，同时还受到流体场传播和应力场干扰范围影响，导致理论计算的 SRV 较微地震监测的 SRV 偏小。总体上所建模型计算所得 SRV 轮廓面与实际微地震监测区匹配程度较高，且能很好匹配微地震产生的非对称 SRV 体积，证实了其较高的可靠性和准确性。

2.2 模型矿场应用

采用建立的 SRV 评价模型，对 FL 页岩气示范区 93 口井进行了 SRV 计算，并结合示范区地质模型，对各井 SRV 展布进行了三维可视化表征。现以 FL 页岩气示范区内 X2-HF 井为例进行计算。

该井位于 FL 页岩气示范区北部构造高部位，水平井平均垂深约为 2 560 m，水平段长约为 1 470 m，其目标储层为上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组，储层内高角度的天然裂缝较为发育。地层的垂向应力是 63.50 MPa，最大水平主应力是 58.50 MPa，最小水平主应力是 52.50 MPa，地层岩石泊松比为 0.23，

杨氏模量为 34.5 GPa。该井实施了分段分簇大型加砂压裂施工, 设计分段 15 段, 单段射孔簇数 3 簇, 压裂液主要选用滑溜水, 总用量 28 650 m³, 支撑剂

主要选用 100 目粉陶、40/70 目覆膜砂以及 30/50 目覆膜砂, 施工压力 45 ~ 65 MPa, 泵注排量 12 ~ 14 m³/min。该井各段分簇压裂具体施工参数如表 1 所示。

表 1 FL 页岩气示范区 X2-HF 井压裂施工参数表

段数	排量 / (m ³ · min ⁻¹)	总液量 / m ³	泵注时间 / min	施工压力 / MPa	支撑剂总量 / m ³	压裂液黏度 / (mPa · s)	簇间距 / m
1	14.00	1 633.83	116.70	66.00	60.23	6.50	34、29
2	14.00	1 716.06	122.58	57.00	58.52	6.50	30、30
3	14.00	1 362.90	97.35	55.00	23.85	6.50	31、32
4	12.10	2 302.24	190.27	55.00	30.00	6.50	32、33
5	12.30	1 708.33	138.89	60.00	61.99	6.50	32、31
6	13.00	1 735.82	133.52	53.00	75.29	6.50	29、31
7	12.30	1 913.60	155.58	52.00	81.80	6.50	32、32
8	12.10	1 399.76	115.68	52.00	52.51	6.50	30、50
9	12.10	1 800.99	148.84	55.00	44.05	6.50	30、30
10	13.40	2 240.93	167.23	55.00	36.57	6.50	31、30
11	12.10	2 049.87	169.41	50.00	50.84	6.50	31、29
12	12.10	1 930.42	159.54	51.00	49.86	6.50	32、33
13	12.20	1 902.11	155.91	48.00	46.67	6.50	40、31
14	12.10	1 790.31	147.96	49.00	50.40	6.50	32、30
15	12.40	1 853.02	149.44	53.00	50.79	6.50	29、30

基于页岩压裂 *SRV* 评价模型, 结合表 1 中的矿场实际压裂施工数据, 通过 *SRV* 评价模型计算程序得到 X2-HF 井各段压裂后形成的储层改造体积参数 (表 2)。

将 X2-HF 井全井段压裂 *SRV* 空间数据点嵌置于示范区地质模型中, 并把 *SRV* 三维展布情况进行可视化呈现, 其效果如图 12 所示。

X2-HF 井压裂单段 *SRV* 的长、宽、高平均分别为 334 m、101 m 和 75 m, 平均体积 $1.53 \times 10^6 \text{ m}^3$; 全井段 *SRV* 总体积为 $24.5 \times 10^6 \text{ m}^3$ 。由全井段 *SRV* 三维展布图可知, X2-HF 井储层得到了充分改造, 该井投产后进行的产能测试表明其压裂增产效果较为显著, 无阻流量达到了 $81.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

对 FL 页岩气示范区内共计 93 口压裂水平井进行了 *SRV* 计算和表征, 计算结果统计与 *SRV* 展布情况分别如图 13、14 所示。计算结果统计表明, FL 页岩气示范区内单井 *SRV* 集中分布在 $20 \times 10^6 \sim 40 \times 10^6 \text{ m}^3$ 之间, 大部分井改造体积较理想。但由图 14 的 *SRV* 整体展布平面图可以发现, 部分井组之间仍存在较大的未改造区, 其中宽度大于 250 m 的未改造区占比达到了 34%, 可通过在这些井组间设计

表 2 FL 页岩气示范区 X2-HF 井各段 *SRV* 参数表

段数	缝网长度 / m	缝网宽度 / m	缝网高度 / m	缝网体积 / 10^6 m^3
1	338.97	97.46	76.86	1.36
2	356.94	104.74	76.17	1.44
3	315.09	72.31	76.21	0.99
4	344.56	100.29	73.53	1.94
5	323.36	100.26	73.32	1.43
6	329.03	98.31	74.60	1.47
7	379.83	113.11	76.55	1.68
8	333.74	55.61	75.67	0.86
9	332.31	111.34	75.35	1.59
10	360.57	109.33	76.95	1.91
11	339.37	113.70	76.95	1.71
12	328.83	110.17	74.56	1.72
13	325.17	108.94	73.73	1.69
14	294.38	112.72	76.29	1.53
15	315.86	112.88	76.40	1.60
平均	334.53	101.41	75.54	1.53

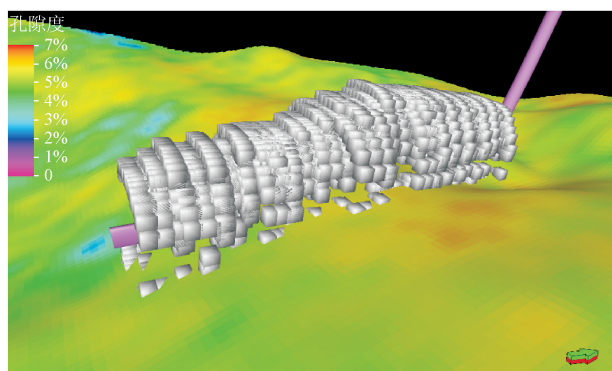


图 12 全井段 SRV 在地质模型（孔隙度）中的三维展布情况图

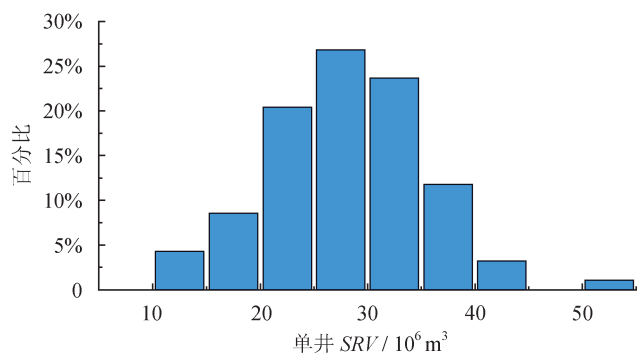


图 13 FL 页岩气示范区内 93 口压裂水平井单井 SRV 数据统计直方图

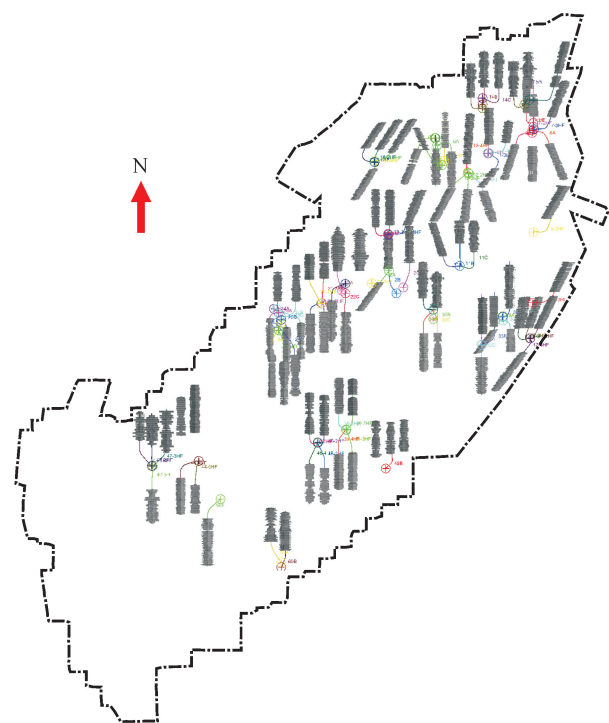


图 14 FL 页岩气示范区内 SRV 展布图

加密井措施提高储层总体改造程度和有效动用，从而提高 FL 页岩气示范区的经济开发效益。

3 结论与认识

1) 基于分段分簇压裂裂缝扩展理论、岩石力学和渗流力学理论建立了页岩储层缝网压裂的 SRV 计算模型，该模型的计算方法与页岩压裂过程储层 SRV 实际物理演化过程相一致，可实现对 SRV 更准确地计算和定量表征。

2) 通过对模型计算结果的分析表明，模拟所得 SRV 与现场微地震监测结果较为符合，说明本文模型的准确性和可靠性较高，适合用于页岩气藏水平井分段分簇压裂设计与压后评价环节。

3) 模型的矿场应用表明，FL 页岩气示范区内水平井分段压裂形成的 SRV 能够满足页岩气的高效开发，压裂增产效果明显。但部分井组间存在较大的压裂未改造区， SRV 的计算表征为指导下一步加密井部署设计，提高储层总体改造程度和有效动用具有重要指导意义。

参 考 文 献

- [1] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 王腾飞, 张守良. 非常规油气藏体积改造技术——内涵, 优化设计与实现 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-358.
Wu Qi, Xu Yun, Wang Xiaoquan, Wang Tengfei & Zhang Shouliang. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, optimization design and implementation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352-358.
- [2] 陈云金, 张明军, 李微, 王槐金, 张艳. 体积压裂与常规压裂投资与效益的对比分析——以川南地区及长宁—威远页岩气示范区为例 [J]. 天然气工业, 2014, 34(10): 128-132.
Chen Yunjin, Zhang Mingjun, Li Wei, Wang Huaijin & Zhang Yan. A comparative analysis of investment and benefit between conventional fracturing and fracturing by stimulated reservoir volume (SRV): Case history of gas/shale gas wells in the Southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(10): 128-132.
- [3] King GE. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? [J]. Journal of Petroleum Technology, 2010, 62(11): 88-90.
- [4] 赵金洲, 任岚, 沈骋, 李勇明. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展 [J]. 天然气工业, 2018, 38(3): 1-14.
Zhao Jinzhou, Ren Lan, Shen Cheng & Li Yongming. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(3): 1-14.
- [5] 任岚, 林然, 赵金洲, 吴雷泽. 基于最优 SRV 的页岩气水平井压裂簇间距优化设计 [J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 69-79.
Ren Lan, Lin Ran, Zhao Jinzhou & Wu Leize. Cluster spacing optimal design for staged fracturing in horizontal shale gas wells

- based on optimal SRV[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(4): 69-79.
- [6] Ge J & Ghassemi A. Stimulated reservoir volume by hydraulic fracturing in naturally fractured shale gas reservoirs[C]//46th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 24-27 June 2012, Chicago, Illinois, USA.
- [7] 赵金洲, 王松, 李勇明. 页岩气藏压裂改造难点与技术关键[J]. *天然气工业*, 2012, 32(4): 46-49.
Zhao Jinzhou, Wang Song & Li Yongming. Difficulties and key techniques in the fracturing treatment of shale gas reservoir[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(4): 46-49.
- [8] Mayerhofer MJ, Lolon EP, Youngblood JE & Heinze JR. Integration of microseismic-fracture-mapping results with numerical fracture network production modeling in the Barnett Shale[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September 2006, San Antonio, Texas, USA. DOI: <http://doi.org/10.2118/102103-MS>.
- [9] Mayerhofer MJ, Lolon E, Warpinski NR, Cipolla CL, Walser DW & Rightmire CM. What is stimulated reservoir volume?[J]. *SPE Production & Operations*, 2010, 25(1): 89-98.
- [10] Maxwell SC, Urbancic TI, Steinsberger N & Zinno R. Microseismic imaging of hydraulic fracture complexity in the Barnett Shale[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 29 September-2 October 2002, San Antonio, Texas, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/77440-MS>.
- [11] Fisher MK, Wright CA, Davidson BM, Steinsberger NP, Buckler WS, Goodwin A, et al. Integrating fracture mapping technologies to improve stimulations in the Barnett Shale[J]. *SPE Production & Facilities*, 2005, 20(2): 85-93.
- [12] Denney D. Optimizing horizontal completions in the Barnett Shale with microseismic fracture mapping[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2005, 57(3): 41-43.
- [13] 刘百红, 秦绪英, 郑四连, 杨强. 微地震监测技术及其在油田中的应用现状[J]. *勘探地球物理进展*, 2005, 28(5): 325-329.
Liu Baihong, Qin Xuying, Zheng Silian & Yang Qiang. Microseismic monitoring and its applications in oilfield operations[J]. *Progress in Exploration Geophysics*, 2005, 28(5): 325-329.
- [14] 赵博雄, 王忠仁, 刘瑞, 雷立群. 国内外微地震监测技术综述[J]. *地球物理学进展*, 2014, 29(4): 1882-1888.
Zhao Boxiong, Wang Zhongren, Liu Rui & Lei Liqun. Review of microseismic monitoring technology research[J]. *Progress in Exploration Geophysics*, 2014, 29(4): 1882-1888.
- [15] 巫芙蓉, 闫媛媛, 尹陈. 页岩气微地震压裂实时监测技术——以四川盆地蜀南地区为例[J]. *天然气工业*, 2016, 36(11): 46-50.
Wu Furong, Yan Yuanyuan & Yin Chen. Real-time microseismic monitoring technology for hydraulic fracturing in shale gas reservoirs: A case study from the Southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(11): 46-50.
- [16] 修乃岭, 严玉忠, 骆禹, 张泽芳, 田国荣. 地面测斜仪压裂裂缝监测技术及应用[J]. *钻采工艺*, 2013, 36(1): 50-52.
Xiu Nailong, Yan Yuzhong, Luo Yu, Zhang Zefang & Tian Guorong. Induced fracture monitoring technology and its application of surface tiltmeter[J]. *Drilling & Production Technology*, 2013, 36(1): 50-52.
- [17] Griffin L, Wright C, Davis E, Wolhart S & Moschovidis Z. Surface and downhole tiltmeter mapping: An effective tool for monitoring downhole drill cuttings disposal[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1-4 October 2000, Dallas, Texas, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/63032-MS>.
- [18] Griffin LG, Wright CA, Demetrius SL, Blackburn BD & Price DG. Identification and implications of induced hydraulic fractures in waterfloods: Case history HGEU[C]//SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 21-23 March 2000, Midland, Texas, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/59525-MS>.
- [19] 唐梅荣, 张矿生, 樊凤玲. 地面测斜仪在长庆油田裂缝测试中的应用[J]. *石油钻采工艺*, 2009, 31(3): 107-110.
Tang Meirong, Zhang Kuangsheng & Fan Fengling. Application of surface tiltmeter fracture mapping in Changqing Oilfield[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2009, 31(3): 107-110.
- [20] Astakhov D, Roadarmel W & Nanayakkara A. A new method of characterizing the stimulated reservoir volume using tiltmeter-based surface microdeformation measurements[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February 2012, The Woodlands, Texas, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/151017-MS>.
- [21] 修乃岭, 王欣, 梁天成, 严玉忠, 窦晶晶. 地面测斜仪在煤层气井组压裂裂缝监测中的应用[J]. *特种油气藏*, 2013, 20(4): 147-150.
Xiu Nailong, Wang Xin, Liang Tiancheng, Yan Yuzhong & Dou Jingjing. Application of surface tiltmeter in fracturing fractures surveillance for CBM well group[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2013, 20(4): 147-150.
- [22] 王进涛, 余晓玲, 唐海军, 果春. 地面倾斜仪裂缝监测技术在沙埕油田的应用[J]. *内江科技*, 2013(1): 84-85.
Wang Jintao, Yu Xiaoling, Tang Haijun & Guo Chun. Application of surface tiltmeter in fracturing fractures surveillance for Shani-an Oil Field[J]. *Neijiang Science and Technology*, 2013(1): 84-85.
- [23] Shapiro SA, Huenges E & Borm G. Estimating the crust permeability from fluid-injection-induced seismic emission at the KTB site[J]. *Geophysical Journal International*, 1997, 131(2): 15-18.
- [24] Yu G & Aguilera R. 3D analytical modeling of hydraulic fracturing stimulated reservoir volume[C]//SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16-18 April 2012, Mexico City, Mexico. DOI: <https://doi.org/10.2118/153486-MS>.
- [25] Maulianda BT, Hareland G & Chen S. Geomechanical consideration in stimulated reservoir volume dimension models prediction during multi-stage hydraulic fractures in horizontal wells—glauconite tight formation in Hoadley Field[C]//48th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 1-4 June 2014, Minneapolis, Minnesota, USA.
- [26] 程远方, 李友志, 时贤, 吴百烈, 王欣, 邓文彪. 页岩气体积压裂裂缝网模型分析及应用[J]. *天然气工业*, 2013, 33(9): 53-59.
Cheng Yuanfang, Li Youzhi, Shi Xian, Wu Bailie, Wang Xin & Deng Wenbiao. Analysis and application of fracture network

- models of volume fracturing in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(9): 53-59.
- [27] 赵立强, 刘飞, 王佩珊, 刘平礼, 罗志锋, 李年银. 复杂水力裂缝网络延伸规律研究进展 [J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(4): 562-569.
Zhao Liqiang, Liu Fei, Wang Peishan, Liu Pingli, Luo Zhifeng & Li Nianyin. A review of creation and propagation of complex hydraulic fracture network[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(4): 562-569.
- [28] 潘林华, 程礼军, 陆朝晖, 岳锋. 页岩储层水力压裂裂缝扩展模拟进展 [J]. *特种油气藏*, 2014, 21(4): 1-6.
Pan Linhua, Cheng Lijun, Lu Zhaohui & Yue Feng. Simulation of hydraulic fracture propagation in shale reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(4): 1-6.
- [29] Huang J, Safari R, Lakshminarayanan S, Mutlu U & McClure M. Impact of discrete fracture network (DFN) reactivation on productive stimulated rock volume: Microseismic geomechanics and reservoir coupling[C]//48th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 1-4 June 2014, Minneapolis, Minnesota, USA.
- [30] Meyer BR & Bazan LW. A discrete fracture network model for hydraulically induced fractures-theory parametric and case studies[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 24-26 January 2011, The Woodlands, Texas, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/140514-MS>.
- [31] Rogers S, Elmo D, Dunphy R & Bearinger D. Understanding hydraulic fracture geometry and interactions in the Horn River Basin through DFN and numerical modeling[C]//Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada. DOI: <https://doi.org/10.2118/137488-MS>.
- [32] McClure M & Horne RN. Discrete fracture network modeling of hydraulic stimulation: Coupling flow and geomechanics[M]. Houston: Springer Science & Business Media, 2013.
- [33] 李玉喜, 张金川, 姜生玲, 韩双彪. 页岩气地质综合评价和目标优选 [J]. *地学前缘*, 2012, 19(5): 332-338.
Li Yuxi, Zhang Jinchuan, Jiang Shengling & Han Shuangbiao. Geologic evaluation and targets optimization of shale gas[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(5): 332-338.
- [34] Sakhaee-Pour A & Bryant SL. Gas permeability of shale[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, 15(4): 401-409.
- [35] 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.
- [36] Walton I & McLennan J. The role in natural fractures in shale gas production[M/OL]//Walton I & McLennan J, ed. *The Role of Natural Fractures in Shale Gas Production, Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing* Rob Jeffrey, Intech Open, DOI: <https://doi.org/10.5772/56404>.
- [37] Cho Y, Ozkan E & Apaydin OG. Pressure-dependent natural-fracture permeability in shale and its effect on shale-gas well production[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2013, 16(2): 216-228.
- [38] Ben Y, Wang Y & Shi G. Effect of natural fractures on hydraulic fracturing[C]//ISRM Regional Symposium—7th Asian Rock Mechanics Symposium, 15-19 October 2012, Seoul, Korea.
- [39] Hu D, Matzar L & Martysevich VN. Effect of natural fractures on Eagle Ford Shale mechanical properties[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October 2014, Amsterdam, The Netherlands. DOI: <https://doi.org/10.2118/170651-MS>.
- [40] Du CM, Zhang X, Zhan L, Gu H, Hay B, Tushingham K & Ma YZ. Modeling hydraulic fracturing induced fracture networks in shale gas reservoirs as a dual porosity system[C]//International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June 2010, Beijing, China. DOI: <https://doi.org/10.2118/132180-MS>.
- [41] Schepers KC, Gonzalez RJ, Koperna GJ & Oudinot AY. Reservoir modeling in support of shale gas exploration[C]//Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 31 May-3 June 2009, Cartagena de Indias, Colombia. DOI: <https://doi.org/10.2118/123057-MS>.
- [42] Guo J, Lu Q, Zhu H, Wang Y & Ma L. Perforating cluster space optimization method of horizontal well multi-stage fracturing in extremely thick unconventional gas reservoir[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 26: 1648-1662.
- [43] 李勇明, 陈曦宇, 赵金洲, 申峰, 乔红军. 水平井分段多簇压裂缝间干扰研究 [J]. *西南石油大学学报 (自然科学版)*, 2016, 38(1): 76-83.
Li Yongming, Chen Xiyu, Zhao Jinzhou, Shen Feng & Qiao Hongjun. The effects of crack interaction in multi-stage horizontal fracturing[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2016, 38(1): 76-83.
- [44] Lamb H. *Hydrodynamics*[M]. New York: Dover Publications, 1932: 581-587.
- [45] Charlez PA. *Rock mechanics: Petroleum applications*[M]. Paris: Editions Technip, 1997: 264-266.
- [46] Warpinski NR & Branagan PT. Altered-stress fracturing[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1989, 41(9): 990-997.
- [47] Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms[J]. *Communications of the ACM*, 1970, 13(1): 47-49.
- [48] Ozkan E & Raghavan R. New solutions for well-test-analysis problems: Part 1—Analytical considerations[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1991, 6(3): 359-368.
- [49] Warpinski NR & Teufel LW. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, 39(2): 209-220.