

引用格式: 胡之桢, 李树新, 王建君, 等. 复杂人工裂缝产状页岩气藏多段压裂水平井产能评价[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(4): 459-466.  
HU Zhijian, LI Shuxin, WANG Jianjun, et al. Productivity evaluation of multi-stage fracturing horizontal wells in shale gas reservoir with complex artificial fracture occurrence[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 459-466.  
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.04.007

## 复杂人工裂缝产状页岩气藏多段压裂水平井产能评价

胡之桢<sup>1</sup>, 李树新<sup>2</sup>, 王建君<sup>3</sup>, 周 鸿<sup>4</sup>, 赵玉龙<sup>1</sup>, 张烈辉<sup>1</sup>

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国石油煤层气有限责任公司, 北京 100028; 3. 中国石油浙江油田分公司, 浙江 杭州 310023; 4. 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿, 四川 泸州 646001)

**摘要:** 基于页岩气多重运移机制理论, 针对页岩储层压裂裂缝呈现复杂形状和非均匀分布的实际情况, 建立耦合了两类孔隙表现渗透率的页岩表现渗透率统一模型, 另外, 运用实空间源汇函数理论和压降叠加原理, 建立了气藏—裂缝—井筒耦合渗流模型。模拟分析了页岩气微观渗流、裂缝形状和裂缝非均匀分布对产能的影响, 结果表明: 微观渗流对页岩气井产量的影响不可忽视, 在生产初期考虑微观渗流的日产气量比不考虑微观渗流的日产气量高了 20.3%; 复杂形状裂缝的产能比理想矩形裂缝的产能要低, 其中星形裂缝的产能最低; 裂缝的非均匀分布会影响水平井的产能, 需选择最优布缝方式。研究模型综合考虑了页岩气的微观渗流机理和实际压裂裂缝情况, 为页岩气藏压裂水平井产能研究提供了参考。

**关键词:** 页岩气; 表现渗透率; 压裂水平井; 复杂裂缝; 产能模型

中图分类号: TE328

文献标识码: A

### Productivity evaluation of multi-stage fracturing horizontal wells in shale gas reservoir with complex artificial fracture occurrence

HU Zhijian<sup>1</sup>, LI Shuxin<sup>2</sup>, WANG Jianjun<sup>3</sup>, ZHOU Hong<sup>4</sup>, ZHAO Yulong<sup>1</sup>, ZHANG Liehui<sup>1</sup>

(1. National Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. PetroChina Coalbed Methane Company, Beijing 100028, China; 3. PetroChina Zhejiang Oilfield Company, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 4. Shunan Division, PetroChina Southwest Oil & Gas field Company, Luzhou, Sichuan 646001, China)

**Abstract:** Considering complex shape and non-uniform distribution of fracturing fractures in shale reservoir, on the basis of multiple migration mechanisms a unified apparent permeability model is developed, incorporating two types of pore apparent permeability based on multiple migration mechanisms. This model serves as the foundation for establishing a gas reservoir-fracture-wellbore coupled seepage model, utilizing real space source function theory and pressure drawdown superposition principle. Through simulations and analyses, the study investigates the effects of micro seepage, fracture shape and non-uniform distribution of fractures on shale gas productivity. The demonstrate that micro seepage significantly impacts shale gas well production, with daily gas production being 20.3 % higher when considering micro seepage during the initial stage compared to neglecting it. Furthermore, the productivity of wells with complex fractures is lower than that of wells with ideal rectangular fractures, and star-shaped fractures exhibit the lowest productivity. The non-uniform distribution of fractures also affects the productivity of horizontal wells, and an optimal fracture layout is identified. The model takes into account both the micro seepage mechanism and actual fracturing fracture of shale gas, providing valuable guidance for the productivity research of fractured horizontal wells in shale gas reservoir.

**Keywords:** shale gas; apparent permeability; fractured horizontal well; complex fracture; productivity model

收稿日期: 2022-03-07。

第一作者简介: 胡之桢 (1998—), 在读硕士研究生, 主要从事油气藏渗流理论及应用研究。地址: 四川省成都市新都区新都大道 8 号, 邮政编码: 610500。E-mail: 178872337@qq.com

通信作者简介: 赵玉龙 (1986—), 博士, 研究员, 主要从事非常规油气藏开发、数值模拟、试井分析等方面的科研与教学工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道 8 号, 邮政编码: 610500。E-mail: 373104686@qq.com

基金项目: 中国石油—西南石油大学创新联合体项目“川南深层与昭通中浅层海相页岩气整体动用理论与技术”(2020CX020202); 中国石油—西南石油大学创新联合体项目“不同构型页岩储层流体流动规律及开发优化理论与方法”(2020CX030202); 四川省杰出青年科技人才项目“深层海相页岩气藏流体赋存与传质机制研究”(2022JDJQ0009)。

随着非常规能源在世界能源中占据越来越重要的地位,页岩气作为“清洁非常规能源”的开发成为世界能源开发的研究重点。中国是页岩气大国,拥有丰富的页岩气资源量和广阔的开采前景,并且已经在四川盆地及其邻区实现了海相页岩气资源的有效开发<sup>[1-2]</sup>。页岩储层具有超低孔、超低渗的特点,普通的开采方式不能充分将其开采,必须通过大型水力压裂技术来实现工业化开采<sup>[3]</sup>,因此,页岩气的产能研究对页岩气藏的有效开发有着重要意义。

页岩气主要以游离态和吸附态方式赋存在纳米孔隙中,并且在多尺度流动空间内存在许多复杂流动机理。目前,主流的研究方法是根据克努森数划分流动形态<sup>[4-5]</sup>,运用线性加权<sup>[6]</sup>或分子碰撞频率加权<sup>[7-8]</sup>的耦合方式建立综合考虑滑脱、解吸和扩散<sup>[9]</sup>的表观渗透率模型,但还很少有研究者将页岩气藏孔隙分为无机质孔隙和有机质孔隙进行研究。国内外预测页岩气藏压裂水平井产能主要有解析法、半解析法和数值法。解析法<sup>[10-11]</sup>大多都考虑储层为多重介质,并划分几种流动区域,利用拉式变换求得产量的解析解;半解析法<sup>[12-13]</sup>通过离散裂缝网络,构造压降矩阵,求解线性方程组进行产能预测;数值法<sup>[14-15]</sup>利用有限元、有限差分等方法求解渗流偏微分方程,从而模拟生产动态。但水力压裂形成的裂缝不仅形状复杂,并且呈现“不等间距、不等裂缝半长<sup>[16]</sup>”的非均匀分布,研究者们的产能计算方法没有全面综合地考虑到这些,造成计算结果不准确。

研究基于页岩气的多重运移机制理论,将储层分为无机质孔隙和有机质孔隙,建立耦合了2种孔隙的页岩表观渗透率模型(图1)。在此基础上,考虑压裂裂缝的复杂形状和非均匀分布,利用源汇思想和叠加原理建立页岩气藏压裂复杂裂缝水平井产能预测模型,分析了页岩气微观渗流、裂缝形状和裂缝非均匀分布对产能的影响。

## 1 模型建立

### 1.1 页岩气表观渗透率模型

页岩气储层多为微米—纳米级孔隙,孔隙结构复杂、形状多样<sup>[17-18]</sup>。运用迂曲毛管束的分形理论<sup>[19]</sup>来描述页岩储层孔隙,将页岩储层分为有机质孔隙和无机质孔隙,全面考虑黏性流、克努森扩散和表面扩散的流动机理,推导页岩表观渗透率。

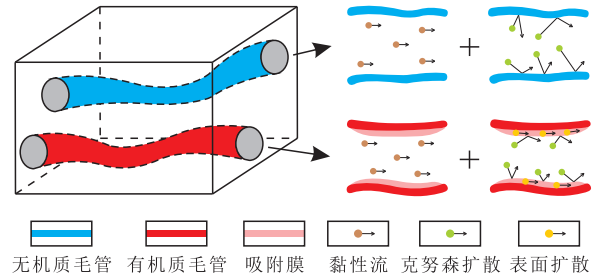


图1 页岩表观渗透率模型示意图

Fig. 1 Schematic diagram of shale gas micro seepage model

无机质孔隙中存在黏性流<sup>[20]</sup>与克努森扩散。考虑稀薄气体效应修正黏性流公式,再引入加权因子表征黏性流和克努森扩散的贡献率<sup>[8]</sup>,得到无机质单根毛管截面的总质量通量为:

$$J_m = \left[ \varepsilon_v (1 + \alpha K_n) \left( 1 + \frac{4K_n}{1 + K_n} \right) \frac{D^2 p M_g}{32 \mu_g Z R T} + \varepsilon_N \frac{D p C_g}{3} \left( \frac{8 M_g}{\pi Z R T} \right)^{0.5} \right] \frac{\Delta p}{L(D)} \quad (1)$$

式中: $J_m$ 为无机质单根毛管截面的总质量通量,单位 $\text{mol}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ;  $\varepsilon_v$ 为黏性流贡献率; $\alpha$ 为稀薄气体效应系数; $K_n$ 为克努森数; $D$ 为孔隙直径,单位 $\text{m}$ ;  $p$ 为地层压力,单位 $\text{MPa}$ ;  $T$ 为地层温度,单位 $\text{K}$ ;  $Z$ 为偏差因子; $R$ 为气体常数,单位 $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ;  $M_g$ 为气体分子摩尔质量,单位 $\text{kg}/\text{mol}$ ;  $\mu_g$ 为气体黏度,单位 $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $\varepsilon_N$ 为克努森扩散贡献率; $C_g$ 为气体压缩系数,单位 $1/\text{MPa}$ ;  $\Delta p$ 为毛管束两端压力差,单位 $\text{MPa}$ ;  $L$ 为迂曲毛管长度,单位 $\text{m}$ 。

式(1)乘以截面面积得到单根毛管质量流量,再对单根毛管沿最小和最大孔径进行积分,利用达西定律计算无机质孔隙渗透率为:

$$K_m = \frac{\varphi (2 - D_p)}{L^{D_l - 1} (D_{\max}^{2 - D_p} - D_{\min}^{2 - D_p})} \int_{D_{\min}}^{D_{\max}} \left[ \varepsilon_v (1 + \alpha K_n) \left( 1 + \frac{4K_n}{1 + K_n} \right) \frac{1}{32} D^{2 + D_l - D_p} + \varepsilon_N \frac{\mu_g C_g}{3} \left( \frac{8 Z R T}{\pi M_g} \right)^{0.5} D^{1 + D_l - D_p} \right] dD \quad (2)$$

式中: $K_m$ 为无机质孔隙渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\varphi$ 为孔隙度; $D_p$ 为孔隙面积分形维数; $D_l$ 为迂曲度分形维数; $D_{\max}$ 为最大孔隙直径,单位 $\text{m}$ ;  $D_{\min}$ 为最小孔隙直径,单位 $\text{m}$ 。

有机质孔隙表面存在吸附气,不仅会减小有效孔径,并且随着储层压力降低,吸附气发生的表面扩散还会对渗透率做出贡献。气体分子覆盖率、有效孔径和有效孔隙度<sup>[21]</sup>计算公式分别为:

$$\theta = \frac{p/Z}{p_L + p/Z} \quad (3)$$

$$D_e = D - 2d_m\theta \quad (4)$$

$$\varphi_e = \varphi \left( 1 - \frac{2d_m\theta}{D_{ave}} \right)^2 \quad (5)$$

式(3)一式(5)中: $\theta$ 为气体分子覆盖率; $p_L$ 为Langmuir压力,单位MPa; $D_e$ 为有效孔径,单位m; $d_m$ 为气体分子直径,单位m; $\varphi_e$ 为有效孔隙度; $D_{ave}$ 为平均孔隙直径,单位m。

利用考虑吸附气厚度的有效参数计算3种复杂流动的流量,采用壁联扩散<sup>[22]</sup>的方式进行耦合,得到有机质孔隙渗透率为:

$$K_{or} = \frac{\varphi_e(2 - D_{pe})}{L_e^{D_e-1}(D_{maxe}^2 - D_{mine}^2)} \left[ \frac{1}{32} \frac{D_{maxe}^{3+D_{vc}-D_{pc}} - D_{mine}^{3+D_{vc}-D_{pc}}}{3 + D_{te} - D_{pe}} + \frac{\mu_g C_g \left( \frac{8ZRT}{\pi M_g} \right)^{0.5}}{3} \frac{D_{maxe}^{2+D_{vc}-D_{pc}} - D_{mine}^{2+D_{vc}-D_{pc}}}{2 + D_{te} - D_{pe}} + \frac{4D_B \mu_g ZRT \theta}{\pi d_m^3 N_A P^2} \frac{D_{maxe}^{1+D_{vc}-D_{pc}} - D_{mine}^{1+D_{vc}-D_{pc}}}{1 + D_{te} - D_{pe}} \right] \quad (6)$$

式中: $K_{or}$ 为有机质孔隙渗透率,单位 $10^{-3} \mu m^2$ ; $L_e$ 为有机质迂曲毛细管长度,单位m; $D_B$ 为表面扩散系数,单位 $m^2/s$ ; $N_A$ 为阿伏伽德罗常数,单位 $1/mol$ ;下标e代表有机质有效参数。

通过对页岩进行电镜扫描,确定有机质占比 $\varepsilon$ 即可加权得出页岩表观渗透率为:

$$K_{app} = (1 - \varepsilon)K_{in} + \varepsilon K_{or} \quad (7)$$

式中: $K_{app}$ 为页岩表观渗透率,单位 $10^{-3} \mu m^2$ ; $\varepsilon$ 为页岩储层有机质占比。

## 1.2 压裂水平井产能模型

模型设定条件如下:①水平井筒位于气藏中心,水平井长度方向为 $x$ 轴,裂缝长度方向为 $y$ 轴,裂缝高度方向为 $z$ 轴;②裂缝垂直于水平井筒,缝宽和缝高沿裂缝长度方向减小,并且沿水平井长度方向呈现“不等间距、不等半长”的分布;③气藏初始压力均匀分布;④气藏内流动为单相气体流动且忽略重力的影响;⑤气体仅通过裂缝流入井筒并且不考虑井筒压降。

定义气体拟压力<sup>[23]</sup>为:

$$m(p) = \frac{\mu_{gi} Z_i}{p_i} \int_{p_i}^p \frac{p}{\mu_g(p) Z(p)} dp \quad (8)$$

式中: $m(p)$ 为气体拟压力,单位MPa; $p_i$ 为原始地层压力,单位MPa; $\mu_{gi}$ 为初始气体黏度,单位 $mPa \cdot s$ ; $Z_i$ 为初始偏差因子。

根据高等渗流力学理论<sup>[24]</sup>,封闭地层点汇拟压力形式为:

$$m(p) = m(p_i) - \frac{q(t)}{\phi C_t} \int_0^t S(x,t)S(y,t)S(z,t)dt \quad (9)$$

式中: $m(p_i)$ 为气体初始拟压力,单位MPa; $q(t)$ 为点汇流量,单位 $m^3/s$ ; $C_t$ 为综合压缩系数,单位 $1/MPa$ ; $S(x,t)S(y,t)S(z,t)$ 为 $x$ 、 $y$ 、 $z$ 方向基本汇函数。

其中3个方向基本汇函数分别为:

$$S(x,t) = \frac{1}{x_e} \left[ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{K_{app}}{\phi \mu_g C_t} \frac{n^2 \pi^2 t}{x_e^2}\right) \cos \frac{n\pi x_w}{x_e} \cos \frac{n\pi x}{x_e} \right] \quad (10)$$

$$S(y,t) = \frac{1}{y_e} \left[ 1 + 2 \sum_{m=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{K_{app}}{\phi \mu_g C_t} \frac{m^2 \pi^2 t}{y_e^2}\right) \cos \frac{m\pi y_w}{y_e} \cos \frac{m\pi y}{y_e} \right] \quad (11)$$

$$S(z,t) = \frac{1}{z_e} \left[ 1 + 2 \sum_{l=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{K_{app}}{\phi \mu_g C_t} \frac{l^2 \pi^2 t}{z_e^2}\right) \cos \frac{l\pi z_w}{z_e} \cos \frac{l\pi z}{z_e} \right] \quad (12)$$

式(10)一式(12)中: $x_e$ 、 $y_e$ 、 $z_e$ 分别为储层长度、宽度、厚度,单位m; $x_w$ 、 $y_w$ 、 $z_w$ 为点汇坐标,单位m; $x$ 、 $y$ 、 $z$ 为气藏任意一点坐标,单位m; $t$ 为时间,单位s。

将式(8)代入式(9),引入平均物性参数来近似等效气体黏度和偏差因子的变化,可以得到真实气体状态下的点汇压力解为:

$$p_i^2 - p^2 = \frac{2q(t)p_i \bar{\mu}_g \bar{Z}}{\phi C_t \mu_{gi} Z_i} \int_0^t S(x,t)S(y,t)S(z,t)dt \quad (13)$$

式中: $\bar{\mu}_g$ 为平均气体黏度,单位 $mPa \cdot s$ ; $\bar{Z}$ 为平均偏差因子。

由于地应力和压裂施工等因素的影响,水力压裂不会形成理想的矩形裂缝,而是沿着裂缝长度方向会变窄、变矮,常见的复杂形状裂缝如图2。

水平井上有 $n$ 条裂缝,每条裂缝的上下两翼沿中心线各离散成 $n$ 份,每条裂缝共离散成 $2n$ 份,整个缝网共有 $2n \times n$ 个裂缝网格,每个裂缝网格中心点可视为一个点汇(图3)。

根据点汇函数,初始时刻各边界并无流体流动,裂缝上翼微元对气藏中任意一点产生的压降为:

$$p_i^2 - p^2(x,y,z,t) = \frac{2q_{ji}^{(a)}(t)p_i \bar{\mu}_g \bar{Z}}{\phi C_t \mu_{gi} Z_i} \int_0^t S(x,t)S(y,t)S(z,t)dt \quad (14)$$

式中: $p(x,y,z,t)$ 为地层任意一点的压力,单位MPa; $q_{ji}^{(a)}(t)$ 为第 $j$ 条裂缝上翼第 $i$ 个微元流量,单位 $m^3/s$ ;上标(a)代表上翼方程,如果换成(b)代表下翼方程,上下两翼方程具有镜像性,因此,只给出上翼方程,下同。

定义气藏压降系数为:

$$R(i,j) = \frac{2p_i \bar{\mu}_g \bar{Z}}{\phi C_t \mu_{gi} Z_i} \int_0^t S(x,t)S(y,t)S(z,t)dt \quad (15)$$

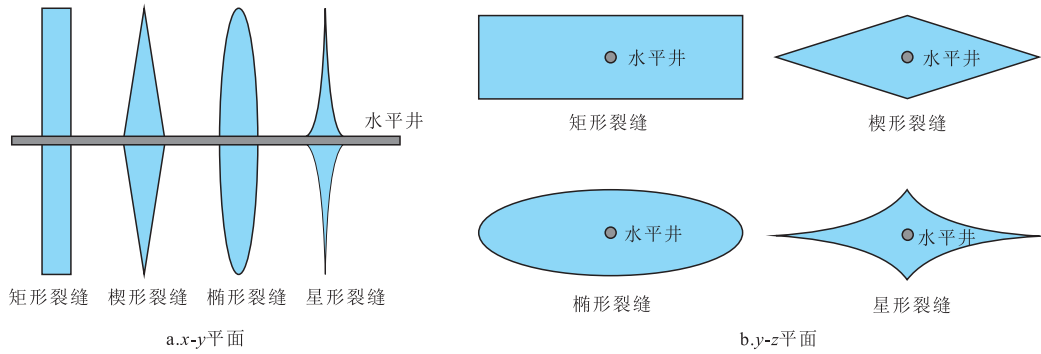


图2 复杂形状裂缝示意图

Fig. 2 Schematic diagram of complex-shaped fracture

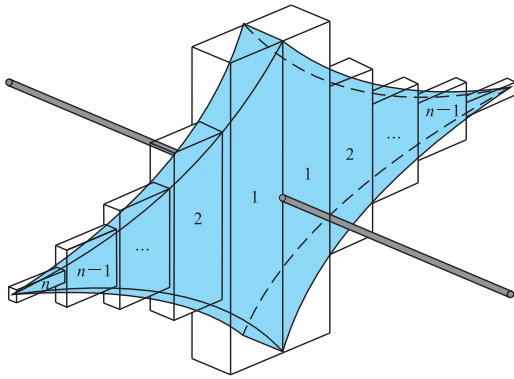


图3 单条裂缝离散网格图

Fig. 3 Grid discretization of single fracture

式中: $R(i,j)$ 为气藏压降系数,单位 $\text{MPa}/\text{m}^3$ ;  $i$ 为裂缝序号; $j$ 为单翼裂缝网格序号。

线性方程组共有 $2n \times n$ 个方程,把方程组分成 $n$ 份,每一份的前 $n$ 个方程代表这条裂缝的上翼,后 $n$ 个方程代表这条裂缝的下翼。上翼总方程组如下:

$$\begin{cases} p_i^2 - (p_{j,k}^{(a)})^2 = \sum_{o=1}^n \left[ \sum_{m=1}^n q_{j,m}^{(a)}(t) R(o \times k, o \times m) + \sum_{l=n+1}^{2n} q_{j,l}^{(b)}(t) R(o \times k, o \times l) \right] \\ j = 1, 2, \dots, n; k = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (16)$$

式中: $p_{j,k}^{(a)}$ 为第 $j$ 条裂缝上翼第 $k$ 个微元压力,单位 $\text{MPa}$ ;  $o, k, l, m$ 为序号。

由达西定律可知,第 $j$ 条裂缝上翼任意裂缝微元 $i$ 到井筒的压降为:

$$\begin{aligned} (p_{j,i}^{(a)})^2 - p_{\text{wf}}^2 = & \frac{2\mu_g p_{\text{sc}} Z T}{K_i T_{\text{sc}}} \left\{ \sum_{k=1}^{i-1} \left( q_{j,k}^{(a)} \sum_{o=1}^k \frac{L_{j,o}^{(a)}}{n f_j^{(a)}(o) g_j^{(a)}(o)} \right) + \right. \\ & \left. \sum_{m=i}^n \left[ q_{j,m}^{(a)} \left( \sum_{o=1}^{i-1} \frac{L_{j,o}^{(a)}}{n f_j^{(a)}(o) g_j^{(a)}(o)} + \frac{L_{j,i}^{(a)}}{2 n f_j^{(a)}(i) g_j^{(a)}(i)} \right) \right] \right\} \quad (17) \end{aligned}$$

式中: $p_{\text{wf}}$ 为井底流压,单位 $\text{MPa}$ ;  $p_{\text{sc}}$ 为标准状况下压力,单位 $\text{MPa}$ ;  $T_{\text{sc}}$ 为标准状况下温度,单位 $\text{K}$ ;  $K_i$ 为裂缝渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $L_{j,i}^{(a)}$ 第 $j$ 条裂缝上翼长度,单位 $\text{m}$ ;  $f$ 函数和 $g$ 函数分别为缝宽和缝高发育函数。

## 2 模型求解

联立公式(15)和(16)得到耦合流动方程组,方程组由压力平方差、压降矩阵和裂缝微元流量构成。方程如下:

$$P_{(n,-1)\Delta t} = A q_{n,\Delta t} \quad (18)$$

$$P_{(n,-1)\Delta t} = \left[ p_{(n,-1)\Delta t}^2 - p_{\text{wf}}^2, p_{(n,-1)\Delta t}^2 - p_{\text{wf}}^2, \dots, p_{(n,-1)\Delta t}^2 - p_{\text{wf}}^2 \right]_{1 \times 2n}^T \quad (19)$$

$$q_{n,\Delta t} = \left[ \tilde{q}_1, \tilde{q}_2, \dots, \tilde{q}_n \right]_{1 \times n}^T \quad (20)$$

式(18)一式(20)中: $n_t$ 为时间步数; $\Delta t$ 为时间步长; $P_{(n,-1)\Delta t}$ 为第 $n_t - 1$ 个时间步数的压力平方差矩阵; $q_{n,\Delta t}$ 为第 $n_t$ 个时间步数的裂缝流量; $p_{(n,-1)\Delta t}$ 为第 $n_t - 1$ 个时间步数的地层压力,单位 $\text{MPa}$ ,当 $n_t=1$ 时, $p_{n,\Delta t}=p_i$ 。

其中, $\tilde{q}_j$ 有 $2n$ 个元素,代表第 $j$ 条裂缝离散后的 $2n$ 个裂缝微元的流量,前 $n$ 个代表上翼微元流量,后 $n$ 个代表下翼微元流量:

$$\begin{cases} \tilde{q}_j = \left[ q_{j,1}^{(a)}, \dots, q_{j,n}^{(a)}, q_{j,1}^{(b)}, \dots, q_{j,n}^{(b)} \right]_{1 \times 2n}^T \\ j = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (21)$$

$A$ 为缝网系统总压降矩阵,由气藏压降矩阵和裂缝压降矩阵组成:

$$A = G + F \quad (22)$$

气藏压降矩阵如下:

$$G = \begin{bmatrix} R(1,1) & R(1,2) & \cdots & R(1,2n^2) \\ R(2,1) & R(2,2) & \cdots & R(2,2n^2) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R(2n^2,1) & R(2n^2,2) & \cdots & R(2n^2,2n^2) \end{bmatrix}_{2n^2 \times 2n^2} \quad (23)$$

裂缝压降矩阵如下,  $O$  为零矩阵,  $\tilde{F}_j$  代表第  $j$  条裂缝的压降矩阵:

$$F = \begin{bmatrix} \tilde{F}_1 & O & \cdots & O \\ O & \tilde{F}_2 & \cdots & O \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ O & O & \cdots & \tilde{F}_n \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (24)$$

$$\tilde{F}_j = \begin{bmatrix} F_j^{(a)} & O \\ O & F_j^{(b)} \end{bmatrix}_{2 \times 2} \quad (j = 1, 2, \dots, n) \quad (25)$$

其中  $F_j^{(a)}$  表示第  $j$  条裂缝上翼的裂缝压降矩阵:

$$F_j^{(a)} = \begin{bmatrix} 0.5F_{j,1}^{(a)} & 0.5F_{j,1}^{(a)} & \cdots & 0.5F_{j,1}^{(a)} \\ 0 & 0.5F_{j,2}^{(a)} + F_{j,1}^{(a)} & \cdots & 0.5F_{j,2}^{(a)} + F_{j,1}^{(a)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0.5F_{j,n}^{(a)} + \sum_{i=1}^{n-1} F_{j,i}^{(a)} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (26)$$

第  $j$  条裂缝上翼裂缝压降矩阵系数为:

$$F_{ji}^{(a)} = \frac{2\mu_g p_{sc} ZT}{K_f T_{sc}} \frac{L_{fj}^{(a)}}{n f_j^{(a)}(i) g_j^{(a)}(i)} \quad (27)$$

所求的方程为线性方程组,运用高斯—赛德尔迭代法即可求解。模型求解流程如图4。

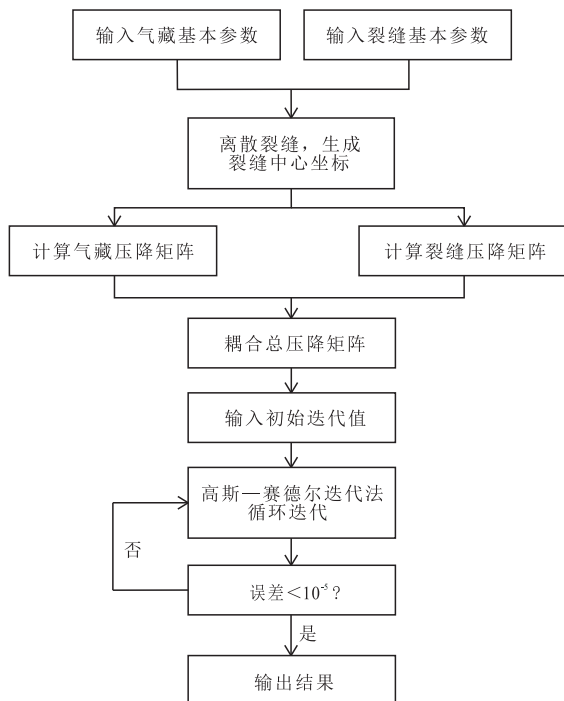


图4 模型求解流程图

Fig. 4 Model solving flow chart

### 3 模型验证与分析

#### 3.1 模型验证

为验证模型准确性,分别采用Petrel数值模拟软件和本文模型计算压裂水平井产能,计算参数见表1。

不考虑裂缝的复杂形状和非均匀分布,模型退化为等间距压裂水平井产能模型,模型计算结果与数值模拟软件计算结果基本一致(误差小于5.0%),验证了模型的准确性(图5)。

#### 3.2 参数敏感性分析

##### 3.2.1 微观渗流机理

页岩气藏与常规气藏最大的不同是页岩气在微纳米孔隙中存在多重运移机制。采用定压生产进行模拟,由图6a可知,1500 d后不考虑微观渗流的累计产气量为  $0.98 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,考虑微观渗流的累计产气量达到了  $1.03 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,两者相差4.85%;而在生产初期(即为刚开始生产时,  $t=1 \text{ d}$ )考虑微观渗流与不考虑

表1 页岩气藏基础参数

Table 1 Basic parameters of shale gas reservoir

参数	取值	参数	取值
井底流压/MPa	6	气藏长度/m	1950
裂缝数量	7	气藏宽度/m	1100
裂缝半长/m	150	气藏厚度/m	50
裂缝宽度/m	0.005	基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$1 \times 10^{-5}$
裂缝高度/m	50	基质孔隙度	0.05
裂缝间距/m	200	气藏温度/K	353
裂缝导流能力/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m})$	0.2	原始地层压力/MPa	30

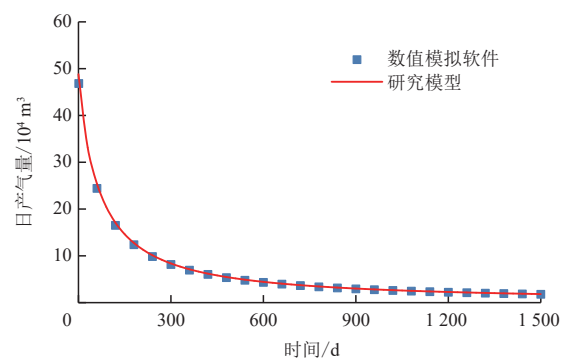


图5 等间距压裂水平井产能模型计算结果对比

Fig. 5 Comparison of calculated results for production capacity models of equally spaced fractured horizontal wells

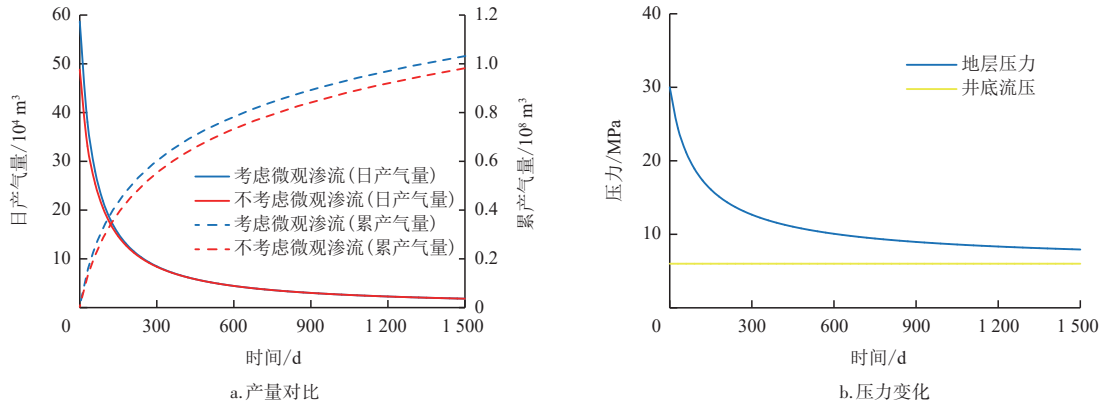


图6 微观渗流对页岩气产量的影响

Fig. 6 Influence of micro seepage on shale gas production

微观渗流的日产气量差距达到了20.3%。将式(3)变换成如下式子:

$$\theta = \frac{1}{Z p_L/p + 1} \quad (28)$$

由式(28)结果可知:当地层压力较高时,气体分子覆盖率较大,有机质孔隙壁面充满着吸附态气体分子;随着地层压力下降,气体分子覆盖率值变小,吸附态气体分子不断地从壁面解吸出来。在生产初期,地层压力下降较快,此时,地层开始大量出现解吸气,当生产到300 d时,地层压力下降开始变得缓慢,吸附气的解吸变得缓慢,因此,微观渗流对页岩气井产量的影响不可忽略,需要构建全面考虑气体多重运移机制的页岩表观渗透率模型评价页岩气井的产能(图6b)。

### 3.2.2 裂缝形状

在其他参数不变的情况下,裂缝形状的变化显著影响水平井产量,所有复杂形状裂缝产量都低于理想矩形裂缝,产量由大到小依次为:矩形裂缝、椭圆形裂缝、楔形裂缝、星形裂缝;模拟生产1500 d后,与理想矩形裂缝产量相比,椭圆形裂缝、楔形裂缝、星形裂缝的累产气量分别减少了2.04%、3.87%、6.63%;初始日产气量减幅分别达到了4.92%、9.63%和17.01%。综上所述,考虑裂缝为理想矩形裂缝不仅与实际情况不符,还高估了其产能(图7)。

### 3.2.3 裂缝非均匀分布

由于压裂的成本与裂缝长度呈正相关,考虑裂缝总数与长度一定,需分析裂缝横向非均匀分布和

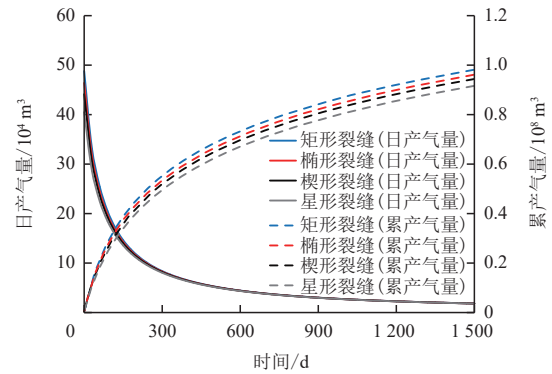


图7 裂缝形状对页岩气产量的影响

Fig. 7 Influence of fracture shape on shale gas production

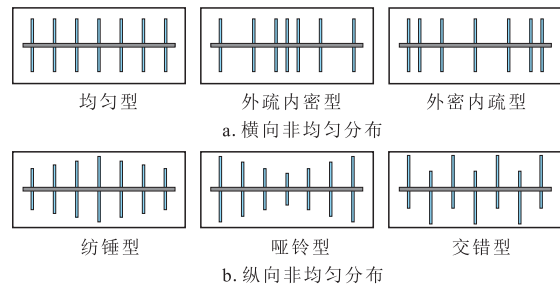


图8 裂缝纵、横向非均匀分布模型

Fig. 8 Models for non-uniform distribution of fractures in both longitudinal and transverse directions

纵向非均匀分布对产能的影响,因此,建立裂缝纵、横向非均匀分布模型(图8)。

由模拟结果(图9)可知:在裂缝总数和长度不变时,横向非均匀分布模式的产量由大到小依次为:外密内疏型、均匀型、外疏内密型。1500 d后,外密内疏型、均匀型、外疏内密型的累产气量分别为 $1.00 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $0.98 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $0.95 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,相较于均匀型,外密内疏型的累产气量增加了2.04%,外疏内

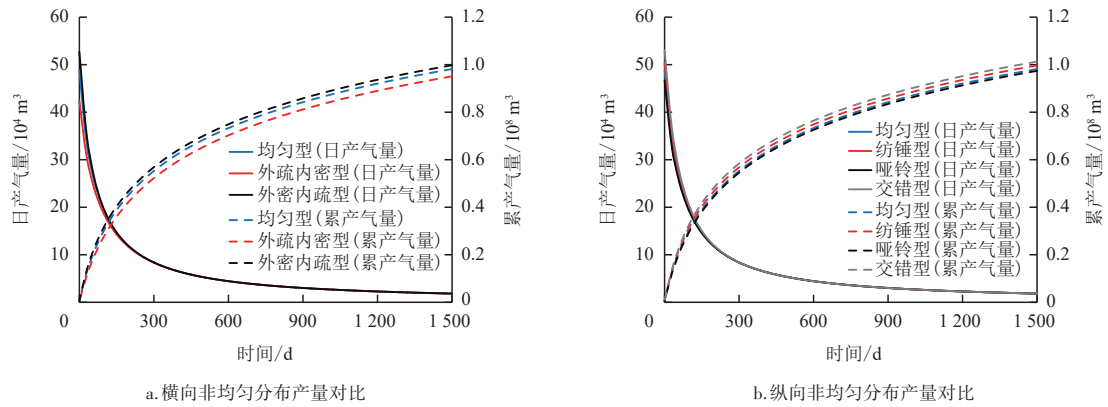


图9 裂缝非均匀分布对页岩气产量的影响  
Fig. 9 Influence of non-uniform distribution of fractures on shale gas production

密型的累产气量减少了5.26%。这是由于外疏内密型会造成中间裂缝的控制区域重叠,造成浪费。纵向非均匀分布模式中,交错型的累产气量最高,为 $1.01 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;纺锤型获得的累产气量次之,为 $0.99 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;哑铃型的产量最低,为 $0.97 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。相较于均匀型,交错型的累产气量增加了3.06%,纺锤型的累产气量增加了1.02%,哑铃型的累产气量减少了1.03%。分析可得,相较纺锤型布局和哑铃型布局,交错型布局的裂缝控制面积最大。综上所述,在页岩气藏的压裂施工中选择外密内疏-交错型的布缝方式可以提高水平井的产能。

### 3.3 实例应用

选取长宁页岩气藏一口水平井进行生产数据拟合,基础计算参数见表2。

全面考虑页岩气的微观渗流机理和压裂裂缝的复杂拓展,模拟生产时间为20 a。由图10可以看出,本研究模型计算结果与生产数据接近,20 a后的累产气量为 $1.33 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,运用文献[25]中模型预测该井的EUR(最终可采储量)为 $1.36 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,两者相差2.21%,再次证明模型可靠。

## 4 结论

1) 基于气体多重运移机制,建立耦合了无机质孔隙和有机质孔隙的页岩储层表观渗透率,并运用实空间点汇函数和叠加原理,建立了非均匀分布的复杂形状裂缝水平井产能预测模型,该模型还考虑了裂缝的非均匀分布,可以描述裂缝的复杂形状,更符合现场实际情况。

表2 长宁页岩气井基础参数  
Table 2 Basic parameters of Changning shale gas well

参数	取值	参数	取值
气藏长度/m	2 000	气藏温度/K	377
气藏宽度/m	500	原始地层压力/MPa	36
气藏厚度/m	30	井底流压/MPa	10
基质孔隙度	0.061	Langmuir压力/MPa	4.5
有机质占比	0.055	Langmuir体积/( $\text{m}^3/\text{kg}$ )	$2.7 \times 10^{-3}$
综合压缩系数/ $\text{MPa}^{-1}$	0.024	裂缝导流能力/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ )	0.15

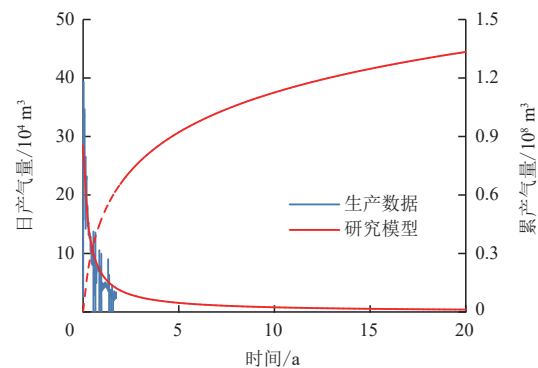


图10 生产数据拟合图  
Fig. 10 Production data fitting diagram

2) 考虑微观渗流的页岩气井累产气量约为不考虑微观渗流页岩气井累产气量的1.05倍,因此,在对页岩气井进行产能评价时需要建立全面考虑页岩气微观渗流的页岩表观渗透率模型。

3) 地应力和压裂施工等因素的存在使得压裂裂缝不会呈现理想矩形形状,常见的复杂形状裂缝有椭圆形裂缝、楔形裂缝和星形裂缝,它们的产能依次降低,考虑压裂裂缝为矩形裂缝会高估水平井产能。

4) 裂缝的非均匀分布会影响水平井的产能,横向非均匀中外密内疏型得到的产量最多,纵向非均匀分布模式中交错型得到的产量最多。因此,在压裂施工中,采用外密内疏-交错型的布局有利于提高水平井的产量。

#### 参考文献

- [1] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J].天然气工业,2021,41(1):1-14.  
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [2] 张金川,史森,王东升,等.中国页岩气勘探领域和发展方向[J].天然气工业,2021,41(8):69-80.  
ZHANG Jinchuan, SHI Miao, WANG Dongsheng, et al. Fields and directions for shale gas exploration in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 69-80.
- [3] 车世琦.涪陵气田平桥区块页岩气选区评价[J].石油地质与工程,2022,36(4):48-54.  
CHE Shiqi. Selection evaluation of shale gas in Pingqiao block of Fuling gas field[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2022, 36(4): 48-54.
- [4] 高志飞,许寻,王坤,等.低渗、特低渗轻质油藏溶解气驱气体流动临界饱和度研究[J].石油地质与工程,2021,35(3):63-66.  
GAO Zhifei, XU Xun, WANG Kun, et al. Study on gas critical gas saturation of dissolved gas flooding in light oil reservoir with low permeability and ultra-low permeability[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2021, 35(3): 63-66.
- [5] CIVAN F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media[J]. Transport in Porous Media, 2010, 82(2): 375-384.
- [6] CIVAN F, RAI C S, SONDERGELD C H. Shale-gas permeability and diffusivity inferred by improved formulation of relevant retention and transport mechanisms[J]. Transport in Porous Media, 2011, 86(3): 925-944.
- [7] WU K L, LI X F, GUO C H, et al. Adsorbed gas surface diffusion and bulk gas transport in nanopores of shale reservoirs with real gas effect-adsorption-mechanical coupling[C]// Paper SPE-173201-MS presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA, February 2015.
- [8] 吴克柳,李相方,陈掌星.页岩气纳米孔气体传输模型[J].石油学报,2015,36(7):837-848.  
WU Kelu, LI Xiangfang, CHEN Zhangxing. A model for gas transport through nanopores of shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 837-848.
- [9] 岳陈军,张烈辉,赵玉龙,等.考虑表面扩散的页岩气渗透率两区复合解析模型[J].水动力学研究与进展(A辑),2016,31(3):362-371.  
YUE Chenjun, ZHANG Liehui, ZHAO Yulong, et al. A dual-zone composite analytic model for shale gas permeability considering surface diffusion[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2016, 31(3): 362-371.
- [10] 顾岱鸿,丁道权,刘军,等.三重介质页岩气藏分段压裂水平井产能预测模型[J].大庆石油地质与开发,2016,35(1):158-165.  
GU Daihong, DING Daoquan, LIU Jun, et al. Productivity predicting model of the staged fractured horizontal well in triple-media shale gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(1): 158-165.
- [11] OZKAN E, BROWN M, RAGHAVAN R, et al. Comparison of fractured-horizontal-well performance in tight sand and shale reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(2): 248-259.
- [12] 杨兆中,廖梓佳,李小刚,等.非均布导流下页岩气藏压裂水平井产量模拟[J].西南石油大学学报(自然科学版),2021,43(3):93-100.  
YANG Zhaozhong, LIAO Zijia, LI Xiaogang, et al. Production simulation of fractured horizontal well with non-uniform space distribution of fracture conductivity in shale gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021, 43(3): 93-100.
- [13] 蒲谢洋,胡永全,赵金洲,等.考虑微观渗流的页岩气藏拉链式压裂水平井产能预测[J].新疆石油地质,2016,37(5):565-570.  
PU Xieyang, HU Yongquan, ZHAO Jinzhou, et al. Productivity prediction of zipper-like fracturing horizontal wells in shale gas reservoirs with considering microscopic flow[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(5): 565-570.
- [14] 何易东,任岚,赵金洲,等.页岩气藏体积压裂水平井产能有限元数值模拟[J].断块油气田,2017,24(4):550-556.  
HE Yidong, REN Lan, ZHAO Jinzhou, et al. Finite element numerical simulation of shale gas production of hydraulically fractured horizontal well with stimulated reservoir volume[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2017, 24(4): 550-556.
- [15] ZHAO J Z, LI Z Q, HU Y Q, et al. The impacts of microcosmic flow in nanoscale shale matrix pores on the gas production of a hydraulically fractured shale-gas well[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 29(1): 431-439.
- [16] 胡小虎.页岩气非均匀压裂水平井非稳态产能评价方法[J].断块油气田,2021,28(4):519-524.  
HU Xiaohu. Transient productivity evaluation method for shale gas uneven-fractured horizontal well[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2021, 28(4): 519-524.
- [17] 刘嘉,陈俊,芮福鑫,等.离散裂隙网络对页岩气井产能影响的数值模拟[J].煤田地质与勘探,2017,45(6):66-71.  
LIU Jia, CHEN Jun, RUI Funxin, et al. Numerical simulation for effect of discrete fracture network on shale gas productivity of horizontal well[J]. COAL GEOLOGY & EXPLORATION, 2017, 45(6): 66-71.
- [18] 向雪冰,司马立强,王亮,等.页岩气储层孔隙流体划分及有效孔径计算——以四川盆地龙潭组为例[J].岩性油气藏,2021,33(4):137-146.  
XIANG Xuebing, SIMA Liqiang, WANG Liang, et al. Pore fluid division and effective pore size calculation of shale gas reservoir: A case study of Longtan Formation in Sichuan Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(4): 137-146.
- [19] 王志伟,卢双舫,王民,等.湖相、海相泥页岩孔隙分形特征对比[J].岩性油气藏,2016,28(1):88-93.  
WANG Zhiwei, LU Shuangfang, WANG Min, et al. Fractal characteristics of lacustrine shale and marine shale[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(1): 88-93.

(下转第483页)

- 2022, 43(2): 251-264.
- [15] 郑爱维,梁榜,舒志国,等.基于大数据PLS法的页岩气产能影响因素分析——以四川盆地涪陵气田焦石坝区块为例[J].天然气地球科学,2020,31(4):542-551.  
ZHENG Aiwei, LIANG Bang, SHU Zhiguo, et al. Analysis of influencing factors of shale gas productivity based on large data technology: A case of Jiaoshiiba block in Fuling Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(4): 542-551.
- [16] 徐轩,朱华银,徐婷,等.多层合采气藏分层储量动用特征及判定方法[J].特种油气藏,2015,22(1):111-114.  
XU Xuan, ZHU Huayin, XU Ting, et al. Separated reserve producing characteristic and determination in multi-layer commingled producing gas reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2015, 22(1): 111-114.
- [17] 朱桂良,孙建芳,刘中春.塔河油田缝洞型油藏气驱动用储量计算方法[J].石油与天然气地质,2019,40(2):436-442.  
ZHU Guiliang, SUN Jianfang, LIU Zhongchun. An approach to calculate developed reserves in gas drive fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 436-442.
- [18] 张歧,吕华,徐运动,等.含水饱和度对低渗砂岩气藏储量动用的影响[J].西部探矿工程,2012,24(4):85-87.  
ZHANG Qi, LYU Hua, XU Yundong, et al. Influence of water saturation on reserve production of low permeability sandstone gas reservoir[J]. West-China Exploration Engineering, 2012, 24(4): 85-87.
- [19] 贾爱林,王国亭,孟德伟,等.大型低渗-致密气田井网加密提高采收率对策——以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[J].石油学报,2018,39(7):802-813.  
JIA Ailin, WANG Guoting, MENG Dewei, et al. Well pattern infilling strategy to enhance oil recovery of giant low-permeability tight gas field: A case study of Sulige gas field, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(7): 802-813.
- [20] 胡翌,刘维霞.利用储量动用质量评价储量动用状况的新方法[J].石油天然气学报,2011,33(9):60-63.  
HU Gang, LIU Weixia. A new method of evaluating reserves producing status by using reserves producing quality[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(9): 60-63.
- [21] 胡翌.储量动用状况量化表征研究[J].成都理工大学学报(自然科学版),2012,39(1):100-103.  
HU Gang. Research on quantitative characterization of evaluating reserves employing status[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2012, 39(1): 100-103.
- [22] 刘亚龙,王海燕,王飞.太阳大寨区块浅层页岩气水平井优快钻井技术研究[J].石油和化工设备,2021,24(6):146-148.  
LIU Yalong, WANG Haiyan, WANG Fei. Study on optimal and fast drilling technology for shallow horizontal shale gas well in Taiyang Block[J]. Petro & Chemical Equipment, 2021, 24(6): 146-148.
- [23] 梁兴,单长安,张朝,等.昭通太阳背斜山地浅层页岩气“三维封存体系”富集成藏模式[J].地质学报,2021,95(11):3380-3399.  
LIANG Xing, SHAN Changan, ZHANG Zhao, et al. “Three-dimensional closed system” accumulation model of Taiyang anticline mountain shallow shale gas in the Zhaotong demonstration area[J]. Acta Geologica Sinica, 2021, 95(11): 3380-3399.
- [24] 梁兴,徐政语,张介辉,等.浅层页岩气高效勘探开发关键技术——以昭通国家级页岩气示范区太阳背斜区为例[J].石油学报,2020,41(9):1033-1048.  
LIANG Xing, XU Zhengyu, ZHANG Jiehui, et al. Key efficient exploration and development technologies of shallow shale gas: A case study of Taiyang anticline area of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(9): 1033-1048.
- [25] 梁兴,张朝,单长安,等.山地浅层页岩气勘探挑战、对策与前景——以昭通国家级页岩气示范区为例[J].天然气工业,2021,41(2):27-36.  
LIANG Xing, ZHANG Zhao, SHAN Changan, et al. Exploration challenges, countermeasures and prospect of mountain shallow shale gas: A case study on the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 27-36.
- (编辑 徐佩)

(上接第466页)

- [20] BESKOK A, KAMIADAKIS G E. A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales[J]. Microscale Thermophysical Engineering, 1999, 3(1): 43-77.
- [21] BEHRANG A, KANTZAS A. A hybrid methodology to predict gas permeability in nanoscale organic materials; a combination of fractal theory, kinetic theory of gases and Boltzmann transport equation[J]. Fuel, 2017, 188: 239-245.
- [22] 李亚雄,刘先贵,胡志明,等.页岩气滑脱、扩散传输机理耦合新方法[J].物理学报,2017,66(11):230-240.  
LI Yaxiong, LIU Xiangui, HU Zhiming, et al. A new method for the transport mechanism coupling of shale gas slippage and diffusion[J]. Acta Physica Sinica, 2017, 66(11): 230-240.
- [23] 贾爱林,位云生,刘成,等.页岩气压裂水平井控压生产动态预测模型及其应用[J].天然气工业,2019,39(6):71-80.  
JIA Ailin, WEI Yunsheng, LIU Cheng, et al. A dynamic prediction model of pressure control production performance of shale gas fractured horizontal wells and its application[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 71-80.
- [24] 孔祥言.高等渗流力学[M].合肥:中国科学技术大学出版社,1999.  
KONG Xiangyan. Advanced mechanics of fluids in porous media[M]. Hefei: University of Science and Technology of China Press, 1999.
- [25] 赵玉龙,梁洪彬,井翠,等.页岩气井EUR快速评价新方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2019,41(6):124-131.  
ZHAO Yulong, LIANG Hongbin, JING Cui, et al. A new method for quick EUR evaluation of shale gas wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(6): 124-131.
- (编辑 余聪)