

DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2019.06.015

煤层气复杂渗流机制下水平井压裂参数优化研究

朱卫平¹ 甄怀宾¹ 刘曰武^{2,3} 张天翔¹ 高大鹏^{2,3} 孙伟¹ 何东琴¹

(1 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司; 2 中国科学院力学研究所; 3 中国科学院大学)

摘要: 为了优化不同煤层条件下的水平井压裂参数, 考虑气体解吸和汽水两相流动特征建立了渗流模型, 采用PEBI网格和有限体积法进行求解。根据煤层的渗透率和厚度特征, 划分了4种煤储层类型, 建立了相应的机理模型, 进而模拟计算了不同水平井压裂参数下的累计产气量和压力场。研究发现: 煤层性质极大影响了多段压裂水平井的产能, 通过分析不同煤层性质条件下水平井压裂参数与累计产气量的关系曲线, 得到了模拟条件下水平段长度、裂缝半长和裂缝间距的最优值。对于厚度大的煤层建议水平段长度控制在1300m, 裂缝间距为75~100m, 裂缝半长为60m; 对于厚度小、渗透率高的煤层建议水平段长度控制在1500m以上, 裂缝间距为75m, 裂缝半长则是越大越好; 对于性质很差的煤层不建议采用多段压裂水平井开发。

关键词: 煤层气; 多段压裂水平井; 渗流模型; 水平段长; 压裂裂缝间距; 压裂裂缝半长

中图分类号: TE357 **文献标识码:** A

Study on optimization of fracturing parameters for horizontal wells under complex flow mechanism of coalbed methane

Zhu Weiping¹, Zhen Huaibin¹, Liu Yuewu^{2,3}, Zhang Tianxiang¹, Gao Dapeng^{2,3}, Sun Wei¹, He Dongqin¹

(1 China National Engineering Research Center for CBM Development and Utilization; 2 Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences; 3 University of Chinese Academy of Sciences)

Abstract: Flow models were established based on gas desorption and gas-water two-phase flow characteristics to optimize fracturing parameters for horizontal wells under different coal seam conditions, and PEBI grid and finite volume method were used to solve the problems. According to the permeability and thickness of coal seams, coal reservoirs were divided into four types, and corresponding mechanism models were established. And then cumulative gas production and pressure field were simulated with different fracturing parameters. The study found that coal seam properties greatly affected the productivity of horizontal wells after fracturing in multiple stages. After analyzing the relationship between fracturing parameters and cumulative gas production under different coal seam properties, optimal horizontal section length, fracture half-length and fracture spacing were obtained under simulated conditions. For thick coal seams, it is recommended that the length of the horizontal section be 1300m, the fracture spacing be 75-100m, and the fracture half-length be 60m. For thin and permeable coal seams, it is recommended that the length of the horizontal section be above 1500m, the fracture spacing be 75m, and the fracture half-length should be longer as possible as it can. For coal seams with poor properties, multi-stage fracturing stimulation is not recommended.

Key words: coalbed methane, multi-stage fractured horizontal well, flow model, horizontal section length, fracture spacing, fracture half-length

基金项目: 国家科技重大专项“中低煤阶煤、薄煤层群煤层气高效压裂和裂缝监测评估技术”(2016ZX05042003)。

第一作者简介: 朱卫平(1982-), 男, 湖南长沙人, 硕士, 2010年毕业于西南石油大学, 工程师, 现主要从事煤层气、致密气储层改造方面的研究工作。地址: 北京市海淀区地锦路7号院1号, 邮政编码: 100095。E-mail: zhuwp_cbm@petrochina.com.cn

通信作者简介: 甄怀宾(1986-), 男, 河北石家庄人, 2010年毕业于长江大学, 工程师, 现主要从事煤层气储层改造及气藏动态分析等方面的研究工作。地址: 北京市海淀区地锦路7号院1号, 邮政编码: 100095。E-mail: zhenhb_cbm@petrochina.com.cn

收稿日期: 2018-04-08; 修改日期: 2019-07-10

0 引言

煤层气藏开发异于常规气藏，其开发方式是排水降压开采，在开采过程中存在气体解吸等现象^[1]。煤层气井的排采过程会经历排水降压、气水同产等几个不同的阶段，各阶段的气水产量、井底流压和套压等排采参数有所不同^[2]。常规的丛式井组开发煤层气一直存在“平均产量低、稳产时间短”等问题，亟需探索如何更好地应用压裂水平井技术提高煤层气单井产气量，并开展水平井压裂参数优化研究，其中需要综合考虑煤层性质、压裂参数及不同排采阶段的复杂渗流机制等因素^[3-7]，这对于指导煤层气水平井的钻完井部署和压裂施工设计都具有重要意义^[8-9]。

针对这些问题国内许多学者进行了相关研究。2009年，李金海等^[10]通过分析煤储层压裂裂缝受力状态的动态变化，探讨了排采对煤层气井产量的影响。2012年，刘世奇等^[11]根据平面径向渗流理论和压降叠加原理，建立了井网排采条件下排水阶段至产气初期煤层气井压降漏斗的计算模型，简单分析了压降漏斗的控制因素。康园园等^[12]对中国高、中煤阶典型煤田即樊庄和韩城两个矿区煤层气井的生产特征进行分析、对比和总结，并分析了射孔厚度、射孔层数、排采技术、增产措施等对产气量的影响。2013年，邵先杰等^[13]通过对生产动态资料的统计分析，研究了韩城区块煤层气井的产能模式及控制因素。傅雪海等^[14]研究了多层叠置含煤层气系统递进排采的压力控制及流体效应。2014年，张遂安等^[15]采用吸附解吸实验和渗流特征实验研究了煤层气井产气机理及排采控压控煤粉的问题。2016年，万义钊等^[16]采用数值模拟的方法针对煤层气井不同阶段的解吸区域和压

降漏斗进行了研究。2016年，赵欣等^[17]探究了煤层气开发井网设计与优化部署，确定开采井网应为菱形井网，井型以丛式井为主、水平井为辅，并重点分析了丛式井网的合理井距。国外的Moridis^[18]、Zuber^[19]和Bearinger^[20]等学者则主要是利用数值模拟方法指导煤层气区块整体开发，以及从地应力分布、构造特征与沉积环境等地质因素方面分析影响产能的主控因素。本文通过分析煤层气井的排采特征，建立了综合考虑基质、压裂缝内气水两相流动的渗流模型，通过模拟计算压力场及累计产气量，分析水平井的压裂优化参数。

1 煤层气井的排采特征

由于煤层气藏开发过程中的特殊性，需要充分考虑天然气的解吸附及产水情况，煤层气井的生产过程可划分为排水降压、产气上升、稳定产气和产量递减4个阶段，每个阶段具有不同的排采特征（图1）。

①排水降压阶段：投产初期的纯产水阶段，维持的时间较短（0.5~1.5年），产水量较大且波动剧烈，动液面和井底流压则波动下降。

②产气上升阶段：气井周围地层压力降至解吸压力，开始产气并且气量波动剧烈，产水量一般先增大后下降，动液面和井底流压下降速度变缓，阶段末产气量和产水量均逐渐趋于平稳。

③稳定产气阶段：产气量趋于平稳，产水量很小甚至不产水，动液面和井底流压基本保持平稳或有缓慢的下降，若此阶段的压降范围和解吸面积较大，则可保持较长时间的高产稳产。

④产气递减阶段：产气量呈多周期性缓慢衰减，基本不产水，动液面和井底流压缓慢下降，压降范围和解吸面积基本不再扩大，气源逐渐衰竭。

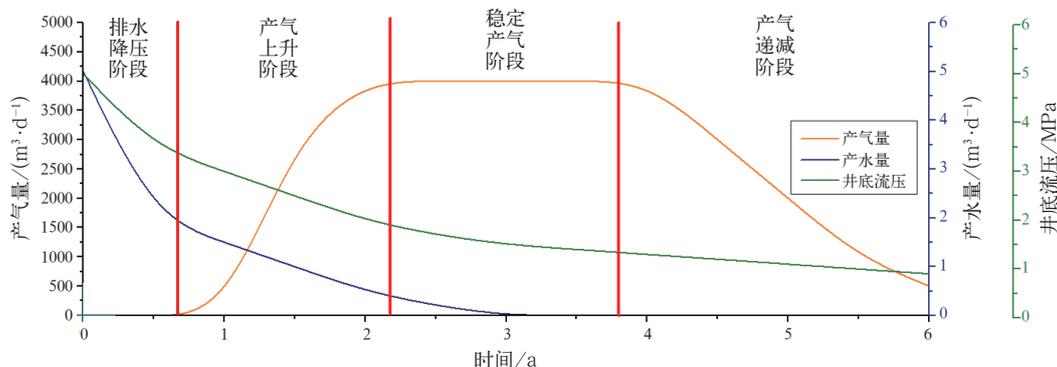


图1 煤层气井排采阶段划分示意图

Fig.1 Division of drainage gas recovery stages of a CBM well

2 渗流模型

2.1 假设条件

根据煤层气井不同生产阶段的排采特征,煤层气渗流模型中需要考虑气体解吸和气水两相流动特征。假设水力压裂后的煤层可划分为压裂裂缝和基质(割理发育)两个部分,不可压缩的煤层中有一口压裂水平井,地层的孔隙度、渗透率、综合压缩系数不随时间和压力的变化而变化;煤层水平、等厚、等温,气水两相不存在质量交换,忽略重力及毛细管压力的影响;压裂裂缝内的流动是层流,基本服从达西定律;煤层基质内存在气体解吸现象。

2.2 数学模型

2.2.1 气水两相拟压力

提出的拟压力表达式适用于全程测试的压力变化范围,定义气水两相拟压力 m_{mix} 为:

$$m_{\text{mix}} = \int_{p_i}^p \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g} \rho_g + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \rho_w \right) dp \quad (1)$$

式中 p ——压力, MPa;

p_i ——初始压力, MPa;

K_{rg} 、 K_{rw} ——分别为气相和水相的相对渗透率;

μ_g 、 μ_w ——分别为气体和水的黏度, mPa·s;

ρ_g 、 ρ_w ——分别为气体和水的密度, kg/m³。

2.2.2 压裂裂缝内的渗流模型

综合前人提出的诸多模型,得到压裂裂缝内的控制方程^[4,16,21]:

$$\nabla^2 m_{F,\text{mix}} = \frac{1}{\eta_{F,\text{mix}}} \cdot \frac{\partial m_{F,\text{mix}}}{\partial t} \quad (2)$$

其中

$$\eta_{F,\text{mix}} = \frac{K_F}{\phi_F C_t} \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g} \rho_g + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \rho_w \right)$$

式中 $m_{F,\text{mix}}$ ——压裂裂缝气水两相拟压力;

t ——时间, d;

$\eta_{F,\text{mix}}$ ——裂缝内气水两相导压系数;

K_F ——有限导流压裂裂缝的渗透率, mD;

ϕ_F ——压裂裂缝的孔隙度;

C_t ——综合压缩系数, MPa⁻¹。

(1) 初始条件:

$$m_{F,\text{mix}} \Big|_{t=0} = m_i \quad (3)$$

(2) 内边界条件:

定产量内边界:

$$r \frac{\partial m_{F,\text{mix}}}{\partial r} \Big|_{r=r_{\text{wf}}} = \frac{q_{\text{mix}}}{2\pi K_F h} \quad (4)$$

定压力内边界:

$$m_{F,\text{mix}} \Big|_{r=r_{\text{wf}}} = m_{\text{wf}} \quad (5)$$

其中

$$q_{\text{mix}} = q_g \cdot 10^{-4} \rho_{\text{gsc}} + q_w \rho_{\text{wsc}}$$

式中

q_{mix} ——气水混合流量, m³/d;

q_g ——产气量, m³/d;

q_w ——产水量, m³/d;

ρ_{gsc} 、 ρ_{wsc} ——分别为标准状况下气体和水的密度, kg/m³;

m_{wf} ——井底气水两相拟压力;

r_{wf} ——井筒半径, m;

r ——径向距离, m;

h ——煤层厚度, m;

m_i ——初始拟压力, MPa²/(mPa·s)。

(3) 外边界条件:

$$m_{F,\text{mix}} \Big|_{r=r_L} = m_{M,\text{mix}} \Big|_{r=r_L} \quad (6)$$

式中 $m_{M,\text{mix}}$ ——基质气水两相拟压力;

r_L ——外边界半径, m。

2.2.3 基质内的渗流模型

综合前人提出的诸多模型,得到基质内的控制方程^[4,16,21]:

$$\nabla^2 m_{M,\text{mix}} = \frac{1}{\eta_{M,\text{mix}}} \cdot \frac{\partial m_{M,\text{mix}}}{\partial t} \quad (7)$$

式中 $\eta_{M,\text{mix}}$ ——基质内气水两相导压系数。

考虑气体解吸的基质渗透率(K_M)^[22]计算公式如下:

$$K_M = \frac{b^3}{12c} (1 + \beta K_n) \left(1 + \frac{4K_n}{1 + K_n} \right) \quad (8)$$

(1) 初始条件:

$$m_{M,\text{mix}} \Big|_{t=0} = m_i \quad (9)$$

(2) 内边界条件:

$$m_{M,\text{mix}} \Big|_{r=r_L} = m_{F,\text{mix}} \Big|_{r=r_L} \quad (10)$$

(3) 外边界条件:

$$m_{M,\text{mix}} \Big|_{r=r_L} = m_i \Big|_{r \rightarrow \infty} \quad (11)$$

式中 K_n ——Knudsen 数;
 β ——稀薄系数;

b ——平均天然割理裂缝开度, m;
 c ——平均天然割理裂缝间距, m。

2.3 模型求解

2.3.1 网格划分

采用非结构化 PEBI 网格对求解区域进行网格划分, 各网格中心节点与相邻网格中心节点的连线与界面垂直, 并在井和裂缝周围进行网格加密处理, 如图 2 所示。

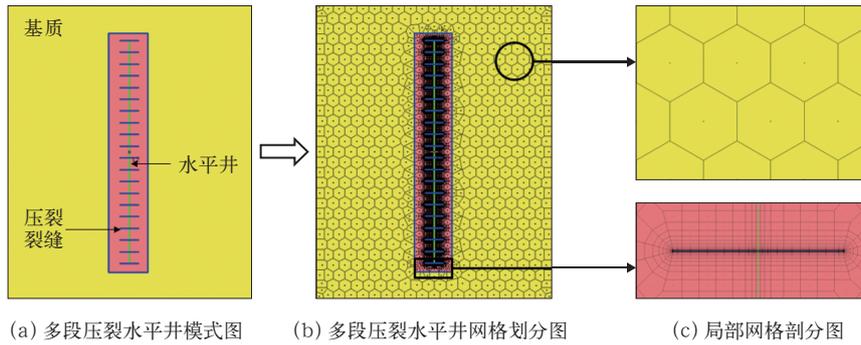


图 2 网格划分示意图

Fig.2 Schematic diagram of meshing

2.3.2 有限体积法求解

采用有限体积法将储层区域离散成不重叠的控制容积, 并使每个中心节点周围有一定的控制容积。根据多重复合流动模型的渗流方程和边界条件, 将待求解的偏微分方程对每一个控制容积求积分, 从而得出一组离散方程。

基于压裂裂缝内的流动控制方程式 (1), 对本点网格的控制容积进行积分, 得到式 (12):

$$\int_V \nabla^2 m_{F,\text{mix}} dV = \frac{1}{\eta_{F,\text{mix}}} \int_V \frac{\partial m_{F,\text{mix}}}{\partial t} dV \quad (12)$$

利用高斯公式将式 (12) 左侧扩散项的体积分转化为面积分, 假设两个时间步之间的差值为 Δt , 两个相邻网格中心节点的距离为 L , 那么离散方程式为:

$$\sum_j^n \left(A \frac{m_{F,\text{mix}}^a - m_{F,\text{mix}}^i}{L_{a,i}} \right)_i = \left(\frac{1}{\eta_{F,\text{mix}}} \right)^{n+1} \frac{m_{F,\text{mix}}^{n+1} - m_{F,\text{mix}}^n}{\Delta t} \Delta V \quad (13)$$

据此, 可进一步推导出基质渗流方程式 (7) 的离散方程式为:

$$\sum_j^n \left(A \frac{m_{M,\text{mix}}^a - m_{M,\text{mix}}^i}{L_{a,i}} \right)_i = \left(\frac{1}{\eta_{M,\text{mix}}} \right)^{n+1} \frac{m_{M,\text{mix}}^{n+1} - m_{M,\text{mix}}^n}{\Delta t} \Delta V \quad (14)$$

3 水平井压裂参数优化

3.1 机理地质模型参数

中国山西临汾、保德等煤层气区块主要发育石炭系一二叠系太原组和山西组煤层, 煤层在区内横向分布较为稳定, 不同层位厚度大约为 0.5~10m, 多个层位合采时总厚度可达 10~20m; 近年来针对临汾区块 5 号煤层开展了煤层气水平井现场试验, 其煤层厚度为 4.4~7.3m, 孔隙度为 1.43%~9.93%, 渗透率为 0.1~6.3mD, 含气量为 8.3~14.6m³/t。据此将煤层划分为 4 种类型: 厚度小、渗透率低的煤层 (I 型); 厚度大、渗透率低的煤层 (II 型); 厚度小、渗透率高的煤层 (III 型); 厚度大、渗透率高的煤层 (IV 型)。针对这 4 种煤层分别建立机理地质模型, 模型参数如表 1 所示。

模型中多段压裂水平井的排采制度设计为: 前期待液量排采, 当井底压力降至 1MPa 后转为定井底压

力生产。各模型以不同水平井压裂参数模拟生产 10 年，通过分析累计产气量与不同参数之间的曲线关系

优化水平井压裂参数，包括水平段长度、裂缝半长和裂缝间距。

表 1 4 种煤层模型的基本参数
Table 1 Basic parameters of four coal seam models

基本参数	煤层类型			
	I 型	II 型	III 型	IV 型
渗透率 /mD	0.5	0.5	5	5
孔隙度	0.03	0.03	0.03	0.03
煤层厚度 /m	10	20	10	20
煤层含气量 / $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	10	10	10	10
水平段长度 /m	700~2000	700~2000	700~2000	700~2000
裂缝间距 /m	50~300	50~300	50~300	50~300
裂缝半长 /m	30~100	30~100	30~100	30~100

3.2 水平段长度优化

为了研究不同水平段长度对煤层气水平井压裂产能的影响，分别模拟计算了水平段长度为 700m、900m、1100m、1300m、1500m 和 1700m 时，生产 10 年后的累计产气量。其中，不同类型煤层内 700m 和 1700m 水平段长度生产时的压力场云图及等值线图如图 3 至图 6 所示，不同类型煤层内累计产气量随水平段长度的变化如图 7 所示。

从图 3 至图 6 可以看到，当水平段长度较短时，垂直于水平段方向压降波及范围更大；反之，当水平段长度较长时，沿水平段方向压降波及范围更大。这是因为水平段长度较短时，若要满足前期以相同排量生产，需要达到与其他方案几乎相同的压降面积；当不考虑煤层内的平面非均质性时，沿水平段方向和垂直于水平段方向的压降扩展速度

相近。厚度越大、渗透率越大时，压降波及范围越大，如图 6；对比图 4 和图 5 发现，相比于煤层厚度，煤层渗透率对压降波及范围的影响更为明显。

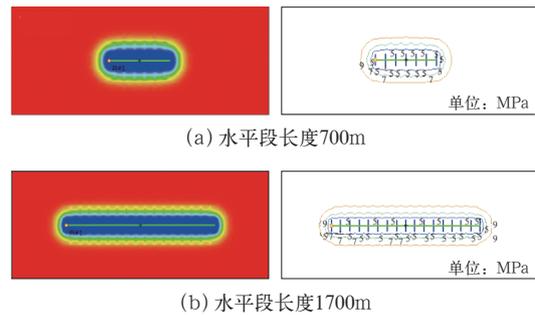


图 4 II 型煤层不同水平段长度时的压力场云图 (左) 及等值线图 (右)

Fig.4 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different horizontal sections for type II coal seam

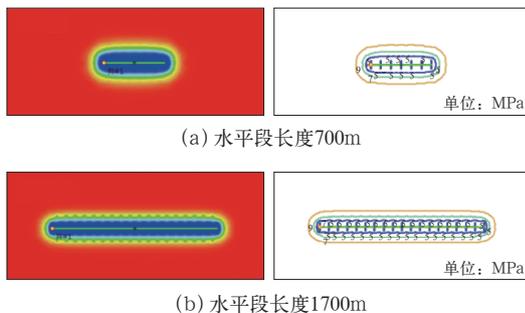


图 3 I 型煤层不同水平段长度时的压力场云图 (左) 及等值线图 (右)

Fig.3 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different horizontal sections for type I coal seam

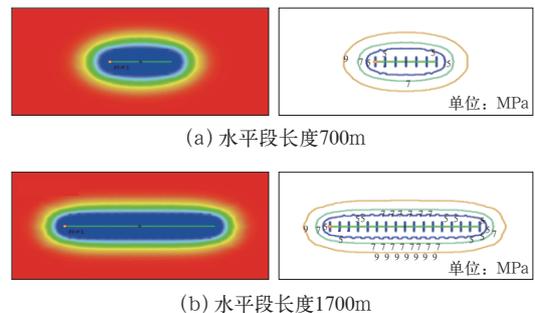


图 5 III 型煤层不同水平段长度时的压力场云图 (左) 及等值线图 (右)

Fig.5 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different horizontal sections for type III coal seam

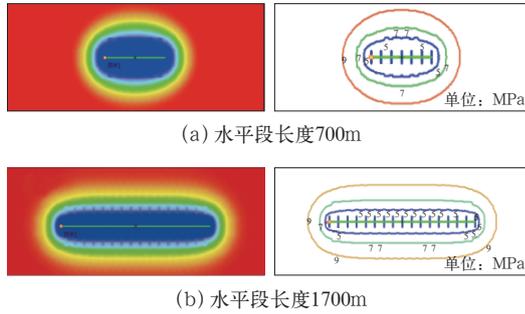


图 6 IV型煤层不同水平段长度时的压力场云图 (左) 及等值线图 (右)

Fig.6 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different horizontal sections for type IV coal seam

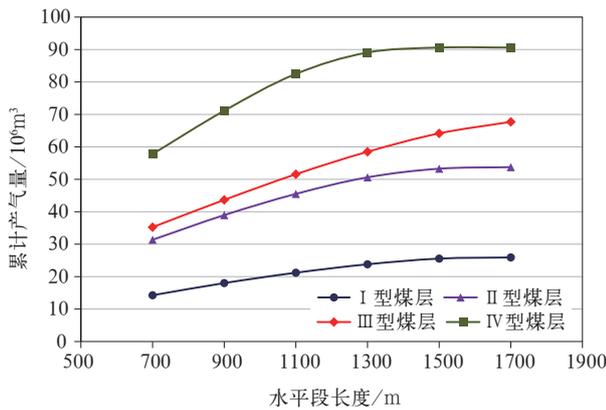


图 7 不同水平段长度下的累计产气量

Fig.7 Cumulative gas productions under different horizontal section lengths

从图 7 中可以看到，水平段长度越长，生产 10 年后的累计产气量越高，但当水平段长度达到一定程度后，累计产气量趋于稳定，并且不同煤层类型条件下累计产气量趋于稳定的拐点存在差异。此外，不同煤层条件对于累计产气量的影响也十分明显，对于厚度小、渗透率高的 III 型煤层，水平段长度越长累计产气量越大；其他类型煤层水平段长度均可控制在 1300m 以下。由于厚度小、渗透率低的 I 型煤层产量很低，考虑到压裂水平井成本很高，这种煤层条件下建议不采用压裂水平井技术。

3.3 裂缝间距优化

为了研究不同裂缝间距对煤层气水平井压裂产能的影响，分别模拟计算了裂缝间距为 50m、60m、75m、100m、150m 和 300m 时，生产 10 年后的累计产气量。其中，不同类型煤层内 50m 和 300m 裂缝间距生产时的压力场云图及等值线图如图 8 至图 11 所示，不同类型煤层内累计产气量随裂缝间距的变化如图 12 所示。

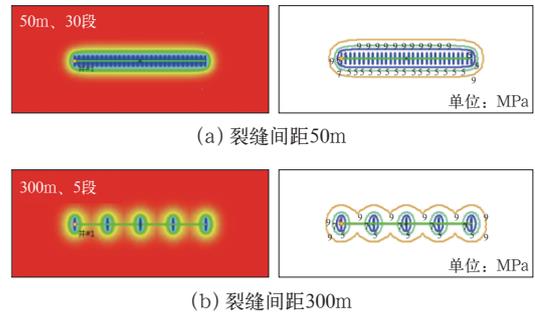


图 8 I 型煤层不同裂缝间距时的压力场云图 (左) 及等值线图 (右)

Fig.8 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different fracture spacings for type I coal seam

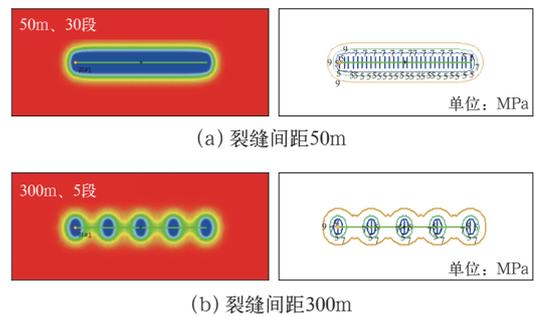


图 9 II 型煤层不同裂缝间距时的压力场云图 (左) 及等值线图 (右)

Fig.9 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different fracture spacings for type II coal seam

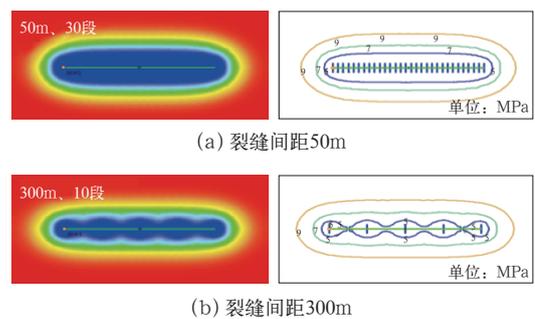


图 10 III 型煤层不同裂缝间距时的压力场云图 (左) 及等值线图 (右)

Fig.10 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different fracture spacings for type III coal seam

从图 8 至图 11 可以看到，当裂缝间距很小时，缝间区域全部被有效动用，这也导致缝间干扰非常严重，裂缝径向流持续时间很短；反之，当裂缝间距很大时，缝间区域未被全部有效动用，造成单井控制范围内剩余储量较大，而且裂缝径向流持续时间很长；厚度越大、渗透率越大时，单条裂缝动用范围越大，如图 11。

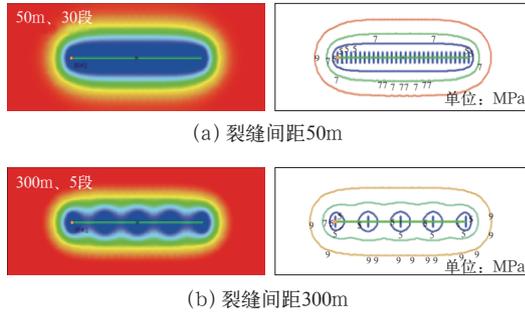


图 11 IV型煤层不同裂缝间距时的压力场云图(左)及等值线图(右)

Fig.11 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different fracture spacings for type IV coal seams

从图 12 中可以看到, 裂缝间距越小、压裂段数越多, 生产 10 年后的累计产气量越高, 但当裂缝间距缩小到一定程度后, 累计产气量趋于稳定甚至有所下降, 这与裂缝干扰有关; 不同煤层条件下累计产气量趋于稳定的拐点存在差异, 其对于累计产气量的影响也十分明显; 对于厚度大、渗透率高的IV型煤层, 裂缝间距可适当扩大, 间距在 100m 左右即可; 其他类型煤层裂缝间距可控制在 75m。

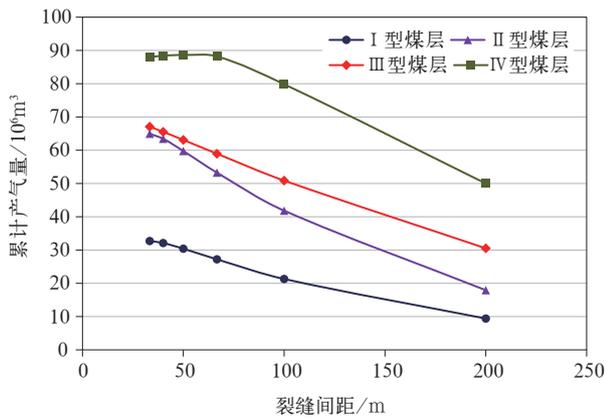


图 12 不同裂缝间距下的累计产气量

Fig.12 Cumulative gas productions under different fracture spacinqs

3.4 裂缝半长优化

为了研究不同裂缝半长对煤层气水平井压裂产能的影响, 分别模拟计算了压裂裂缝半长为 30m、40m、50m、60m、70m 和 80m 时, 生产 10 年后的累计产气量。其中, 不同类型煤层内 30m 和 80m 裂缝半长生产时的压力场云图及等值线图如图 13 至图 16 所示, 不同类型储层内累计产气量随裂缝间距的变化如图 17 所示。

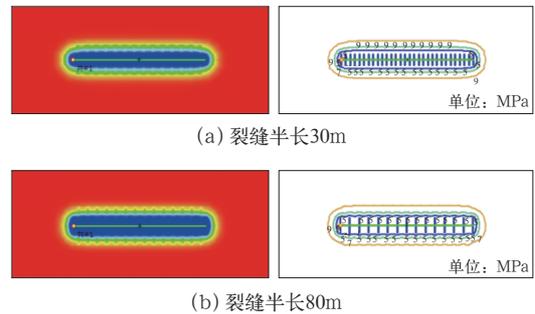


图 13 I型煤层不同裂缝半长时的压力场云图(左)及等值线图(右)

Fig.13 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different fracture half-lengths for type I coal seam

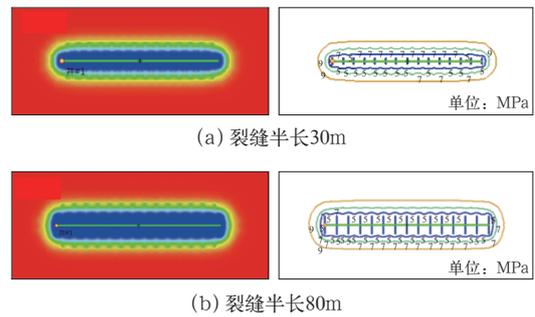


图 14 II型煤层不同裂缝半长时的压力场云图(左)及等值线图(右)

Fig.14 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different fracture half-lengths for type II coal seam

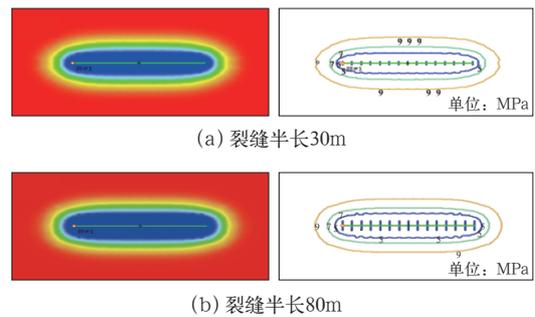


图 15 III型煤层不同裂缝半长时的压力场云图(左)及等值线图(右)

Fig.15 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different fracture half-lengths for type III coal seam

从图 13 至图 16 中可以看到, 当压裂裂缝半长越长时, 垂直于水平段方向的压降范围越大, 沿水平段方向的压降范围变化不大; 对于厚度小、渗透率低的煤层, 压降区域近似长方形; 对于厚度大、渗透率高的煤层, 压降区域近似椭圆形; 仅从压力场来看, 压裂裂缝半长的影响并不如水平段长和裂缝间距两种因素的影响明显。

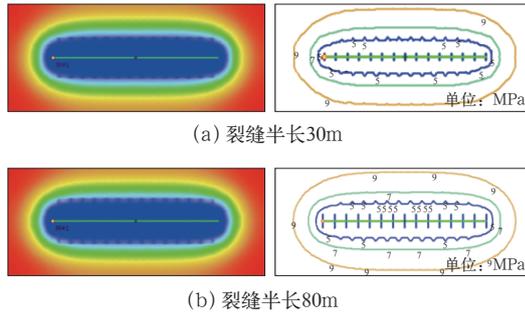


图 16 IV型煤层不同裂缝半长时的压力场云图 (左) 及等值线图 (右)

Fig.16 Schematic pressure field cloud (left) and contours (right) of different fracture half-lengths for type IV coal seam

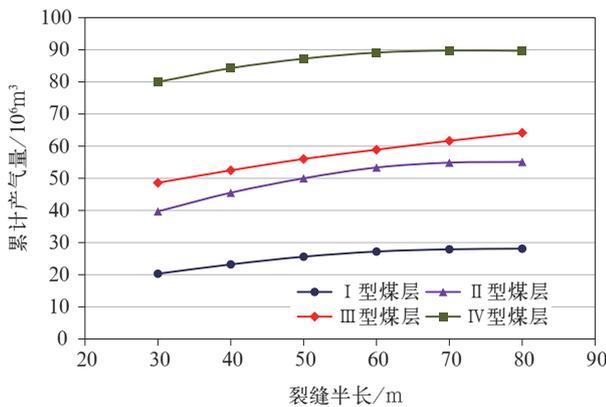


图 17 不同裂缝半长下的累计产气量

Fig.17 Cumulative gas productions under different fracture half-lengths

从图 17 中可以看到，裂缝半长越大，生产 10 年后的累计产气量越高，但当裂缝半长达到一定长度后，累计产气量趋于稳定，这与前期定排量生产有关；不同煤层性质条件下累计产气量趋于稳定的拐点存在差异，其对于累计产气量的影响也十分明显；对于厚度小、渗透率高的 III 型煤层，裂缝半长越长越好；其他类型煤层裂缝半长在 60m 左右即可。

4 现场应用

TP1 井是针对临汾区块 5 号煤层部署的一口多段压裂水平井，由于受到邻井位置及钻井成本的限制，2015 年 8 月完钻，水平段长度为 1017m，共压裂了 10 段。由于第③、④段之间存在夹矸层，所以两段间距较大，其他压裂段间距在 70~90m，如图 18 所示。该井于 2016 年 1 月投产，初期井底压力为 8.6MPa，排水降压 8 个月后于 2016 年 9 月见套压，后期稳产气量可达 6000m³/d，平均产水量为 4.5m³/d，如图 19 所示。

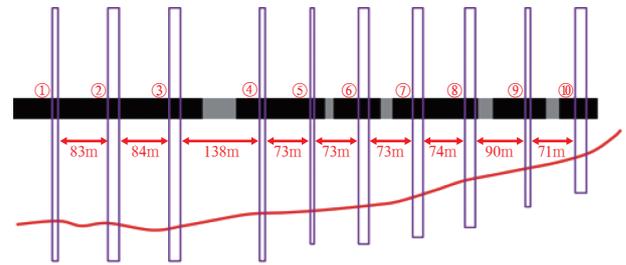


图 18 TP1 井水平段轨迹及压裂段位置示意图

Fig.18 Schematic diagram of the horizontal section trajectory and the locations of fractured stages of Well TP1

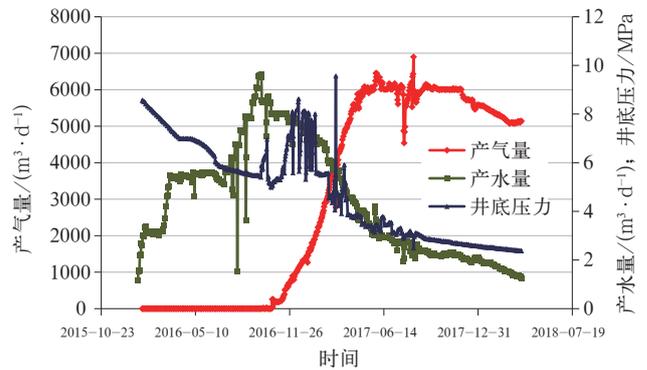


图 19 TP1 井生产动态曲线图

Fig.19 Production performance of Well TP1

截至 2018 年 4 月，TP1 井仍然保持了较高的产气量，整体生产效果明显强于煤层气直井，说明各压裂段之间形成了面积降压区域，气体解吸量较大，供气能力较强。

5 结论

长期以来煤层气藏主要采用直井和定向井开发，这与煤层气水平井成本高、产能低有关。近年来由于多段水力压裂和水平井钻井工艺技术的大幅提升，利用多段压裂水平井开发煤层气藏可以获得较高的产能，投资回收期大大缩短，但需要对水平井压裂参数进行优化。

在煤层性质一定的情况下，水平段长度、压裂裂缝半长和裂缝间距存在最优结果，不同煤层性质条件下反映参数最优值的曲线拐点存在差异。针对临汾区块进行了重点分析，对于厚度大的煤层 (10~20m) 建议水平段长度控制在 1300m、压裂裂缝间距为 75~100m、裂缝半长为 60m；对于厚度小 (<10m)、渗透率高 (>0.5mD) 的煤层建议水平段长度控制在 1500m 以上、裂缝间距在 75m 左右、裂缝半长越长越好；对于性质很差的煤层不建议采用水平井开发。这些压裂参数建议对其他区块具有参考价值，利用煤层气藏数值模拟的方法优化压裂参数具有推广意义。

参考文献

- [1] 李相方, 蒲云超, 孙长宇, 任维娜, 李莹莹, 张亚琦, 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, Ren Weina, Li Yingying, Zhang Yaqi, *et al.* Re-recognition of the theory of adsorption/desorption of CBM and shale gas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014,35(6):1113-1129.
- [2] Han Guoping, Ling Kegang, Zhang He. Smart de-watering and production system through real-time water level surveillance for coal-bed methane wells[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016,31:769-778.
- [3] 门相勇, 闫霞, 陈永昌, 李忠百. 煤层气井气水两相流分层测试技术[J]. 石油勘探与开发, 2017,44(2):289-294.
Men Xiangyong, Yan Xia, Chen Yongchang, Li Zhongbai. Stratified testing technology for gas-water two-phase flow in CBM wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2):289-294.
- [4] 朱维耀, 董焯, 宋洪庆, 杨焦生, 岳明. 低渗透煤层气水两相非线性渗流数学模型及计算分析[J]. 科技导报, 2013,31(22):36-39.
Zhu Weiyao, Dong He, Song Hongqing, Yang Jiaosheng, Yue Ming. Mathematical model and calculation of two-phase non-linear seepage in low permeability coal seam[J]. Journal of Science & Technology Review, 2013,31(22):36-39.
- [5] 曹海涛, 伊向艺, 车星祥, 李成勇, 王晓蕾. 煤层气藏三孔双渗直井井底压力响应数学模型[J]. 科技导报, 2015,33(18):28-33.
Cao Haitao, Yi Xiangyi, Che Xingxiang, Li Chengyong, Wang Xiaolei. Mathematical model of borehole pressure responses in three-hole double-injection vertical wells in coalbed gas reservoirs[J]. Journal of Science & Technology Review, 2015,33(18),28-33.
- [6] 伊伟, 熊先钺, 卓莹, 季亮, 王客, 耿虎, 等. 韩城矿区煤储层特征及煤层气资源潜力[J]. 中国石油勘探, 2017,22(6):78-86.
Yi Wei, Xiong Xianyue, Zhuo Ying, Ji Liang, Wang Ke, Geng Hu, *et al.* Coal reservoirs and CBM potentials in Hancheng mining area[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(6):78-86.
- [7] 李剑, 车延前, 熊先钺, 王伟, 李涛, 王成旺, 等. 韩城煤层气田11号煤层水化学场特征及其对煤层气的控制作用[J]. 中国石油勘探, 2018,23(3):74-80.
Li Jian, Che Yanqian, Xiong Xianyue, Wang Wei, Li Tao, Wang Chengwang, *et al.* Hydrochemistry field characteristic of 11# coal seam in Hancheng CBM field and its controlling effect on CBM[J]. China Petroleum Exploration, 2018,23(3):74-80.
- [8] 韩思杰, 桑树勋, 周培明. 济阳拗陷深部煤层吸附效应及含气性特征[J]. 中国石油勘探, 2017,22(5):33-42.
Han Sijie, Sang Shuxun, Zhou Peiming. Adsorption effect and gas-bearing property of deep coal beds in Jiyang depression[J]. China Petroleum Exploration, 2017,22(5):33-42.
- [9] 温声明, 文桂华, 李星涛, 李翔. 地质工程一体化在保德煤层气田勘探开发中的实践与成效[J]. 中国石油勘探, 2018,23(2):69-75.
Wen Shengming, Wen Guihua, Li Xingtao, Li Xiang. Application and effect of geology-engineering integration in the exploration and development of Baode CBM field[J]. China Petroleum Exploration, 2018,23(2):69-75.
- [10] 李金海, 苏现波, 林晓英, 郭红玉. 煤层气井排采速率与产能的关系[J]. 煤炭学报, 2009,34(3):376-380.
Li Jinhai, Su Xianbo, Lin Xiaoying, Guo Hongyu. Relationship between discharge rate and productivity of coalbed methane wells[J]. Journal of China Coal Society, 2009,34(3):376-380.
- [11] 刘世奇, 桑树勋, 李梦溪, 刘会虎, 王立龙. 沁水盆地南部煤层气井网排采压降漏斗的控制因素[J]. 中国矿业大学学报, 2012,41(6):943-950.
Liu Shiqi, Sang Shuxun, Li Mengxi, Liu Huihu, Wang Lilong. Control factors of coalbed methane well desorption cone under draingage well network in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2012, 41(6):943-950.
- [12] 康园园, 邵先杰, 王彩凤. 高—中煤阶煤层气井生产特征及影响因素分析——以樊庄、韩城矿区为例[J]. 石油勘探与开发, 2012,39(6):728-732.
Kang Yuanyuan, Shao Xianjie, Wang Caifeng. Production characteristics and affecting factors of high-mid rank coalbed methane wells: taking Fanzhuang and Hancheng mining areas as examples[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6):728-732.
- [13] 邵先杰, 王彩凤, 汤达祯, 孙玉波, 胥浩. 煤层气井产能模式及控制因素——以韩城地区为例[J]. 煤炭学报, 2013,38(2):271-276.
Shao Xianjie, Wang Caifeng, Tang Dazhen, Sun Yubo, Xu Hao. Productivity mode and control factors of coalbed methane wells: a case from Hancheng region[J]. Journal of China Coal Society, 2013,38(2):271-276.
- [14] 傅雪海, 葛燕燕, 梁文庆, 李升. 多层叠置含煤层气系统递进排采的压力控制及流体效应[J]. 天然气工业, 2013,33(11):35-39.
Fu Xuehai, Ge Yanyan, Liang Wenqing, Li Sheng. Pressure control and fluid effect of progressive drainage of multiple superposed CBM systems[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(11):35-39.
- [15] 张遂安, 曹立虎, 杜彩霞. 煤层气井产气机理及排采控压控粉研究[J]. 煤炭学报, 2014,39(9):1927-1931.
Zhang Suian, Cao Lihu, Du Caixia. Study on CBM production mechanism and control theory of bottom-hole pressure and coal fines during CBM well production[J]. Journal of China Coal Society, 2014,39(9):1927-1931.
- [16] Wan Yizhao, Liu Yuewu, Ouyang Weiping. Desorption area and pressure-drop region of wells in a homogeneous coalbed[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016,28:1-14.
- [17] 赵欣, 姜波, 徐强, 刘杰刚, 赵岳, 段飘飘. 煤层气开发井网设计与优化部署[J]. 石油勘探与开发, 2016,43(1):84-90.
Zhao Xin, Jiang Bo, Xu Qiang, Liu Jiegang, Zhao Yue, Duan Piaopiao. Design and optimization of coalbed methane development well pattern[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016,43(1):84-90.
- [18] Moridis G J. Numerical studies of gas production from methane hydrates[J]. SPE Journal, 2003,8(4):359-370.
- [19] Zuber M D, Reeves S R, Jones A H. Variability in coalbed-methane well performance: a case study[J]. Journal of Petroleum Technology, 1991,43(4):468-475.
- [20] Bearinger D, Majcher M. Controls on manville coalbed methane production in fort Assiniboine/alberta[R]. SPE 137924, 2010.
- [21] 成绥民, 成珍, 杨勤涛, 李莲明, 郝玉鸿, 强小龙. 气水两相渗流稳定与不稳定试井分析[J]. 油气井测试, 2006,15(3):4-8.
Cheng Suimin, Cheng Zhen, Yang Qintao, Li Lianming, Hao Yuhong, Qiang Xiaolong. Stable and unstable well test analysis of gas-water two-phase seepage[J]. Oil & Gas Well Test, 2006,15(3):4-8.
- [22] Ye Zhihui, Chen Dong, Pan Zhejun. A unified method to evaluate shale gas flow behaviors in different flow regions[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2015,26(C):205-215.