

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.383>



南川页岩气地质工程一体化优化中的参数敏感性分析

王惠君¹, 卢双舫^{2,1*}, 乔露¹, 张俊³, 陈方文¹, 何希鹏⁴, 高玉巧⁴,
梅俊伟⁴, 任建华⁴, 王伟⁴

1. 中国石油大学地球科学学院, 山东青岛 266580
2. 东北石油大学三亚海洋油气研究院, 海南三亚 572025
3. 中国石化科技部, 北京 100728
4. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院, 江苏南京 210011

摘要: 地质工程一体化综合施策是页岩气降本增效、提高开发效益的重要途径, 综合、定量是一体化优化决策研究的重要发展方向。但目前的定量优化更多针对单井进行, 常以优化得到的单井最优的裂缝半长/水平井长作为井网部署的依据。在利用运筹学技术构建的单井和区块效益目标函数的基础上, 以中国南方海相页岩气为例, 对比分析了单井和区块优化结果对主要地质条件和工程参数变化的敏感性。结果表明, 尽管随着压裂规模(裂缝半长)的增大, 单井和区块的效益都呈现先增后减的趋势, 但最优的裂缝半长明显不同。同时, 随孔隙度、含气饱和度、压力系数、天然气价格、压裂成本、钻井成本的升高, 优化所得的单井和区块的最优裂缝半长变化规律不同。这表明, 单井优化的结果不能作为井网部署的依据, 区块和单井得到的最优值并不一致, 应该以区块地质工程整体一体化优化的结果来布井。这一认识对页岩气及其他非常规油气井网优化部署和效益开发有现实的指导意义。

关键词: 页岩气; 地质工程一体化优化; 敏感性分析; 多段压裂水平井; 石油工程。

中图分类号: TE37

文章编号: 1000-2383(2023)01-267-12

收稿日期: 2022-03-03

Parameter Sensitivity Analysis in Geology-Engineering Integration Optimization for Shale Gas in Nanchuan Block

Wang Huijun¹, Lu Shuangfang^{2,1*}, Qiao Lu¹, Zhang Jun³, Chen Fangwen¹, He Xipeng⁴, Gao Yuqiao⁴,
Mei Junwei⁴, Ren Jianhua⁴, Wang Wei⁴

1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China
2. Sanya Offshore Oil & Gas Research Institute, Northeast Petroleum University, Sanya 572025, China
3. Ministry of Science and Technology, SINOPEC, Beijing 100728, China
4. East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Nanjing 210011, China

基金项目: 国家自然科学基金项目(No.2016ZX05061); 中石化“十条龙”科技专项(No.P19017-3); “十三五”国家科技重大专项(No.2016ZX05061)。

作者简介: 王惠君(1993-), 女, 博士研究生, 主要从事页岩气地质工程一体化方面的研究。ORCID: 0000-0002-1774-8870. E-mail: b19010005@s.upc.edu.cn

* 通讯作者: 卢双舫, E-mail: lushuangfang@upc.edu.cn

引用格式: 王惠君, 卢双舫, 乔露, 张俊, 陈方文, 何希鹏, 高玉巧, 梅俊伟, 任建华, 王伟, 2023. 南川页岩气地质工程一体化优化中的参数敏感性分析. 地球科学, 48(1): 267-278.

Citation: Wang Huijun, Lu Shuangfang, Qiao Lu, Zhang Jun, Chen Fangwen, He Xipeng, Gao Yuqiao, Mei Junwei, Ren Jianhua, Wang Wei, 2023. Parameter Sensitivity Analysis in Geology-Engineering Integration Optimization for Shale Gas in Nanchuan Block. *Earth Science*, 48(1): 267-278.

Abstract: Geology-engineering integration policy is an important way to reduce cost and increase efficiency of shale gas. Integrated and quantitative approach is an important development direction of integrated optimization decision research. However, the current quantitative optimization is more often performed for single well, and the optimal fracture half-length/horizontal well length obtained from the optimization of a single well is often used as the basis for well pattern deployment. In this paper, it compares the sensitivity of single-well and block optimization results to major geological conditions and engineering parameters based on the objective functions of single-well and block benefits constructed using operational research techniques. The results show that although the benefits of both single-well and block show a trend of increasing and then decreasing with increasing fracture size (fracture half-length), the optimal fracture half-lengths are significantly different. Meanwhile, with the increase of porosity, gas saturation, pressure coefficient, natural gas price, fracturing cost and drilling cost, the optimal fracture half length of single well and block varies. It indicates that the optimal values obtained for blocks and single well are not consistent, and wells should be laid out with the results of the overall geology-engineering integration optimization of the blocks. This finding has realistic implications for the optimal deployment and efficient development of shale gas and other unconventional oil and gas well networks.

Key words: shale gas; geology-engineering integration optimization; sensitivity analysis; multi-stage fractured horizontal well; petroleum engineering.

近年来,随着水平井和大型水力压裂技术的发展,页岩气有效开发的技术可行性已经解决.但由于中国地质、地面条件复杂,水平井钻井、压裂成本高,页岩气产量递减快,经济开发面临巨大压力,需要不断的降本增效才能实现效益开发.“降本增效”一靠技术创新,如水平井和大型水力压裂技术的不断进步;二靠管理创新,主要是地质工程一体化综合优化施策(黄浩勇等, 2020; 雍锐等, 2020; Wang *et al.*, 2021a; Li *et al.*, 2022; Qiao *et al.*, 2022).后者通过瞄准效益最大化(不仅仅是产出最大化)的水平井间距、水平段长、压裂液量、支撑剂量等的优化,实现井网优化,达到降本增效的目的.由于效益=产量 \times 气价-成本,而产出和成本都与地质条件、工程参数密切相关,其中地质条件包括基质孔隙度、基质渗透率、含气饱和度、含气量、压力系数、地应力等,工程参数包括影响压裂缝半长和裂缝导流能力的压裂液/支撑剂的用量以及簇间距、水平段长度等.前人对影响产量的因素做了较多的研究(李庆辉等, 2012; 郭艳东等, 2018; He *et al.*, 2018, 2022; 刘欣等, 2018; Nguyen-Le and Shin, 2019).郭艳东等(2018)认为影响产量的主要因素为含气量,其次为裂缝间距、水平段长度和裂缝半长,并通过敏感性分析确定了最优的工程参数.Nguyen-Le and Shin(2019)认为影响累计产量的主要因素是裂缝间距,储层压力和含气饱和度,并分析了各个因素的影响规律.

尽管前人对这些参数做了较多的分析,但是其主要研究影响单井产量和效益的因素,没有对影响区块的产量和效益的因素进行研究.前人往往以单井优化所得到的最优裂缝半长、水平段长作为全区井网部署的依据.不过,单井最优的方案是否就等

于全区最优的方案?该问题还缺乏有效的论证.

因此,本文从南川地区海相龙马溪组页岩气的地质条件和工程实践出发,分别构建单井和区块的效益目标函数,利用优化算法求解使效益函数达到极大值的最优的地质、工程参数匹配,综合研究地质条件和工程参数变化对单井和区块的产量、效益、最优井网部署方案(与裂缝半长和水平段长度有关)的影响及其敏感性,以期认识单井和区块有关优化参数的变化规律,对比评价单井优化结果与区块优化结果的异同,为全区优化积累经验、奠定基础,为地质工程一体化的全区、全局优化探索方向,从而服务于地质工程一体化定量优化决策及页岩气勘探开发效益的提升.

1 南川海相页岩气藏地质特征

南川地区位于四川盆地东南部,构造作用较强.整个地区呈 NE 向展布,呈“四隆四坳”的构造格局,研究区平桥南位于南川地区东南部,长 9.2 km,宽 4.2~5.5 km.研究区面积为 42 km²,储量为 543 \times 10⁸ m³.研究区现有水平井 30 口左右.页岩主要发育于下志留统龙马溪组-上奥陶统五峰组,由下向上分为 1~9 号小层(何希鹏, 2021; 李东海等, 2022),厚度为 101~128 m.下部 1~5 号小层是富有机质主力气层段,厚度为 30~34 m,岩性为硅质页岩,含粉砂、粉砂质页岩.页岩的孔隙度为 3.8%~4.4%,渗透率范围为 0.000 2~0.963 0 mD,含气饱和度范围为 60%~80%,含气量为 2.5~6.2 m³/t,TOC 为 3%~3.55%,埋深 2 800~4 200 m,压力系数为 1~1.32,最大主应力为 50~75 MPa,地应力差异系数为 0.1~0.2,发育断层和高角度天然裂缝(何希鹏, 2021).

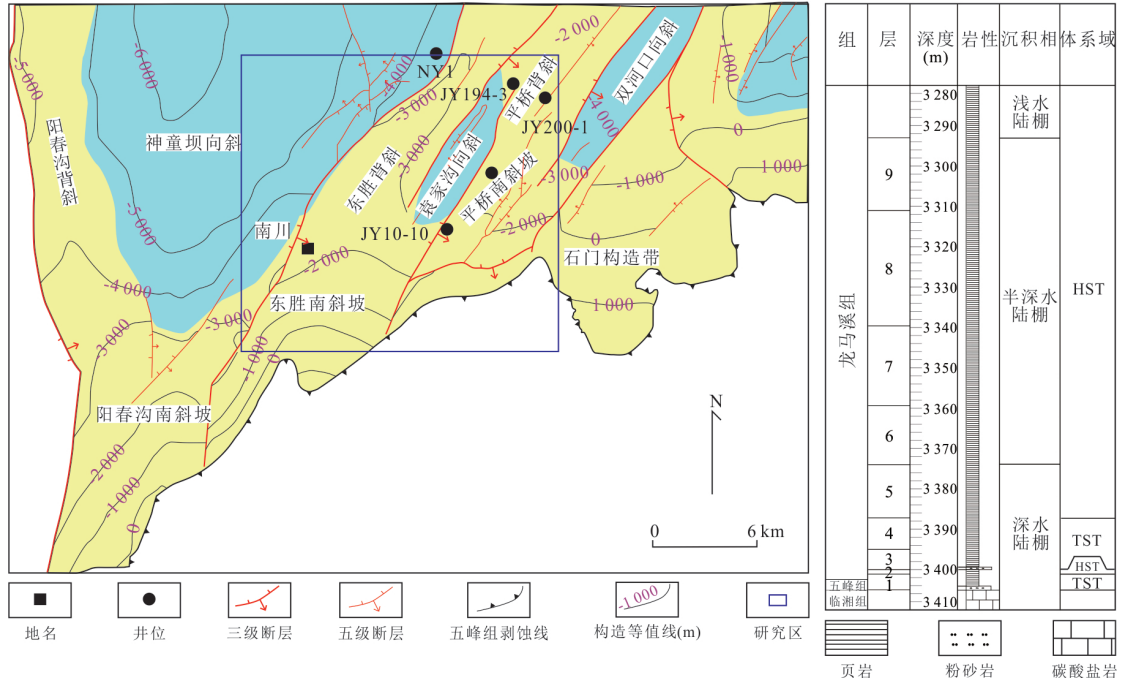


图 1 南川地区五峰组底界构造及目标层段地质柱状图

Fig.1 Geological histogram of bottom boundary structure and target interval of the Wufeng Formation in the Nanchuan area
据何希鹏(2021)和李东海等(2022)

2 目标函数和优化算法

本文对页岩气地质工程一体化优化中的参数敏感性进行分析,因此需要首先构建目标函数,以单井和区块的经济净现值(NPV)为目标函数。

2.1 目标函数

2.1.1 单井效益函数 NPV 指在项目生命周期内,每年净现金流量按给定折现率折现的现值的代数和,由现金流入和现金流出两部分组成。单井 NPV 函数如下:

$$NPV_{\text{单井}} = \sum_{t=1}^T \left[\frac{1}{(1+b)^t} (P_0 Q_{\text{gas}} - C_{\text{operating}} - C_{\text{tax}}) \right] - (C_{\text{well}} + C_{\text{fracture}}), \quad (1)$$

其中, $t = 1, 2, 3, \dots, T$ 是时间 (a); b 是折现率 (%), 本文取 8%; P_0 是天然气价格 (元/m³); Q_{gas} 是每一年的产气量 (m³/a); $C_{\text{operating}}$ 是每一年的操作成本 (元/年); C_{tax} 是税收 (元); C_{well} 是钻井成本 (元); C_{fracture} 是压裂成本 (元)。单井产量函数将在后文 2.2 节详细介绍。

单井钻井成本与水平段长度、斜井段长度有关。结合研究区的实际钻井成本数据,建立的单井钻井成本函数如下:

$$C_{\text{well}} = f(L, D_A), \quad (2)$$

$$f(L, D_A) = (7477591 + 1523(L + D_A) + 0.34(L + D_A)^2 - 0.00000724(L + D_A)^3 - 0.0000059(L + D_A)^2 \cdot D_A + 958D_A - 0.285(L + D_A) + 0.15D_A^2 + 0.0000029(L + D_A) \cdot D_A^2), \quad (3)$$

其中, L 是水平段长度 (m); D_A 是直井段和斜井段长度的总和 (m)。

当大量压裂液和支撑剂注入地下后会产生水力裂缝,使得页岩气从基质沿着裂缝流入井筒。压裂成本主要包括压裂液成本和支撑剂成本 (Rammay and Awotunde, 2016), 前人的研究表明压裂成本与裂缝半长和导流能力有关 (Yang et al., 2017)。本研究的单井压裂成本参考了前人 (Xu et al., 2018; Yao et al., 2021), 公式如下:

$$C_{\text{fracture}} = \sum_{i=1}^n (C_{\text{fc}} + C_{\text{fl}}), \quad (4)$$

$$C_{\text{fl}} = d_1 x_i^2 + d_2 x_i + d_3, \quad (5)$$

$$C_{\text{fc}} = d_4 F_C^2 + d_5 F_C + d_6, \quad (6)$$

其中, $i = 1, 2, 3, \dots, n$ 是压裂段数, C_{fl} 是每一段的压裂液成本 (元); C_{fc} 是每一段的支撑剂成本 (元); x_i 是裂缝半长 (m); F_C 是裂缝导流能力 (mD·m), 系数 $d_1, d_2, d_3, d_4, d_5, d_6$ 参考 Yao et al. (2021)。

2.1.2 区块效益函数 区块效益函数就是将所有单井的效益函数相加, 公式如下:

$$NPV_{\text{区块}} = \sum_{j=1}^N NPV_{\text{单井}}, \quad (7)$$

其中, $j=1, 2, 3, \dots, N$ 是井数; $NPV_{\text{单井}}$ 是单井的 NPV (元); $NPV_{\text{区块}}$ 是区块所有井的 NPV (元)。

为了避免实际工区的边界形状不规则、断裂发育、地形地貌、生态保护区等对优化结果的影响, 本文设定一个相对于水平井长和裂缝半长而言足够大(60 000 m×6 000 m, 图2)的区块进行对比研究。

2.2 页岩气产量代理模型

优化过程中, 计算单井产量常用的方法是利用数值模拟软件计算, 但是由于数值模拟单次运行需要 10 min 左右, 对于一个较大的区块, 需要同时计算上百口井的产量, 而且优化可能需要反复迭代, 难以实现全区产量的快速计算及优化方案的有效提供。近年来随着机器学习的发展, 越来越多的研究者开始尝试使用机器学习建立产量代理模型(Freund, 1995; Clarkson, 2013; Liu *et al.*, 2019)。Kulga *et al.* (2017) 建立了基于人工神经网络(ANN)的数据驱动预测技术, 以补充基于数值模拟器的模型; Wang *et al.* (2019) 利用随机森林(RFs)、支持向量回归(SVR)建立产量代理模型; Wang *et al.* (2021b) 采用深度信念网络建立产量代理模型。因此本文也采用机器学习来建立产量代理模型提高计算速度。

2.2.1 单井产量代理模型 建立单井代理模型的基本步骤如下: 首先, 建立基础的数值模拟模型, 识别影响产量的关键因素, 通过实验设计和数值模拟

获得样本数据; 之后, 对样本质量进行分析, 通过机器学习建立代理模型; 最后, 验证代理模型的预测精度。

首先, 建立研究区的基础数值模拟模型。根据研究区储层地质参数、水平井工程参数及历史拟合结果, 利用数值模拟软件建立了页岩气多级压裂水平井基础数值模型。模型长 8 000 m, 宽 800 m, 网格数是 300×40×5。建立的储层模型是一个以水平井为中心的矩形网格系统。储层类型为双孔双渗模型, 总共 5 小层。在油藏模型中, 水平井布置在 2 号小层, 生产周期设定为 15 年, 生产方式是定压生产, 水力裂缝沿最大主应力方向扩展。基础页岩气数值模型的输入参数是根据研究区的实际岩心数据和历史拟合得到的。吸附气含量、兰式压力、兰氏体积、基质孔隙度、基质渗透率、含气饱和度通过实验测试获得, 天然裂缝密度通过成像测井数据确定, 初始地层压力、簇间距、压裂段数通过现场工程参数确定, 裂缝半长、主裂缝导流能力、裂缝开度、裂缝高度根据试井分析和压裂模拟软件确定。以研究区某水平井为例, 进行历史拟合。历史拟合首先拟合单井地质储量, 然后拟合产量。历史拟合过程中调整的主要参数包括相渗曲线、孔隙度、渗透率、水力压裂裂缝半长、裂缝导流能力、压缩系数。通过对这些原始参数进行调整, 减少历史和模拟产量之间的差异, 从而确定页岩气基础模型的最终输入参数(表1)。历史拟合结果如图3所示, 可以看出实际产量和拟合产量较为接近, 因此基础模型输入参数较为可靠。

建立基础的数值模拟模型之后, 需要识别影响产量的关键因素。通过文献调研及对研究区地质工程条件的分析, 选取了 7 个关键影响参数, 包括基质孔隙度、含气饱和度、压力系数、裂缝半长、簇间距、裂缝导流能力、水平段长度, 这些变量的水平如表 2。最后根据这些因素和基础数值模拟模型建立产量代理模型。单井产量代理模型的具体步骤参考前人(Kulga *et al.*, 2017; Wang *et al.*, 2021a, 2021b, 2022)。

2.2.2 区块产量代理模型 区块产量就是将所有单井产量相加, 公式如下:

$$Q_{\text{区块}} = \sum_{j=1}^N Q_{\text{单井}}, \quad (8)$$

其中, $Q_{\text{单井}}$ 是单井的累计产气量(m^3); $Q_{\text{区块}}$ 是区块所有井的累计产气量(m^3)。

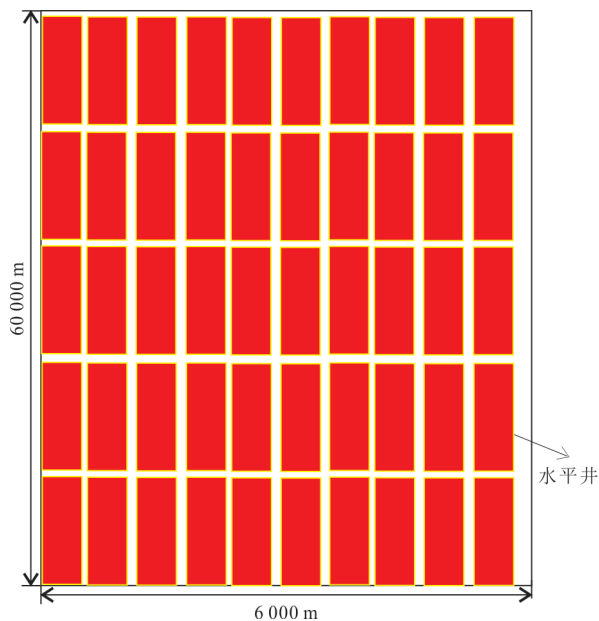


图2 区块模型示意图

Fig.2 Block model diagram

表 1 页岩气数值模型基本参数(据 Wang *et al.*, 2019)

Table 1 Basic parameters of shale gas numerical model (from Wang *et al.*, 2019)

参数	值
吸附气含量(m ³ /t)	3
兰氏压力(MPa)	4
兰氏体积(cm ³ /g)	2
初始地层压力(MPa)	32
基质渗透率(mD)	0.000 03
含气饱和度(%)	65
基质孔隙度(%)	4
水力压裂裂缝半长(m)	120
主裂缝导流能力(mD·m)	7
水力压裂裂缝开度(m)	0.001
簇间距(m)	20
水力压裂裂缝高度(m)	30
压裂段数	26
天然裂缝间距(m)	1
生产时间(a)	15
可采储量(10 ⁸ m ³)	19.32

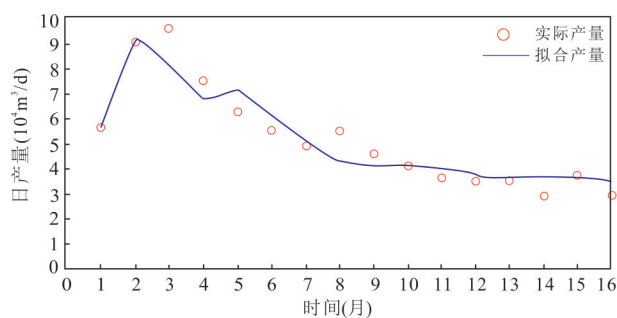


图 3 研究区某水平井历史拟合结果

Fig.3 History-matching results of a well in the study area

2.3 优化算法

本文采用遗传算法来优化单井和区块的效益模型.作为一种启发式优化算法,遗传算法被广泛研究(Golzari *et al.*, 2015; Zhang *et al.*, 2019).该算法的原理是利用自然选择规则和遗传机制来实现仿生操作.它根据适应度函数决定个体的生存,

具有较高适应度值的个体更有可能被选中.通过交叉、变异等操作,可以实现群体染色体结构的重组,使个体世代优化,逐渐逼近最优解.与传统优化算法相比,遗传算法适用范围广,搜索能力强,更易找到全局最优解.

3 敏感性分析

3.1 影响单井和区块的产量和效益的因素

3.1.1 水力压裂裂缝半长(压裂液量) 页岩储层的孔隙度和渗透率很低,需要通过多级压裂水平井技术获得工业气流.通过向地下注入压裂液和支撑剂来获得人工裂缝,使得页岩气从基质沿着裂缝流入井筒.水力压裂裂缝半长的大小主要与注入的压裂液量和支撑剂量的大小有关.为了研究裂缝半长对页岩气单井和区块模型的产能和效益的影响,设计了不同裂缝半长条件下的实验方案.根据公式(1)和公式(7),可以得到不同裂缝半长对应的收入、成本、效益,结果如图 4a、4b 所示.

图 4a 显示,随着裂缝半长从 50 m 增加到 200 m,更多的气体能够从基质沿着裂缝进入井筒,在初始阶段,成本增加的幅度小,收入(产量)增加的幅度大,单井效益逐渐增大;但是在后期,压裂成本快速增大,当成本的增加幅度超过收入的增加幅度时,单井的效益就开始降低.当裂缝半长达到 160 m 时,单井效益最高.图 4b 显示,随着裂缝半长增大,区块收入逐渐减小.这是因为裂缝半长增大,虽然单井的产量(收入)逐渐增大,但是井数逐渐变少(表 3),且此时远井处裂缝密度降低,采收率也将随之降低,故单井收入乘以井数所得到的区块总收入逐渐减小.而随着裂缝半长增大,区块的总成本先减小后增大.这是因为刚开始随着裂缝半长增大,井数有所减少,钻井成本降低,虽然为波及同样页岩体积(地质储量),相应的压裂成本会有所增大,但压裂成本增长幅度<钻井成本节约的幅度,故总成本先减小;但随着井距的进一步增大,压裂

表 2 影响因素的范围

Table 2 Variation range of influencing factors

水平	孔隙度 (%)	含气饱和度 (%)	压力系数	裂缝半长 (m)	簇间距 (m)	裂缝导流能力 (mD·m)	水平段长度 (m)
水平 1	1	10	1.0	50	10	1	1 000
水平 2	2	40	1.2	100	15	10	3 000
水平 3	3	60	1.4	150	20	20	5 000
水平 4	4	90	1.6	200	25	30	8 000

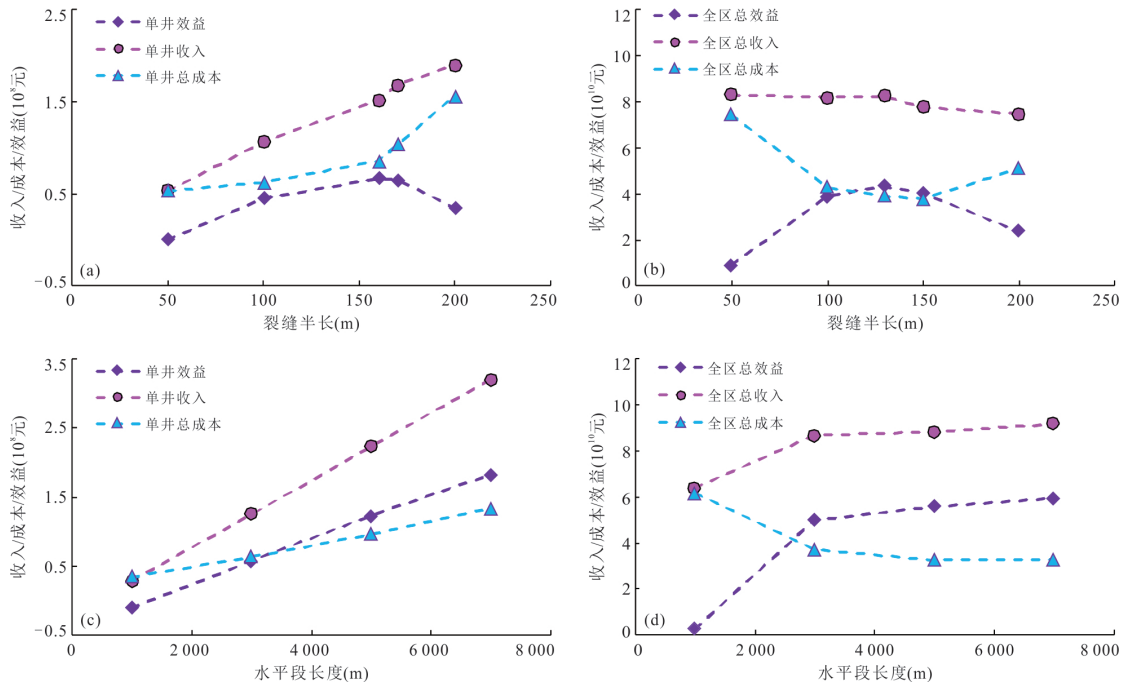


图 4 工程参数对单井和区块的效益及成本的影响

Fig.4 Influence of engineering parameters on benefit and cost of single well and whole block

表 3 工程参数对区块的效益和成本的影响

Table 3 Influence of engineering parameters on benefit and cost of the whole block

参数值(m)	井数	单井产量 (10 ⁸ m ³)	单井收入 (亿元)	单井成本 (亿元)	区块总成本 (亿元)	区块总收入 (亿元)	区块总效益 (亿元)
裂缝半长	50	1 711	0.466	0.485	0.433	741	830
	100	841	0.784	0.971	0.509	428	816
	130	667	0.957	1.240	0.585	390	824
	150	551	1.070	1.410	0.684	377	775
	200	406	1.350	1.830	1.250	508	745
水平段长度	1 000	1 711	0.391	0.371	0.358	612	635
	3 000	551	1.175	1.570	0.669	369	864
	5 000	319	1.955	2.760	1.010	324	880
	7 000	232	2.732	3.940	1.400	324	915

注:工区大小如图 3 所示.

成本的增速加快,超过钻井成本的线性减少,故裂缝半长增大到一定程度之后,区块总成本反而增加.当裂缝半长约为 130 m 时,区块效益最高.显然,单井和区块的最优裂缝半长不同,单井优化结果不宜作为区块井网部署的依据.

3.1.2 水平段长度 水平段长度是影响页岩气的产量、成本和效益的重要参数.为了研究水平段长度对页岩气单井和区块模型的产能和效益的影响,固定裂缝半长、簇间距、裂缝导流能力等参数不变,设计了不同水平段长度条件下的实验方案.结果如图 4c、4d 所示.

图 4c 显示,当水平段长度达到 7 000 m 时,单井和区块的效益最大.单井的效益和水平段长度呈线性增加,当水平段长度大于 3 000 m,区块效益增加速度变小.水平段长度增大,单井收入增加,这是因为水平段长度增加,裂缝面积也逐渐增加,产量(收入)不断增加,成本也不断增加,但单井成本的增加幅度没有超过收入的增加幅度,因此效益一直增加.对单井而言,水平段长度越长效益越高.图 4d 显示,随着水平段长度逐渐增加,区块收入(产量)也逐渐增加,这是因为水平段长度越长,单井控制体积增大,产量增大,虽然全区井数减少,但是单井收入乘

以井数所得到的区块总收入逐渐增大.而随着水平段长度增加,区块总成本减小,这是因为水平段长度越长,虽然单井钻井成本增加,但是全区井数减少(表 3),区块总成本减少.成本的增加幅度一直没有超过收入的增加幅度,因此效益不断增大.对全区而言,水平段长度越长效益越高.

3.2 参数盈亏平衡分析

盈亏平衡分析是指当企业利润为零,处于不赢不亏状态时的产量或销量.对油气田而言,如果盈亏临界点较高,则企业必须销售较多的天然气才能不亏损,此时盈利的空间较小.如果盈亏临界点比较低,则企业只需销售较少的天然气就能盈利.盈亏平衡点的高低反映了企业经营亏损风险的大小(陈晓江,2003).

不考虑净现值时,盈亏平衡点的计算公式如下:

$$PQ^* = C_f + C_v Q^*, \quad (9)$$

$$Q^* = \frac{C_f}{P - C_v}. \quad (10)$$

考虑净现值时,当生产 15 年时,盈亏平衡点的计算公式如下:

$$\sum_{i=1}^{15} \frac{PQ^* f_i}{b^i} = C_f + \sum_{i=1}^{15} \frac{C_v Q^* f_i}{b^i}, \quad (11)$$

其中, P 是销售价格; Q^* 是单井盈亏平衡累计产量; C_f 是固定成本,包括钻井成本、压裂成本等,和产量没有直接关系; C_v 是可变成本,与产量有关,如税费、天然气处理费; b 是折现值; f_i 是单井每一年的生产比例, $\sum_{i=1}^{15} f_i = 1$.

接下来通过案例分析确定研究区的盈亏平衡产量.通过分析研究区某水平井的实际成本,确定研究区某水平井固定成本为 5 000 万元,销售价格 1.3 元,折现值为 1.08,可变成本 0.3 元.当给定裂缝半长 120 m,水平段长度 1 600 m,其他输入参数与表 1 相同时,利用数值模拟,根据公式(10)可知,在不考虑净现值的情况下,单井盈亏点累计产量为 0.594 亿方.根据公式(11),在考虑净现值的情况下,单井盈亏点累计产量为 $0.733 \times 10^8 \text{ m}^3$,当产量低于 $0.733 \times 10^8 \text{ m}^3$ 时,该口井是无效益井.

另外做出了盈亏产量点与销售单价、可变成本、固定成本关系图.由图 5 可以看出,当其他参数不变时,盈亏平衡产量随着气价的增加而减小,随着可变成本的增加而增加,随着固定成本的增加而增加.从风险评价的角度,盈亏平衡点越低,项目风险越小.因此在生产过程中,优化投资则需要降低单井的固定成本和可变成本,从而提高效益.

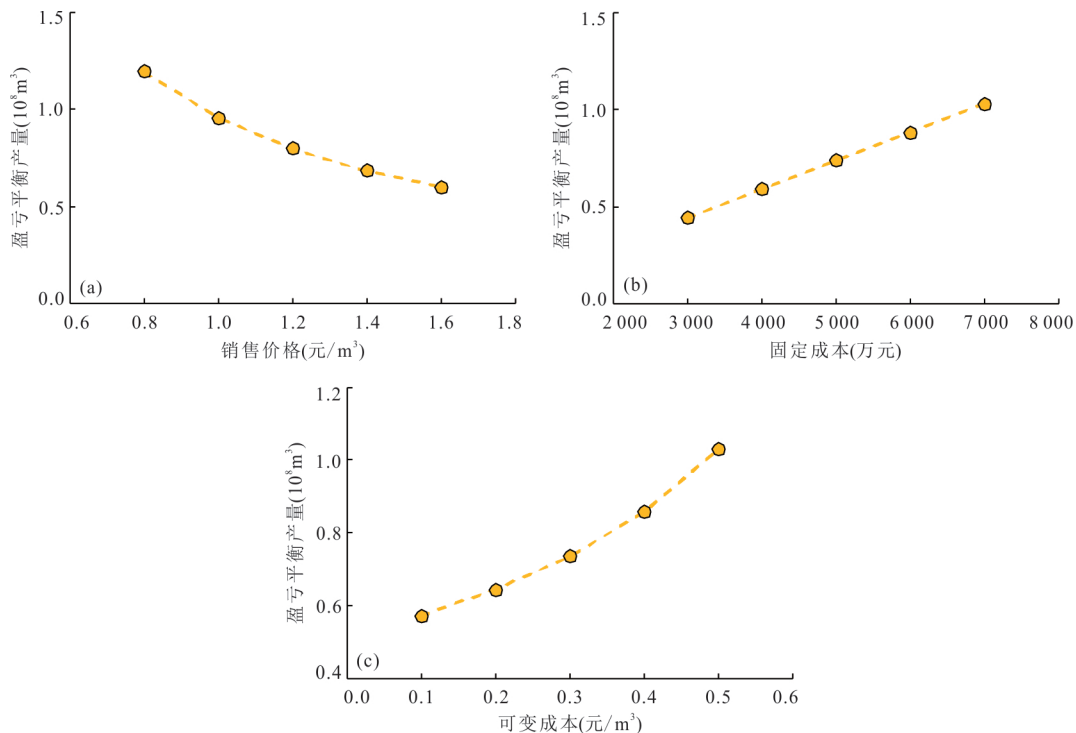


图 5 盈亏平衡产量随着不同参数变化

Fig.5 Variations of breakeven output with different parameters

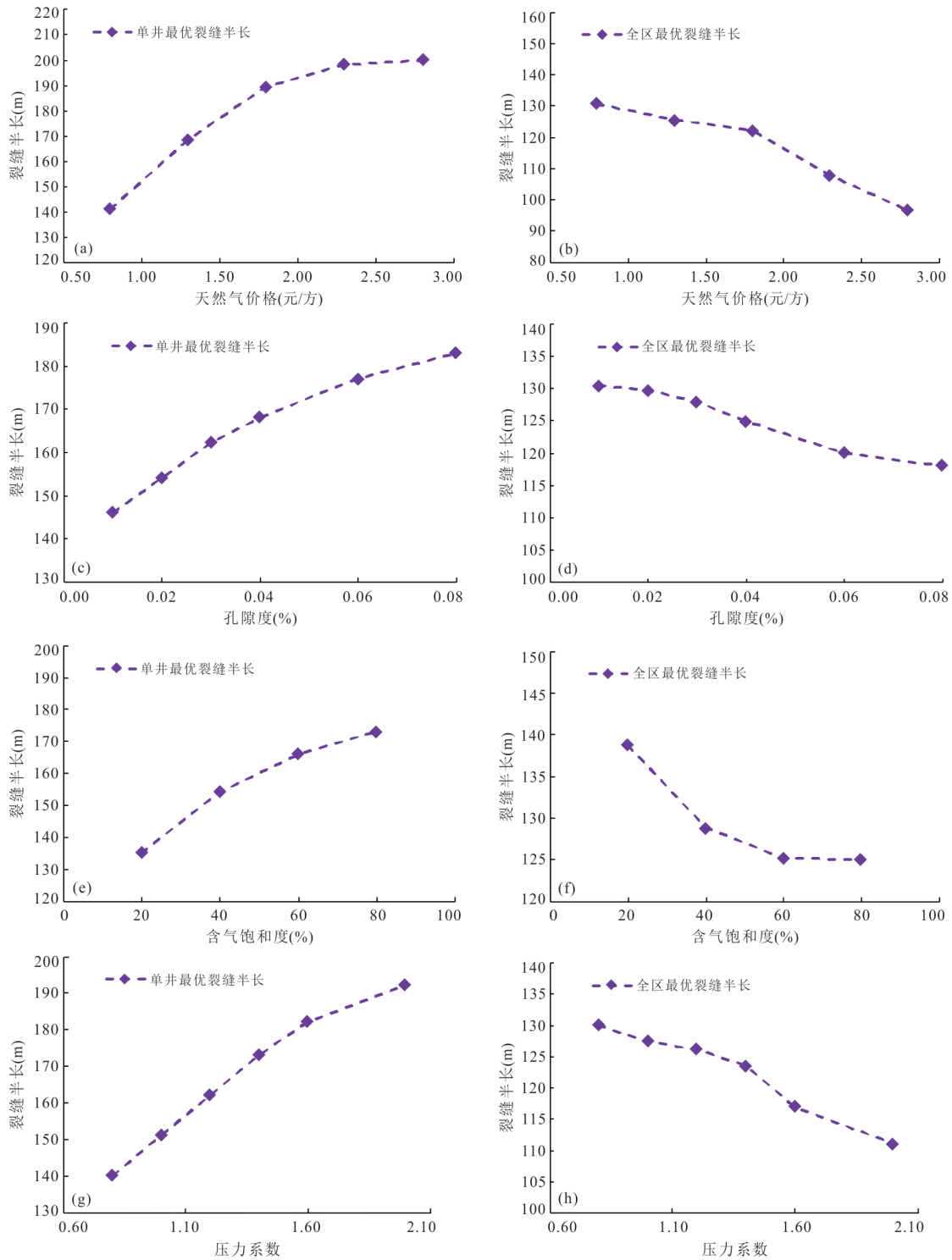


图6 经济参数和地质参数对单井和区块最优裂缝半长的影响

Fig.6 Influence of economic and geological parameters on optimal fracture half-length of single well and whole block

3.3 影响优化结果的因素

影响单井和区块的优化结果有很多因素,地质因素包括基质孔隙度、含气饱和度、压力系数,工程因素包括压裂成本系数、钻井成本系数,经济因素包括天然气价格.在其他参数固定

的条件下,依次改变某一因素的值,来分析某一因素对单井和区块的最优裂缝半长的影响.

3.3.1 天然气价格对最优裂缝半长的影响 为了研究天然气价格对页岩气单井和全区的最优裂缝半长的影响,固定孔隙度、压力系数、含气饱和度、

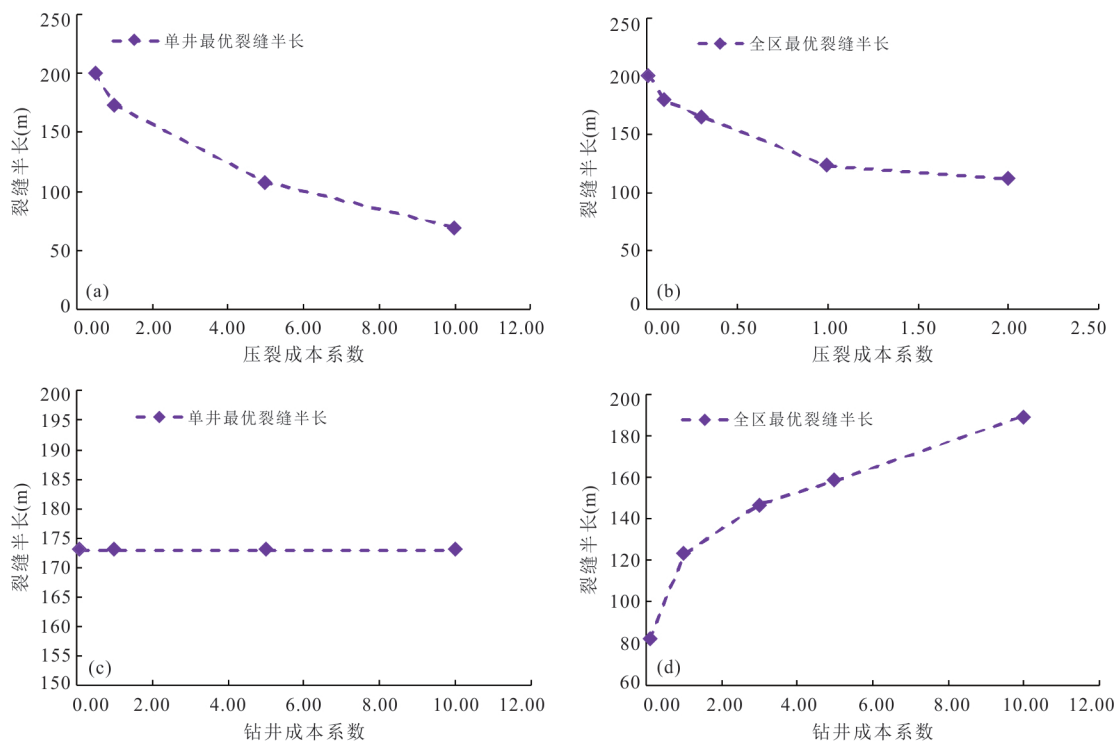


图 7 工程参数对单井和区块最优裂缝半长的影响

Fig.7 Influence of engineering parameters on fracture half-length of single well and whole block
 压裂成本系数=实际压裂成本/理论公式的压裂成本, 钻井成本系数=实际钻井成本/理论公式的钻井成本

钻井成本、钻井成本等参数不变,设计了不同天然气价格条件下的实验方案.其中,裂缝半长的优化范围是50~200 m,利用遗传算法对单井NPV(公式1)和全区NPV函数(公式7)优化,可以得到不同天然气价格下的最优裂缝半长,结果如图6a、6b所示.

图6a、6b显示,天然气价格从0.8元/方增加到2.8元/方,单井的最优裂缝半长增加,区块的最优裂缝半长减小.当天然气价格大于1.6元/方时,单井最优裂缝半长增加速度变慢,区块最优裂缝半长减小速度变慢.对于单井而言,增加裂缝半长可以进一步增加产量,由于高气价对应新增产量的收益高于新增的压裂成本,于是效益相对进一步增加,所以气价增加导致对应的最优裂缝半长增加.而对于区块,如在前面3.1.1节中对图4b所分析的那样,裂缝半长的增大意味着采收率的降低,当天然气价格上涨时,瞄准效益最大化的优化自然会朝着提高采收率的方向偏移,故区块的最优半缝长随气价的升高而降低.

3.3.2 基质孔隙度对最优裂缝半长的影响 图6c、6d显示,随着基质孔隙度从1%增加到8%,单井最优裂缝半长几乎线性增加,区块最优裂缝半长逐渐减小.当孔隙度大于2%时,区块最优裂缝

半长减小速度增大.对单井而言,随着孔隙度增加,增加裂缝半长可以进一步增加产量,由于高孔隙度对应的收入(产量)的增加幅度高于成本的增加幅度,因此孔隙度增加导致对应的最优裂缝半长增加.而对于区块,如在前面3.1.1节中对图4b所分析的那样,裂缝半长的增大意味着采收率的降低,当孔隙度增加时,瞄准效益最大化的优化自然会朝着提高采收率的方向偏移,故区块的最优裂缝半长随孔隙度的升高而降低.

3.3.3 含气饱和度对最优裂缝半长的影响 图6e、6f显示,随着含气饱和度从20%增加到80%,单井最优裂缝半长逐渐增大,区块最优裂缝半长逐渐减小.当含气饱和度大于40%时,单井最优裂缝半长增加速度变慢,区块最优裂缝半长减小速度变慢.对单井而言,随着含气饱和度增加,增加裂缝半长可以进一步增加产量,由于高孔隙度对应的收入(产量)的增加幅度高于成本的增加幅度,因此孔隙度增加导致对应的最优裂缝半长增加.而对于区块,裂缝半长的增大意味着采收率的降低,当含气饱和度增加时,瞄准效益最大化的优化自然会朝着提高采收率的方向偏移,故区块的最优裂缝半长随含气饱和度的升高而降低.

3.3.4 压力系数对最优裂缝半长的影响 图 6g、6h 显示,随着压力系数从 0.8 增加到 2,单井最优裂缝半长线性增大,区块最优裂缝半长逐渐减小.当压力系数大于 1.4 时,区块最优裂缝半长的减小速度增大.对单井而言,随着压力系数增加,增加裂缝半长可以进一步增加产量,由于高压系数对应的收入(产量)的增加幅度高于成本的增加幅度,因此压力系数增加导致对应的最优裂缝半长增加.而对于区块,裂缝半长的增大意味着采收率的降低,当压力系数增加时,瞄准效益最大化的优化自然会朝着提高采收率的方向偏移,故区块的最优裂缝半长随压力系数的升高而降低.

3.3.5 压裂成本系数对最优裂缝半长的影响 图 7a、7b 显示,压裂成本系数增加,单井和区块的最优裂缝半长均逐渐减小.当压裂成本系数大于 1 时,单井最优裂缝半长减小速度变慢.当压裂成本系数大于 0.3 时,区块最优裂缝半长减小速度变慢.这是因为对于单井,随着压裂成本系数增加,压裂相同的裂缝半长需要的压裂成本显著增大,因此为了实现效益最大化,瞄准效益最大化的优化会朝着裂缝半长减小的方向偏移,故单井的最优裂缝半长随压裂成本系数的升高而降低.对于区块,亦与此类似.

3.3.6 钻井成本系数对最优裂缝半长的影响 图 7c、7d 显示,钻井成本系数增加,单井的最优裂缝半长不变,区块的最优裂缝半长增加.当钻井成本系数大于 1 时,最优裂缝半长增加速度变慢.对于单井而言,虽然钻井成本系数增大,钻井成本显著增大,但是成本没有超过收入,因此优化结果不变.对于区块,钻井成本系数增加时区块钻井成本显著增加,在研究区内需降低钻井成本以减小 NPV 的降低幅度,其关键在于减少钻井数,即在平行水平井方向,水平段长取最大值,而在垂直水平井方向增加压裂裂缝半长,从而在平行和垂直水平井两个方向上均取得钻井数的相对最小值.因此,压裂裂缝半长会随着钻井成本的增加而增大.

4 结论

本文分别建立了单井和区块的产量模型、成本模型和效益模型,分析了工程参数对单井和区块效益的影响.单井和区块定量优化结果及对参数敏感性的对比剖析表明:

(1)随着裂缝半长的增大(对应水平井网间距增大),单井和区块的效益均呈现先增后

减的变化趋势,但是单井和区块效益最大时对应的最优裂缝半长不同.随着水平段长度增大,单井和区块的效益都逐渐增加.

(2)盈亏平衡分析结果表明,单井盈亏点累计产量为 $0.733 \times 10^8 \text{ m}^3$,当产量低于 $0.733 \times 10^8 \text{ m}^3$ 时,该口井是无效益井.当其他参数不变时,盈亏平衡产量随着气价的增加而减小,随着可变成本的增加而增加,随着固定成本的增加而增加.因此在生产过程中,优化投资要降低单井的固定成本和可变成本,从而提高效益.

(3)孔隙度、含气饱和度、压力系数和天然气价格逐渐增大,单井的最优裂缝半长逐渐增加,全区的最优裂缝半长逐渐减小.压裂成本系数逐渐增大,单井和全区的最优裂缝半长逐渐减小.钻井成本系数增大,单井最优裂缝半长不变,全区最优裂缝半长增加.这种单井和区块定量优化结果截然相反的变化趋势进一步证明,不能以单井优化结果作为井网部署的依据,需要在构建全区的效益目标函数的基础上,定量优化确定井网部署方案.这应该是地质工程一体化定量优化决策的发展方向.

References

- Chen, X.J., 2003. The Application of the Analysis of Profit and Loss Equality in Oil Developmental Economy (Dissertation). Tianjin University, Tianjin (in Chinese with English abstract).
- Clarkson, C. R., 2013. Production Data Analysis of Unconventional Gas Wells: Review of Theory and Best Practices. *International Journal of Coal Geology*, 109–110: 101–146. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.01.002>
- Freund, Y., 1995. Boosting a Weak Learning Algorithm by Majority. *Information and Computation*, 121(2): 256–285. <https://doi.org/10.1006/inco.1995.1136>
- Golzari, A., Sefat, M.H., Jamshidi, S., 2015. Development of an Adaptive Surrogate Model for Production Optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133: 677–688. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.07.012>
- Guo, Y.D., Wang, W.H., Liu, H., et al., 2018. Research on the Production Influencing Factors of Shale Gas Multi-Stage Fractured Horizontal Well. *Bulletin of Science and Technology*, 34(4): 72–78, 83 (in Chinese with English abstract).
- He, T. H., Li, W. H., Lu, S. F., et al., 2022. Mechanism and Geological Significance of Anomalous Negative $\delta^{13}\text{C}_{\text{kerogen}}$ in the Lower Cambrian, NW Tarim Basin, Chi-

- na. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208: 109384. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109384>
- He, T. H., Lu, S. F., Li, W. H., et al., 2018. Effect of Salinity on Source Rock Formation and Its Control on the Oil Content in Shales in the Hetaoyuan Formation from the Biyang Depression, Nanxiang Basin, Central China. *Energy & Fuels*, 32(6): 6698–6707. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01075>
- He, X. P., 2021. Sweet Spot Evaluation System and Enrichment and High Yield Influential Factors of Shale Gas in Nanchuan Area of Eastern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 41(1): 59–71 (in Chinese with English abstract).
- Huang, H. Y., Fan, Y., Zeng, B., et al., 2020. Geology-Engineering Integration of Platform Well in Changning Block. *Science Technology and Engineering*, 20(1): 175–182 (in Chinese with English abstract).
- Kulga, B., Artun, E., Ertekin, T., 2017. Development of a Data-Driven Forecasting Tool for Hydraulically Fractured, Horizontal Wells in Tight-Gas Sands. *Computers & Geosciences*, 103: 99–110. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2017.03.009>
- Li, D. H., Yao, H. S., He, X. P., et al., 2022. Geological Theory and Resource Potential of Atmospheric Pressure Shale Gas in Complex Structural Areas. Geological Publishing House, Beijing (in Chinese).
- Li, Q. H., Chen, M., Wang, F. P., et al., 2012. Influences of Engineering Factors on Shale Gas Productivity: A Case Study from the Haynesville Shale Gas Reservoir in North America. *Natural Gas Industry*, 32(4): 54–59, 123 (in Chinese with English abstract).
- Li, W. B., Li, J. Q., Lu, S. F., et al., 2022. Evaluation of Gas-in-Place Content and Gas-Adsorbed Ratio Using Carbon Isotope Fractionation Model: A Case Study from Longmaxi Shales in Sichuan Basin, China. *International Journal of Coal Geology*, 249: 103881. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2021.103881>
- Liu, W. C., Zhang, Q. T., Zhu, W. Y., 2019. Numerical Simulation of Multi-Stage Fractured Horizontal Well in Low-Permeable Oil Reservoir with Threshold Pressure Gradient with Moving Boundary. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178: 1112–1127. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.033>
- Liu, X., Zhang, L. N., Zhang, Y. Z., 2018. Influence of Fracturing Parameters on Development Effects of Shale Gas Wells in Southeast Sichuan Basin: A Case of Well LP-133HF. *Reservoir Evaluation and Development*, 8(5): 77–80 (in Chinese with English abstract).
- Nguyen-Le, V., Shin, H., 2019. Development of Reservoir Economic Indicator for Barnett Shale Gas Potential Evaluation Based on the Reservoir and Hydraulic Fracturing Parameters. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 66: 159–167. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.03.024>
- Qiao, L., Wang, H. J., Lu, S. F., et al., 2022. Novel Self-Adaptive Shale Gas Production Proxy Model and Its Practical Application. *ACS Omega*, 7(10): 8294–8305. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c05158>
- Rammy, M. H., Awotunde, A. A., 2016. Stochastic Optimization of Hydraulic Fracture and Horizontal Well Parameters in Shale Gas Reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 36: 71–78. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.002>
- Wang, H. J., Qiao, L., Zhang, J., et al., 2022. An Effective Integration Optimization Algorithm for Regional Fracturing Design and Drilling Placement. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 101: 104505. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104505>
- Wang, H. J., Qiao, L., Lu, S. F., et al., 2021a. A Novel Shale Gas Production Prediction Model Based on Machine Learning and Its Application in Optimization of Multistage Fractured Horizontal Wells. *Frontiers in Earth Science*, 9: 726537. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.726537>
- Wang, S., Qin, C. X., Feng, Q. H., et al., 2021b. A Framework for Predicting the Production Performance of Unconventional Resources Using Deep Learning. *Applied Energy*, 295: 117016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117016>
- Wang, S. H., Chen, Z., Chen, S. N., 2019. Applicability of Deep Neural Networks on Production Forecasting in Bakken Shale Reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179: 112–125. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.016>
- Xu, S. Q., Feng, Q. H., Wang, S., et al., 2018. Optimization of Multistage Fractured Horizontal Well in Tight Oil Based on Embedded Discrete Fracture Model. *Computers & Chemical Engineering*, 117: 291–308. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2018.06.015>
- Yang, C. D., Vyas, A., Datta-Gupta, A., et al., 2017. Rapid Multistage Hydraulic Fracture Design and Optimization in Unconventional Reservoirs Using a Novel Fast Marching Method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156: 91–101. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.05.004>
- Yao, J., Li, Z. H., Liu, L. J., et al., 2021. Optimization of

- Fracturing Parameters by Modified Variable - Length Particle - Swarm Optimization in Shale - Gas Reservoir. *SPE Journal*, 26(2): 1032-1049. <https://doi.org/10.2118/205023-PA>
- Yong, R., Chang, C., Zhang, D.L., et al., 2020. Optimization of Shale - Gas Horizontal Well Spacing Based on Geology - Engineering - Economy Integration: A Case Study of Well Block Ning 209 in the National Shale Gas Development Demonstration Area. *Natural Gas Industry*, 40(7): 42-48 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L., Li, Z. P., Lai, F. P., et al., 2019. Integrated Optimization Design for Horizontal Well Placement and Fracturing in Tight Oil Reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178: 82-96. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.006>
- 附中文参考文献**
- 陈晓江, 2003. 盈亏分析在油田开发经济中的设计理论和方法研究(硕士学位论文). 天津: 天津大学.
- 郭艳东, 王卫红, 刘华, 等, 2018. 页岩气多段压裂水平井产能影响因素研究. *科技通报*, 34(4): 72-78, 83.
- 何希鹏, 2021. 四川盆地东部页岩气甜点评价体系与富集高产影响因素. *天然气工业*, 41(1): 59-71.
- 黄浩勇, 范宇, 曾波, 等, 2020. 长宁区块页岩气水平井组地质工程一体化. *科学技术与工程*, 20(1): 175-182.
- 李东海, 姚红生, 何希鹏, 等, 2022. 复杂构造区常压页岩气地质理论与资源潜力. 北京: 地质出版社.
- 李庆辉, 陈勉, Wang, F.P., 等, 2012. 工程因素对页岩气产量的影响——以北美 Haynesville 页岩气藏为例. *天然气工业*, 32(4): 54-59, 123.
- 刘欣, 张莉娜, 张耀祖, 2018. 川东南页岩气井压裂参数对开发效果的影响——以 LP-133HF 井为例. *油气藏评价与开发*, 8(5): 77-80.
- 雍锐, 常程, 张德良, 等, 2020. 地质工程-经济一体化页岩气水平井井距优化——以国家级页岩气开发示范区宁 209 井区为例. *天然气工业*, 40(7): 42-48. 16