

考虑经济成本下的川南深层页岩气井距优化

帅 尧, 周新诞

成都理工大学能源学院(页岩气现代产业学院), 四川 成都

收稿日期: 2024年12月8日; 录用日期: 2025年1月3日; 发布日期: 2025年1月10日

摘 要

深层页岩气是页岩气勘探开发重要的战略接替领域, 设计并优化井距获取最大经济效益, 对其勘探开发具有十分重要的指导意义。基于经济效益优化水平井压裂关键参数, 为井距优化设计提供设计基础。通过数值模拟方法, 采用正交试验方法对水力压裂缝参数研究, 确定单一裂缝参数最优参数范围, 获得变水力裂缝参数设计最优方案。研究结果如下: (1) 结合经济净现值, 通过数值模拟的方法优化水平井距参数, 得到该区块最优井距为300米; (2) 基于水平井距300米的开发方案, 得到最优裂缝参数为: 采取交叉式布缝, 半缝长155米, 缝高为55 m, 裂缝导流能力为0.2 D·cm; (3) 基于该区块裂缝参数优化模拟结果, 推测层厚较薄、区块范围较广的深层页岩气区块, 可以考虑适当牺牲缝高参数条件获取更长的半缝长参数, 获取更高产量和经济效益。

关键词

深层页岩气, 水力裂缝, 经济效益, 井距优化

Optimization of Spacing for Deep Shale Gas Wells in Southern Sichuan Considering Economic Cost

Yao Shuai, Xindan Zhou

College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

Received: Dec. 8th, 2024; accepted: Jan. 3rd, 2025; published: Jan. 10th, 2025

Abstract

Deep shale gas is an important strategic replacement field for shale gas exploration and development. Designing and optimizing well spacing to obtain maximum economic benefits is of great guiding significance for its exploration and development. Based on the economic benefits, the key parameters of horizontal well fracturing are optimized, which provides the design basis for the opti-

文章引用: 帅尧, 周新诞. 考虑经济成本下的川南深层页岩气井距优化[J]. 自然科学, 2025, 13(1): 105-116.

DOI: 10.12677/ojns.2025.131011

mization design of well spacing. Through the numerical simulation method, the orthogonal test method is used to study the hydraulic fracture parameters, determine the optimal parameter range of single fracture parameters, and obtain the optimal design scheme of variable hydraulic fracture parameters. The research results are as follows: (1) Combined with the economic net present value, the horizontal well spacing parameters are optimized by numerical simulation, and the optimal well spacing in this block is 300 meters; (2) Based on the development plan of 300 m horizontal well spacing, the optimal fracture parameters are obtained as follows: cross-type fracture arrangement, half-fracture length of 155 m, fracture height of 55 m, fracture conductivity of 0.2 mD·cm; (3) Based on the simulation results of fracture parameters optimization in this block, it is inferred that for deep shale gas blocks with thin layer thickness and wide block range, longer half-length parameters can be obtained by appropriately sacrificing fracture height parameters, so as to obtain higher production and economic benefits.

Keywords

Deep Shale Gas, Hydraulic Cracks, Economic Benefits, Well Spacing Optimization

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

页岩气是指赋存于富有机质泥页岩及其夹层中,以吸附或游离状态为主要存在方式的非常规天然气,成分以甲烷为主[1]。由于页岩储层低孔隙度、低渗透率且致密的特点导致常规的钻井方式无法对其实现有效开采,通常采用水力压裂与水平井的方式来进行开采[2]。

页岩气井距设计与优化是评价页岩气开发效果的重要指标[3]。目前确定页岩气合理井距的技术方法主要有压裂模拟法、微地震监测和气井生产历史拟合法等[4],有部分学者对其进行研究。位云生[5]等指出天然裂缝和水力裂缝会造成一定的井间干扰,影响井距优化设计,赵勇[6]等在单井研究基础上建立了“密切割”工艺下的井组数值模拟模型。胡浩然[7]等将大数据和数值模拟方法相结合进行井距优化。

本文通过川南某井区测井解释和现场生产数据建立地质模型,运用数值模拟的方法来研究深层页岩气在不同裂缝参数条件下的井距,结合经济净现值模型优化井距,力求获得开采最大经济效益。

2. 固定裂缝参数下井距优化设计

2.1. 区域地质和流体模型的建立

Table 1. Basic parameters of geological model

表 1. 地质模型基础参数

参数	数值	参数	数值
岩石密度(kg/m ³)	2880	深度(m)	4206
气水界面(m)	4335	压力(MPa)	54.37
天然气比重	0.56	油藏温度(°C)	128.6

运用 CMG 软件建立三层油藏地质模型(如图 1),选取长,宽均是 2000 米,步长 10 米,网格数为 200,顶部深度为 4200 米,上下 3 层一共 50 米高度来设置地质模型的网格数据(如图 1)。设置基质渗透率 I,

J, K 方向值分别为 0.0001, 0.0001, 0.00001, 单位为毫达西, 基质孔隙度三层由上往下分别为 0.0419, 0.059, 0.0539。对该区域建立组分模型, 完成岩石流体(相渗曲线), 初始条件等的设置, 选择气水模型, 设置油藏温度, 最大压力设置, 甲烷比重和含水含气饱和度等信息(如表 1)。

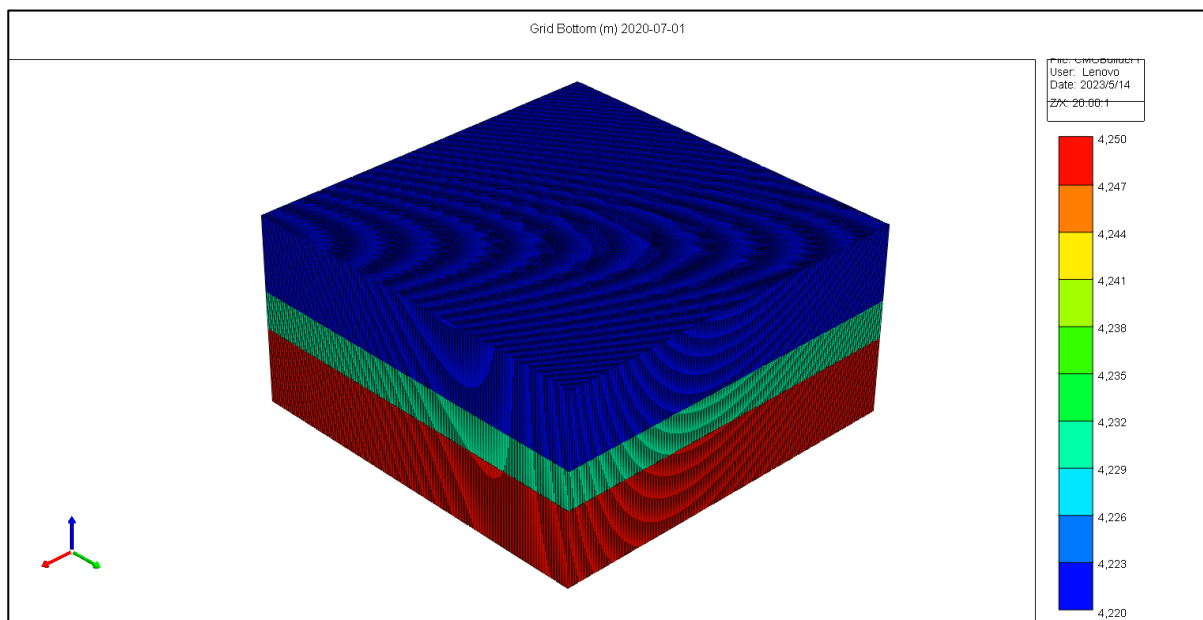


Figure 1. 3D schematic diagram of geological model

图 1. 地质模型 3D 示意图

2.2. 地层裂缝参数设计

该区域地层裂缝属性假设为水力裂缝与天然裂缝组合。通过 CMG 建立水力裂缝模型, 设计每口水平井段长 1500 米, 压裂模拟每口井 20 条水力裂缝, 裂缝间距为 70 米, 半缝长 125 米, 缝高 60 米(表 2)。设置天然裂缝两组一共 1400 条, 以 60 度角相交, 运用 EDFM 随机生成裂缝长度为 30~100 米, 缝高 60 米, 密度 2 米/条的天然裂缝(如表 3)。最后, 耦合已设计好的天然裂缝与水力裂缝, 建立复杂缝网模型。

Table 2. Hydraulic fracture parameters table

表 2. 水力裂缝参数表

半缝长(m)	缝高(m)	裂缝宽度(m)	缝间距(m)	裂缝数量(条)
125	60	0.002	70	20

Table 3. Parameters of natural cracks

表 3. 天然裂缝参数表

半缝长(m)	缝高(m)	裂缝宽度(m)	裂缝密度(米/条)	裂缝数量(条)
30~100	60	0.002	2	1400

2.3. 水平井井距设计

由于页岩具有水平层理发育的自身属性, 页岩气的水平渗透率远远大于垂直渗透率, 页岩气更容易水平运移, 对于深层页岩气通常采用布置水平井的开采方式。本文设计水平井段长为 1500 m, 井距在 250

m 到 450 m 之间的五种井距模拟方案(如表 4)。

Table 4. Well spacing simulation plan
表 4. 井距模拟方案

方案	井数	井距(m)	裂缝半长(m)	水平井段长度(m)
一	2	450	125	1500
二	3	400	125	1500
三	4	350	125	1500
四	5	300	125	1500
五	6	250	125	1500

在已建立好的区块地质和流体模型和地层裂缝模型中分别导入五种井距模拟方案对应的井组参数, 建立不同井距对应的数值模拟方案模型(如图 2), 进行数值模拟, 预测获得的产能并进行数据分析。

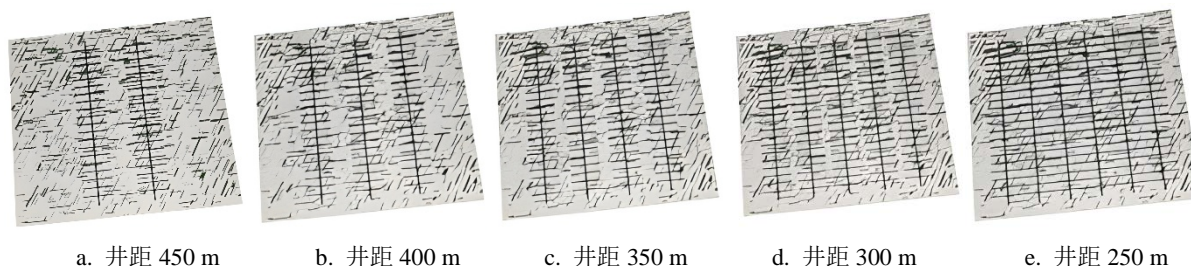


Figure 2. Schematic diagram of well spacing schemes
图 2. 各井距方案示意图

2.4. 不同井距参数下的产能模拟分析

根据 5 种井距下累积产气量和单井 EUR 的对比可得出结论(如表 5): 井距越小井数越多, 累产气越高, 随着井距的加密, 累产气增幅先升高再降低。单井 EUR 则是 450 米井距下最大为 1.34 亿方。最优井距还需要通过经济评价计算 NPV 净现值来得出。

Table 5. Comparison of EUR and single well EUR at different well distances
表 5. 种井距下 EUR 与单井 EUR 对比

井数量(口)	井距(米)	20 年总 EUR (亿方)	20 年单井 EUR (亿方)
2	450	2.67	1.34
3	400	3.39	1.13
4	350	4.46	1.12
5	300	6.13	1.23
6	250	6.45	1.08

通过 5 种井距下 20 年生产压力分布图可见其储量动用情况和井间干扰情况, 由图 3 可见: 250 米和 300 米井距对应的 6 口井和 5 口井, 其储量动用体积相差不大且为 5 种井距下储量动用程度最大范围; 350 米和 400 米井距中存在明显的井间干扰; 450 米井距无干扰。

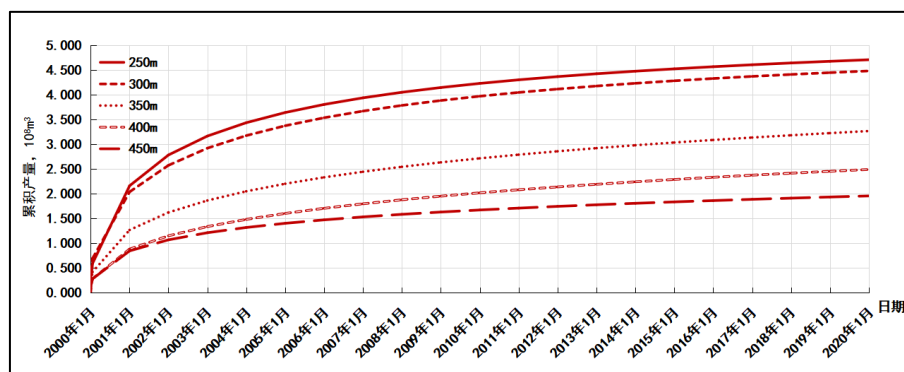


Figure 3. Comparison of cumulative gas production at five different well spacings
图 3. 5 种井距下累积产气对比图

2.5. 基于经济效益最优井距分析

基于项目现金流量表进行财务评价分析[8], 可以判断项目的经济合理性, 主要指标包括:

1) 财务内部收益率(IRR): 该指标指项目在特定时间内所能获得的回报率。当 IRR 大于预期投资回报率时, 项目认为是经济可行的。

$$\sum_{t=1}^n (CI - CO)_t (1 + IRR)^{-t} = 0 \quad (1)$$

2) 财务净现值(NPV): 该指标表示项目的现值是否大于项目的投资额, 如果 NPV 大于零, 则表明项目是可盈利的。NPV 是评价项目财务盈利能力最主要的动态评价指标[9]

$$NPV = \sum_{t=1}^n (CI - CO)_t (1 + i_c)^{-t} \quad (2)$$

3) 投资回收期(P_t): 该指标表示项目所需的时间来回收资本投资成本。

$$P_t = T_0 - 1 + \frac{PV_{t-1}}{PV_t} \quad (3)$$

式中: CI -现金流入量; CO -现金流出量; n -计算期; T -计算期的年序号; i_c -基准收益率或设定的折现率; T_0 -累计净现值出现正值的年份; PV_{t-1} -上年累计净现金流量的绝对值; PV_t -当年净现金流量的绝对值。

根据表 6 计算 5 种井距方案下 NPV, 通过对比不同井距下的 NPV 净现值, 来寻找最优井距。根据 5 种井距的 NPV 结果(如表 7), 当井距为 300 米时, 总 NPV 最大。因此, 最优横向井距 300 米, 开发 20 年, 5 口井总 NPV 为 1.06 亿元。

Table 6. Cost economic indicators

表 6. 成本经济指标

项目	费用	单位
单口井成本	5000	万元
井口气价	1.275	元/立方米
气税	0.035	%
折现率	10	%

Table 7. Comparison of NPV at different well distances
表 7. 不同井距下 NPV 对比

井数量(口)	井距(米)	总 NPV (亿元)
2	450	0.474
3	400	0.0609
4	350	0.2271
5	300	1.06
6	250	0.7975

3. 变裂缝参数条件下井距优化设计

3.1. 半缝长优化

本次参数设置在其余条件相同的情况下, 共设计了三组方案, 分析不同裂缝长度对压裂水平井开发效果的影响情况[10]。裂缝半缝长长度分别设置为 120 m, 137.5 m, 155 m, 以井距为 450 m 为例, 各个缝长参数下裂缝模型如图 4 所示。最后根据数值模拟预测储量, 选取最优半缝长参数。

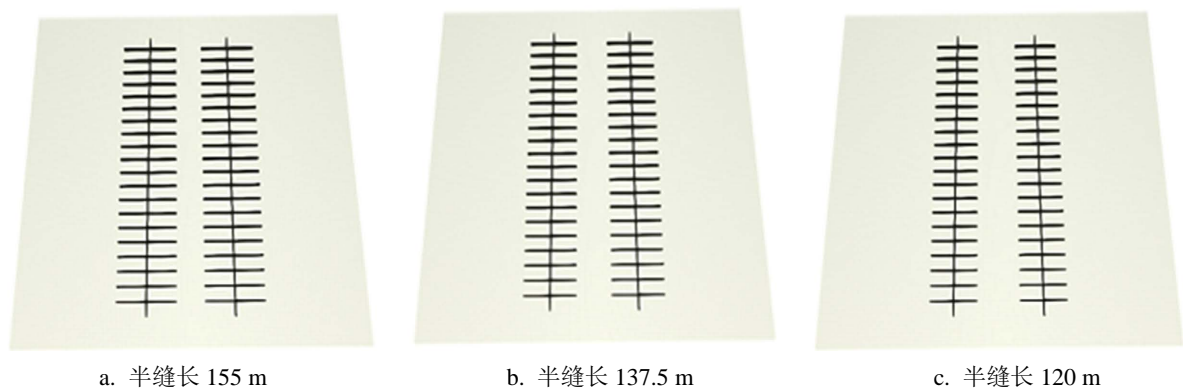


Figure 4. Schematic diagram of well network with different half seam lengths at a well spacing of 450 m
图 4. 450 m 井距下不同半缝长井网示意图

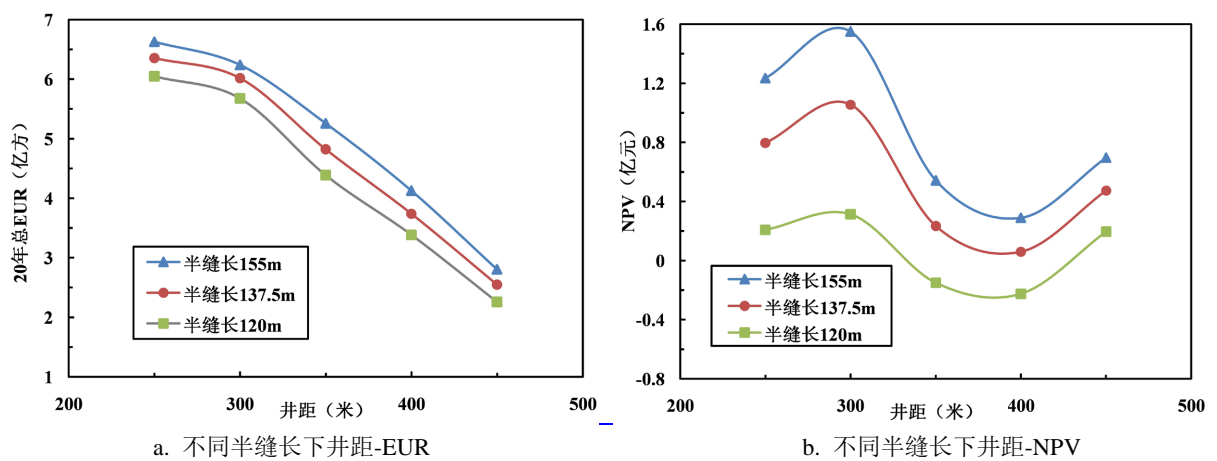


Figure 5. Numerical simulation results for different half seam lengths
图 5. 不同半缝长下数模结果

从图 5(a)可以看出, 在井距参数和气田地层参数条件恒定条件下, 随着半缝长的增大, 井组 20 年总 EUR 也不断增大。这是由于裂缝半缝长越长, 所能沟通的基质和天然裂缝范围越广, 有利于页岩气在开采过程中渗流, 因此半缝长越长井组产量越高。同时可以观察到, 随着井距减小井数增多, 半缝长对井组总产量的提升幅度增强, 因此在不考虑压裂所产生的经济成本条件下, 半缝长越大页岩气藏储量动用程度越高, 采出程度越高。

当引入财务净现值评价不同半缝长参数下对经济收益的提升时(如图 5(b)), 随着半缝长参数的增大, 井组 NPV 都有不同程度的提高; 其中在 300 米井距半缝长 155 m 条件下, 井组的 NPV 最大。因此, 最佳半缝长为 155 m。

3.2. 缝高参数优化

在储层参数和裂缝其余参数条件相同的情况下, 共设计了三组缝高优选方案, 分析不同缝高对压裂水平井累积产气量的影响情况。裂缝的缝高参数分别设置为 48 m, 55.25 m, 62.5 m, 以井距为 450 m 为例, 各个缝高参数下水力裂缝模型如图 6 所示。最终根据数值模拟储量, 选取最优缝高参数。

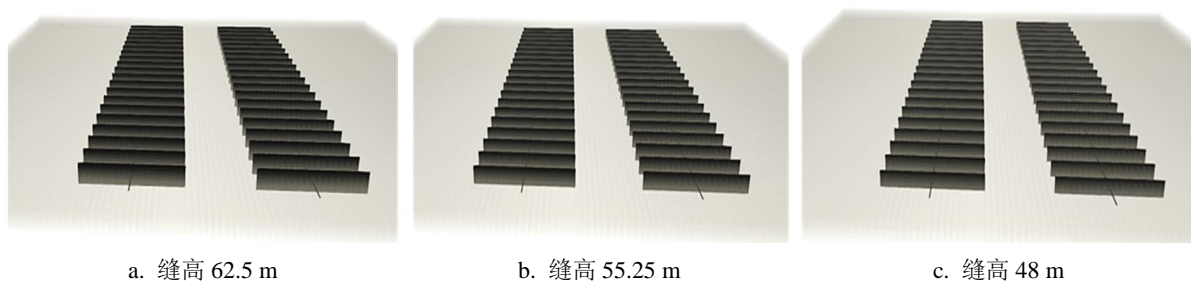


Figure 6. Schematic diagram of wellbore network with different seam height parameters
图 6. 不同缝高参数下井网示意图

从图 7(a)可以看出, 在井距参数和气田地层参数条件恒定条件下, 随着缝高的增大, 井组 20 年总 EUR 也不断增大。但随着井距的增大, 缝高参数对于井组总产量的提升效果幅度逐渐减弱。分析认为, 这是由于深层页岩气储层普遍小层层厚较低, 在平均缝高参数下已可以满足正常开采。当引入财务净现值评价不同缝高参数下对经济收益的提升时(如图 7(b)), 随着缝高参数的增大, 井组 NPV 都有不同程度的提高, 且在 300 m 井距缝高 62.5 m 条件下提升最大, 井组的 NPV 最大。因此最优缝高参数为 62.5 m。

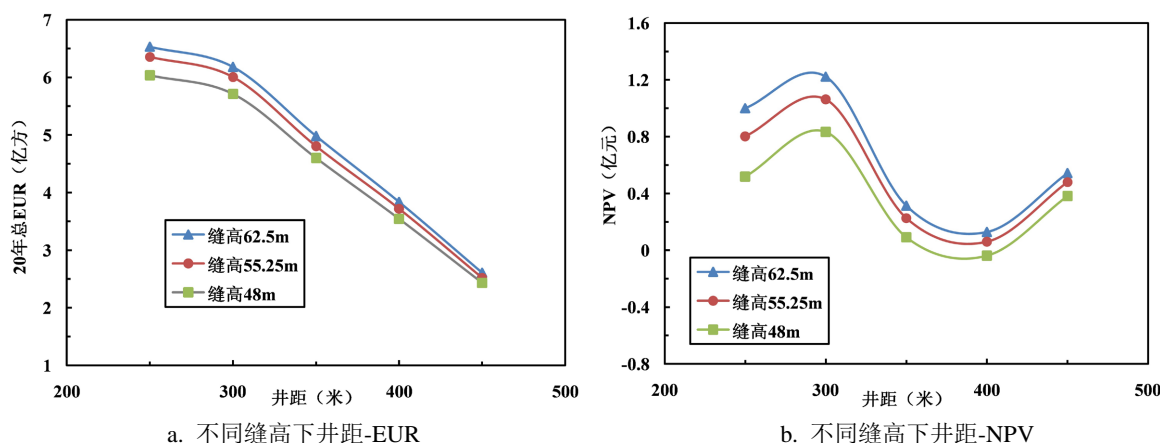


Figure 7. Numerical simulation results at different seam heights
图 7. 不同缝高下数模结果

3.3. 布缝方式的优化

在通过压裂水平井开发页岩气藏时, 压裂水平井的裂缝布置方式主要有两种布缝方式, 分别为正对布缝和交错布缝(如图 8)。正对布缝是指水平井之间的水力裂缝排列完全相同; 交错布缝是水平井之间的裂缝穿插分布, 又称拉链式布缝[11]。

数值模拟结果得到两种布缝方式下的压力分布如图 8(b)、图 8(d)所示, 结果表明: 交错布缝相较于正对布缝地层压力降落更加明显、压力波及范围更远。裂缝交错分布可以更好的沟通储集层中的天然裂缝, 使得地层整体连通性进一步提升。因此, 布缝方式优化为交错布缝。

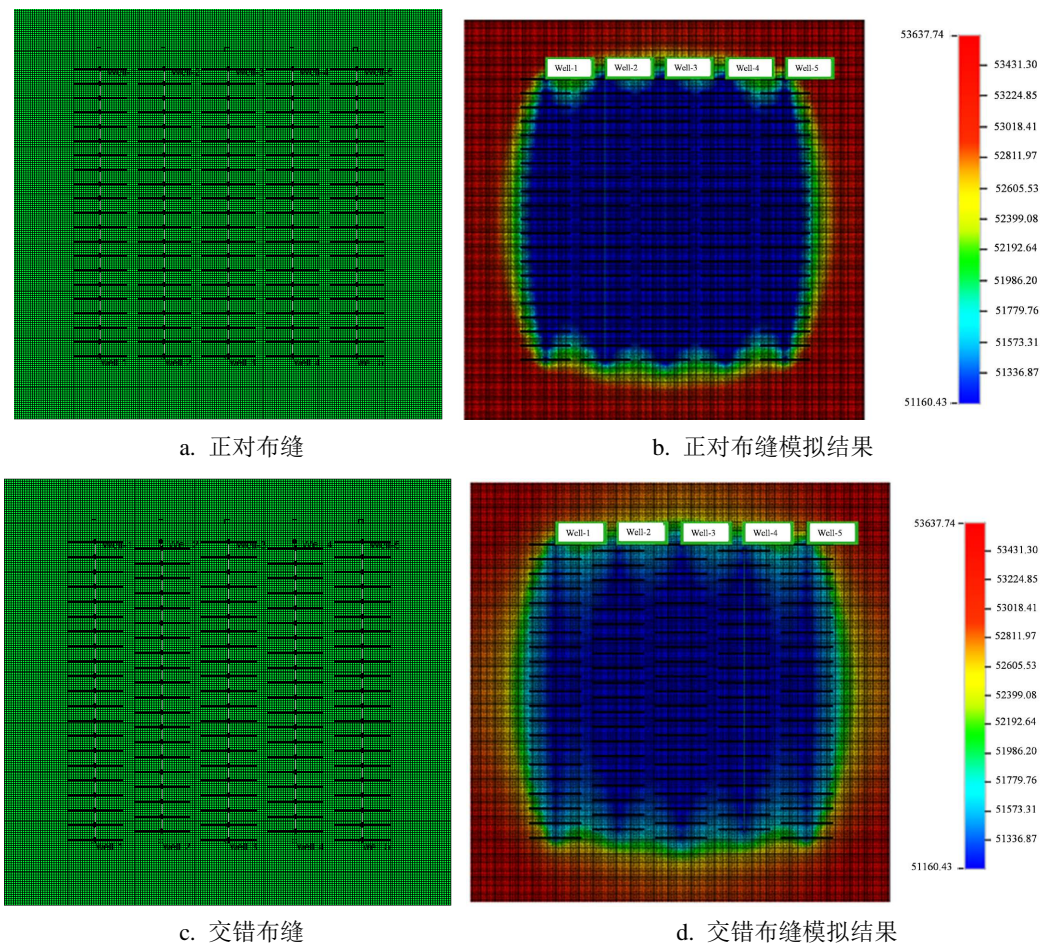


Figure 8. Digital simulation results of different sewing methods
图 8. 不同布缝方式数模结果

3.4. 裂缝导流能力优化

在某一裂缝导流能力参数条件下可以大大提升水平压后的动用储量[11]。裂缝导流能力用公式可以表示为裂缝宽度和裂缝渗透率相乘[12]。如公式(4)。

$$C_f = W_f \times K_f \tag{4}$$

式中: C_f 裂缝导流能力, D·cm; W_f 裂缝宽度, cm; K_f 裂缝渗透率, D。

深层页岩气在压裂后形成的裂缝的导流能力难以长久稳定维持, 会导致产量在短期能大幅降低[13]。

因此, 在对于某一区域最终产量的预测时, 必须考虑初始裂缝导流能力大小对于累积产量的影响[14]。本文设计三种裂缝导流能力参数: 0.2 mD·cm、0.4 mD·cm、0.6 mD·cm。

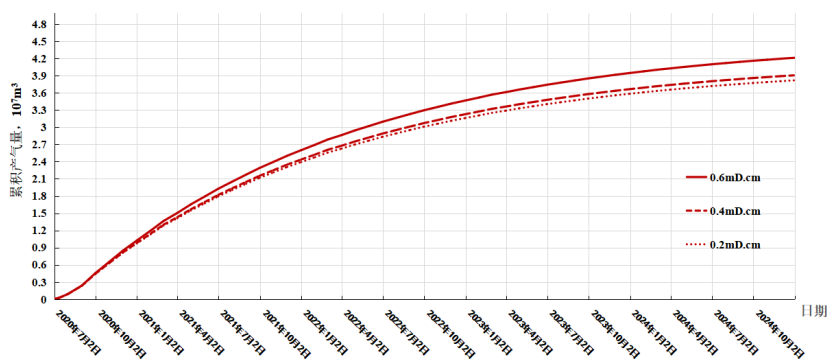


Figure 9. Prediction of cumulative gas production under different fracture conductivity parameters
图 9. 不同裂缝导流能力参数下累积产气量预测图

根据数值模拟结果(如图 9), 裂缝导流能力为 0.6 mD·cm 时, 20 年累产气量最高。从而推断出: 裂缝导流能力越大, 那么近井附件地层的连通性就越好, 气水在裂缝间的运移更加畅通, 气井单日产也就越高。因此优选裂缝导流能力为 0.6 mD·cm。

单一因素下的最优裂缝参数为: 半缝长 155 m、缝高 62.5 m、裂缝导流能力 0.6 mD·cm。从现场实际来看, 半缝长、缝高、裂缝导流能力三者无法同时达到单一因素下的数值, 需综合考虑三者之间的相互影响。

4. 综合裂缝参数下井距优化

4.1. 正交因素分析

正交试验是一种实验设计方法, 用于研究多个因素对实验结果的影响。这种方法能够在保证实验结果代表性的同时, 快速筛选出对实验结果影响较为显著的因素和水平组合, 并优选出实验结果最优的参数组合[15]。

选取的各因素水平范围为: 裂缝半缝长分别设置为 125 m、137.5 m、155 m; 裂缝缝高分别设置为 48 m、55.25 m、62.5 m; 导流能力分别设置为 0.2 mD·cm、0.4 mD·cm、0.6 mD·cm; 参数设计如表 8。设计的正交方案和计算结果见表 9。

Table 8. Level table of factors influencing the orthogonal experiment of fracturing horizontal well productivity
表 8. 影响压裂水平井产能正交试验的因素水平表

参数水平	裂缝半缝长(m)	裂缝缝高(m)	裂缝导流能力(mD·cm)
1	125	48	0.2
2	137.5	55.25	0.4
3	155	62.5	0.6

4.2. 极差分析法

极差分析法是用于衡量不同因素对实验结果影响大小的方法。该方法假定其他因素对结果的影响是均衡的, 通过计算各因素在各个水平的试验结果之和的平均数, 并将其中最大值与最小值之差的绝对值

作为评价标准。绝对值越大, 说明该因素对试验结果的影响越大, 反之越小。

$$R_j = |R_{j\max} - R_{j\min}| \quad (5)$$

式中: R_j -因素的极差; $R_{j\max}$ -因素 j 在各个水平试验结果平均数的最大值; $R_{j\min}$ -因素 j 在各个水平试验结果平均数的最小值。

Table 9. Orthogonal design scheme and simulation results
表 9. 正交设计方案及模拟结果

方案号	裂缝半缝长(m)	裂缝缝高(m)	裂缝导流能力(mD·cm)	井组 20 年累积产气量(10^8 m^3)
方案 1	125	48	0.2	7.472
方案 2	125	55.25	0.6	3.998
方案 3	125	62.5	0.4	5.204
方案 4	137.5	48	0.6	4.245
方案 5	137.5	55.25	0.4	5.283
方案 6	137.5	62.5	0.2	7.850
方案 7	155	48	0.4	6.096
方案 8	155	55.25	0.2	8.760
方案 9	155	62.5	0.6	4.528

对各个因素进行极差值的计算得到表 10。将数据处理成柱状图展示如图 10 所示, 可知半缝长的极差值最大。由此, 我们可以得到对于深层页岩气藏在 300 米井距下, 裂缝参数对累积产气量的影响大小因素由大到小依次为: 半缝长 > 裂缝导流能力 > 缝高。根据表 9 中的累积产量大小可以看出, 方案 8 的 20 年累积产气量最大, 因此方案 8 为最优裂缝参数。该方案的裂缝参数: 水平段长度为 1500 m, 裂缝间距为 70 m, 裂缝半缝长为 155 m, 缝高为 55.25 m, 并且裂缝导流能力为 0.2 mD·cm。

根据井距优化方案模拟结果, 可以推广到其他地区深层页岩气藏开发时的裂缝参数优化设计中, 通过数值模拟方法预测正交设计方案下区块产量, 优选出当前压裂技术可实现的最优裂缝参数, 以优化压裂方案。对于层厚较薄、区块范围较广的深层页岩气区块, 采用水力压裂和水平井的方式开采, 适当部署较密井网, 气井考虑小井距、长水平段。在裂缝设计上考虑, 无井间干扰情况下采用交叉布缝, 可以考虑适当牺牲缝高参数条件获取更长的半缝长参数, 以此增强裂缝与基质间连通性, 获取更高产量和经济效益。

Table 10. Orthogonal range calculation results
表 10. 正交极差计算结果

裂缝影响因素	A 半缝长	B 缝高	C 裂缝导流能力
K1	16.674	17.813	24.082
K2	17.378	18.041	16.583
K3	34.052	17.582	12.771
K1 = K1/3	5.558	5.938	8.027
K2 = K2/3	5.793	6.014	5.528
K3 = K3/3	11.351	5.861	4.257
R	5.793	0.153	3.77
最优方案	A3	B1	C1

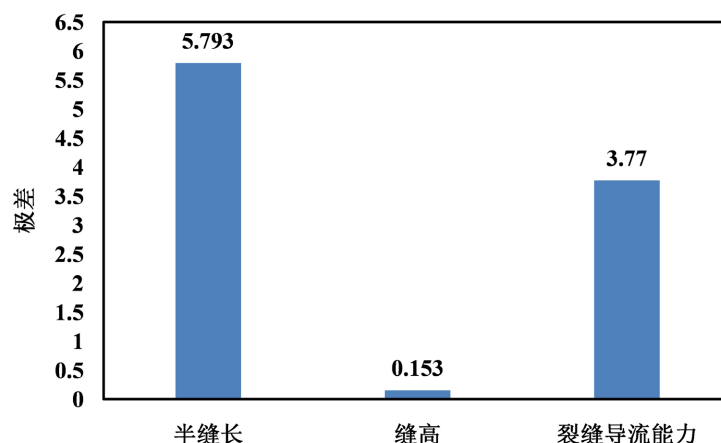


Figure 10. Orthogonal range calculation results

图 10. 正交极差计算结果

5. 结论

(1) 基于 300 米井距下, 运用数值模拟方法分析变裂缝参数条件下各裂缝参数对区块累积产气量的影响, 并确定各裂缝参数水平的范围。

(2) 通过正交实验以及数值模拟表明: 该区块在水平井距 300 m、水平段长 1500 m 下, 最优布缝方式为交叉布缝, 综合考虑缝长、缝高、裂缝导流能力三者之间的影响, 各裂缝参数为: 半缝长 155 m, 缝高 55 m, 裂缝导流能力 0.2 mD·cm。同时该区块各裂缝参数影响力大小顺序为: 半缝长 > 裂缝导流能力 > 缝高。

(3) 基于当前区块数值模拟和井距设计方案, 类推相似区块可借鉴此开发方案。对于层厚较薄、区块范围较广的深层页岩气区块, 可以考虑适当牺牲缝高参数条件获取更长的半缝长参数, 获取更高产量和经济效益。

参考文献

- [1] 周嶝娜. 当前页岩气地质勘探面临的问题与对策探讨[J]. 化工管理, 2016(15): 37.
- [2] 聂海宽, 李沛, 孙川翔. 四川盆地龙马溪组深层页岩气勘探开发[J]. 石油知识, 2022(4): 6-7.
- [3] 郭妍杉. 我国页岩气压裂技术发展现状及相关政策建议[J]. 中国能源, 2022, 44(2): 52-60.
- [4] 房大志, 钱劲, 梅俊伟, 等. 南川区块平桥背斜页岩气开发层系划分及合理井距优化研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(2): 78-84.
- [5] 位云生, 王军磊, 齐亚东, 等. 页岩气井网井距优化[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 129-137.
- [6] 赵勇, 李南颖, 杨建, 等. 深层页岩气地质工程一体化井距优化——以威荣页岩气田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 340-347.
- [7] 胡浩然, 吴建发, 杨学锋, 等. 基于大数据分析的深层页岩气水平井井距优化新技术——以四川盆地南部泸州区块阳 101 井区为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 202-211.
- [8] 张凤霞. SN 气田低产单井开发项目经济效益评价研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- [9] 王有坤, 张祝平. 黔西北煤层气项目经济评价及影响因素分析[J]. 内蒙古煤炭经济, 2020(4): 96+98.
- [10] 宋建. 致密油藏双水平井参数优化研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国地质大学(北京), 2019.
- [11] 陈铭, 胥云, 吴奇, 李德旗, 等. 水平井体积改造多裂缝扩展形态算法——不同布缝模式的研究[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 79-87.
- [12] 焦红岩. 长裂缝导流能力衰减预测模型研究与应用[D]: [博士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2017.

- [13] 江铭, 李志强, 段贵府, 等. 水力裂缝导流能力对深层页岩气产能的影响规律[J]. 新疆石油天然气, 2023, 19(1): 35-41.
- [14] 曾佳. 长7致密油藏井网井距优化研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国地质大学(北京), 2021.
- [15] 孙若凡, 张彦军, 张秀玲, 等. 双重介质致密油藏压裂水平井产能预测模型及参数分析[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(10): 89-96.