

鄂西渝东地区页岩气井焖井时间优化研究

——基于物质平衡与自吸耦合模型

虞成, 罗林波, 银熙炉, 米瑛, 郑玥, 杨弘

中石化江汉石油油田分公司采气一厂, 重庆

收稿日期: 2026年2月10日; 录用日期: 2026年3月5日; 发布日期: 2026年3月19日

摘要

焖井作业是页岩气井压裂后的关键环节, 直接影响初期产能和经济效益。本研究以红星地区吴家坪组24口页岩气井为对象, 针对目前焖井时间主要依靠经验值导致的优化不足问题, 通过岩心自吸实验、微地震监测和生产数据分析, 建立了基于“物质平衡法 + 自吸速率”的焖井时间优化方程。该方程综合考虑裂缝闭合、基质渗流和压裂液吸附三个阶段, 采用牛顿-拉夫逊迭代法求解。研究显示: 红星地区实际焖井时间平均23天, 理论最优值为13.2~44.9天, 平均34天; 焖井时间与压裂液量、泥质含量呈正相关($R^2 = 0.42, 0.29$), 与孔隙度呈负相关($R^2 = 0.24$); 理论时间差与投产压力相关系数达0.71, 验证了模型可靠性。建立了孔隙度-泥质含量和渗透率-液量快速计算图版, 为现场应用提供了定量工具。

关键词

页岩气, 焖井时间, 物质平衡, 自吸速率, 压裂液返排

Study on Optimization of Shut-In Time of Shale Gas Wells in Western Hubei and Eastern Chongqing

—Based on Material Balance and Self-Priming Coupling Model

Cheng Yu, Linbo Luo, Xilu Yin, Ying Mi, Yue Zheng, Hong Yang

No.1 Gas Production Plant of Jiangnan Oilfield Company of Sinopec, Chongqing

Received: February 10, 2026; accepted: March 5, 2026; published: March 19, 2026

Abstract

Shut-in operation represents a critical phase following hydraulic fracturing in shale gas wells, exerting substantial influence on initial productivity and economic returns. This investigation focuses on

24 shale gas wells targeting the Wujiaping Formation in Hongxing area, addressing the limitation that current shut-in duration determination relies predominantly on empirical approaches lacking systematic optimization. Through integration of core spontaneous imbibition experiments, microseismic monitoring data, and production performance analysis, an optimization equation for shut-in duration was established based on the coupling of material balance principles and imbibition rate characterization. The proposed equation encompasses three governing stages—fracture closure, matrix fluid infiltration, and fracturing fluid adsorption—with solutions derived through Newton-Raphson iterative methodology. Results indicate that actual shut-in periods in Hongxing area average 23 days, whereas theoretical optimal values range from 13.2 to 44.9 days with a mean of 34 days. Correlation analysis reveals positive relationships between shut-in duration and both fracturing fluid volume ($R^2 = 0.42$) and clay content ($R^2 = 0.29$), while demonstrating negative correlation with porosity ($R^2 = 0.24$). The discrepancy between theoretical and actual shut-in durations exhibits a correlation coefficient of 0.71 with initial production pressure, validating model reliability. Practical calculation charts incorporating porosity-clay content and permeability-fluid volume relationships were developed, providing quantitative guidance for field implementation.

Keywords

Shale Gas, Shut-In Duration, Material Balance, Spontaneous Imbibition Rate, Flowback of Fracturing Fluid

Copyright © 2026 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

页岩气作为非常规能源的重要组成部分,其高效开发依赖于水力压裂技术的成功应用。焖井是压裂施工完成后的必要工序,其时长直接关系到压裂液在裂缝与基质间的分配平衡、气体解吸效率以及返排后的稳定产能。然而,当前焖井时间确定多基于经验判断,缺乏系统的理论支撑和定量化评价方法,导致部分气井存在焖井不足或过度焖井的情况,制约了压裂改造效果的充分发挥。

国内外学者针对页岩气井焖井机理开展了大量研究。Makhanov 等(2014)通过室内实验证实毛细管自吸是压裂液进入页岩基质的主要驱动机制[1]。Fakcharoenphol 等(2014)建立了考虑渗吸和裂缝闭合的数值模拟模型,将焖井过程划分为裂缝线性流、渗吸置换和压力平衡三个阶段[2]。国内方面,郭为等(2015)设计了页岩基质解吸-扩散-渗流耦合物理模拟实验,揭示了页岩基质流体流动特征以及压力传播规律[3];任岚等(2019)研究长时间焖井可能导致水锁效应,降低气相渗透率[4];廖凯等(2024)模拟了吉木萨尔页岩油焖井过程,揭示了焖井时间的时效性特征[5]。然而,现有研究多侧重于单一物理过程分析,在多阶段耦合机理和定量优化方法方面仍显不足,特别是针对常压页岩气藏的焖井时间优化研究较为缺乏。

本文基于红星地区生产实际,通过岩心自吸实验定量表征吴家坪组页岩自吸速率,结合微地震监测获取裂缝参数,建立了综合考虑裂缝闭合、基质渗流和流体吸附的焖井时间优化方程。该方程采用物质平衡原理,将压裂液总量守恒作为约束条件,通过迭代求解获得理论最优焖井时间,并开展了现场验证和参数敏感性分析,为页岩气井焖井作业提供定量化指导。

2. 研究区地质概况与生产现状

2.1. 储层特征

红星区块构造位置处于川东高陡褶皱带北斜坡部位,目的层吴家坪组埋深 3300~4700 m,岩性主要

为深灰色硅质页岩、含灰硅质页岩。储层物性表现为典型的“双低”特征：孔隙度平均 5.8%，渗透率 0.007~0.428 mD，平均 0.089 mD，远低于川东盆地涪陵地区龙马溪组水平[6]。矿物组成以石英(40%~65%)和粘土矿物(20%~45%)为主，TOC 含量 5.3%~10.2%，Ro 值 2.8%~3.2%，处于过成熟阶段。与龙马溪组页岩相比，吴家坪组微裂缝发育程度低，压裂改造形成的缝网相对简单。

2.2. 压裂与试气情况

前期建产水平井采用“大液量 + 高砂比”压裂工艺，水平段长度 1302~2600 m，单井压裂液量 5.58~8.73 万 m³，平均 7.12 万 m³，加砂强度 1.5~2.8 t/m。20 口井获得稳定测试产能，产量 6.03 – 32.32 × 10⁴ m³/d，平均 11.95 万 m³/d，测试压力 2.70~23.15 MPa，平均 8.38 MPa。高产井主要分布在北斜坡高部位。

试气阶段累计返排率 2.71%~20.19%，平均 10.95%，显著低于涪陵地区 30%~50%的水平[6]。气水两相流动历经低气液比、气相突破、稳定试气和管网生产四个阶段。焖井时间(溶塞 + 钻塞)平均 18 天(见图 1)，关井溶塞阶段多数井少于 10 天。焖井时间越长、气量突破时间越短。如图 2 所示，红星气井见气返排率随时间变化呈明显负相关。

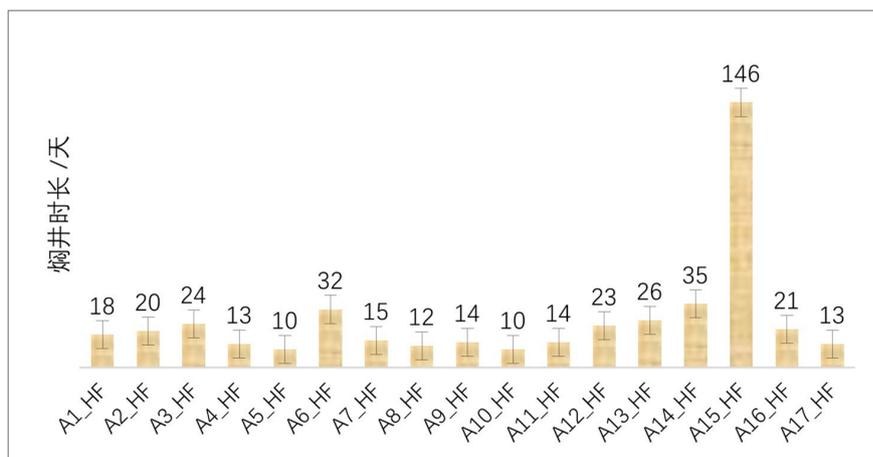


Figure 1. Statistics of soaking time of shale gas wells in Hongxing area

图 1. 红星地区页岩气井焖井时间统计

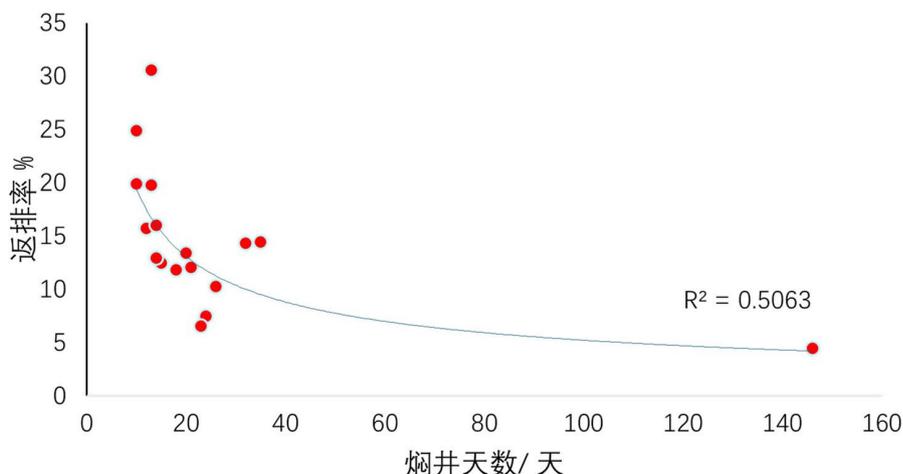


Figure 2. Correlation between soaking time and gas flowback rate of shale gas wells

图 2. 页岩气井焖井时长与见气返排率相关性

3. 焖井时间优化方程建立

3.1. 焖井机理分析

根据文献调研及红星气井井底流压监测，焖井过程流体运移可划分为三个主控阶段：

(1) 裂缝闭合阶段：停泵后裂缝内流体压力迅速下降，在地应力作用下裂缝宽度减小。微地震监测显示，停泵后事件数仅为压裂期间的 3%~6%，表明裂缝快速闭合。裂缝体积变化符合指数衰减规律：

$$V_{f_t} = V_{f_0} \cdot e^{-c \cdot t} \quad (1)$$

式中： V_{f_t} 为 t 时刻裂缝体积， m^3 ； V_{f_0} 为初始裂缝体积， m^3 ； c 为裂缝闭合系数，通过井口压力曲线拟合获得，红星地区 $c = 0.017$ 。

(2) 渗吸置换阶段：压裂液在毛细管力驱动下从裂缝向基质渗吸，置换孔隙中的气体。基质吸液体积遵循达西定律：

$$V_m(t) = \frac{kA\Delta p \cdot t}{u} \quad (2)$$

式中： k 为基质渗透率， mD ； A 为裂缝渗流面积， m^2 ； Δp 为压差， MPa ； u 为流体粘度， $Pa \cdot s$ 。

(3) 压力平衡阶段：当裂缝与基质压差减小至临界值，此阶段主要为岩石吸附作用后期为主流体交换速率降低，压力场趋于平衡，。

选取 9 块吴家坪组岩心开展自吸实验，样品井深 3291~3308 m，覆盖①~⑤小层。实验结果显示：

Table 1. Data of core self-priming experiment in Hongxing area

表 1. 红星地区岩心自吸实验相关数据

样号	渗透率/10~5 md	渗透率增大倍数	孔隙度/%	自吸水孔隙度/%	自吸速率 ml/h	密度/g/cm ³
1	1.44	1.50	0.070	0.239	0.0037	2.768
2	3.54	1.30	1.031	1.488	0.0392	2.521
3	0.02	3.42	0.709	0.983	0.0342	2.522
4	0.07	3.52	1.930	3.053	0.0757	2.530
5	0.09	4.55	2.149	3.032	0.0801	2.454
6	0.58	15.22	4.179	5.274	0.7449	2.473
7	2.59	0.34	2.389	0.496	0.0160	2.809
8	1.07	0.95	3.362	0.355	0.0071	2.828
9	0.01	17.66	0.568	1.470	0.0043	2.663

③④小层为主力产层，如表 1 所示，自吸速率相对较高但仍显著低于涪陵龙马溪组(0.125)。对自吸曲线进行拟合，建立速率与时间的对数关系：

$$\text{③小层：} V_{imb}(t) = 0.0268 \ln(t) + 0.0128, \quad R^2 = 0.99;$$

$$\text{④小层：} V_{imb}(t) = 0.1129 \ln(t) - 0.0244, \quad R^2 = 0.97。$$

实验证实吴家坪组页岩低渗透、小孔隙特征导致自吸速度慢，部分样品 20 天后吸水仍未饱和，需要更长焖井时间以促进压裂液充分进入基质。

3.2. 焖井时间方程

基于物质平衡原理，压裂液入井总量等于 t 时刻在裂缝、基质和吸附状态的总和：

$$V_{total} \cdot \rho_i = V_f(t) \cdot \rho_f + V_m(t) \cdot \rho_m + M_{ads}(t) \tag{3}$$

其中吸附质量为:

$$M_{adt}(t) = SRV \cdot V_{imb}(t) \cdot \rho_i \tag{4}$$

代入各项表达式, 得到焖井时间优化方程:

$$V_{total} \cdot \rho_i = V_{f0} \cdot e^{-ct} + \frac{kA\Delta p \cdot t}{u} \cdot \rho_m + SRV \cdot V_{imb}(t) \tag{5}$$

参数确定方法:

初始裂缝体积: 基于微地震解释, 采用平板模型 $V_{f0} = l \cdot w \cdot h \cdot P$, 红星地区典型值: 缝长 250 m、缝高 27 m、缝宽 85 m, P 为主裂缝启闭因子, 值为 0.05, 计算得 28687 m³;

渗流面积: $A = 2 \cdot l \cdot h \cdot P \cdot e^{-ct}$, 考虑裂缝闭合导致的面积减小;

基质渗透率: 采用试井解释结果, 8 口井双孔介质模型解释渗透率 0.008~0.218 mD;

改造体积: $SRV = L_{水平段长} \times l \times h$, 其中 $L_{水平段长}$ 为气井水平段平均长度;

自吸速率: 根据岩心实验结果, 按③④小层厚度加权平均。

该方程为超越方程, 采用牛顿-拉夫逊迭代法求解, 迭代收敛条件 $|t_{i+1} - t_i| < 0.01$ 天。

4. 应用与验证

4.1. 计算结果

选取 4 口具有微地震监测资料的气井精确计算, 其余 4 口采用体积压裂平均估算值, 应用优化方程计算理论焖井时间:

Table 2. Statistical table of calculation data for soaking time of shale gas wells
表 2. 相关页岩气井焖井时长计算数据统计表

井名	目的层岩性	主要穿行层位	埋深	平均长度	平均宽度	平均高度	基质渗透率	总液量	焖井时长
HYAHF	硅质泥页岩	③上~③中	3981 m	246	85	27	0.075	55,801	747 h
HYBHF	硅质页岩	③上~④中	4221 m	303	118	36	0.028	84,327	1078 h
HYCHF	硅质页岩	③中	4285 m	245	92	33	0.117	66,831	1158 h
HYDHF	硅质页岩	③上~④中	4285 m	292	133	31	0.036	62,829	317 h
HYEHF	硅质页岩	③中	4285 m	250	85	27	0.0394	55,801	826 h
HYFHF	硅质页岩	③中	4285 m	250	85	27	0.108	67,397	962 h
HYGHF	硅质页岩	③上~④中	4285 m	250	85	27	0.0077	62,255	631 h
HYHHF	硅质页岩	③上~④中	4285 m	250	85	27	0.054	61,881	813 h

计算结果表明, 理论焖井时间 13.2~44.9 天, 平均 34 天, 明显长于实际平均值 23 天。HYBHF 因压裂液量大(8.4 万方)、改造体积大需要 45 天; HYGHF 虽然渗透率极低(0.007 mD)但液量适中, 仅需 13 天。

4.2. 模型验证

建立实际焖井天数与投产压力与百万方压降交会图, 焖井时间均表现出二项式曲线先增加后减小峰值特征, 如图 3 所示。

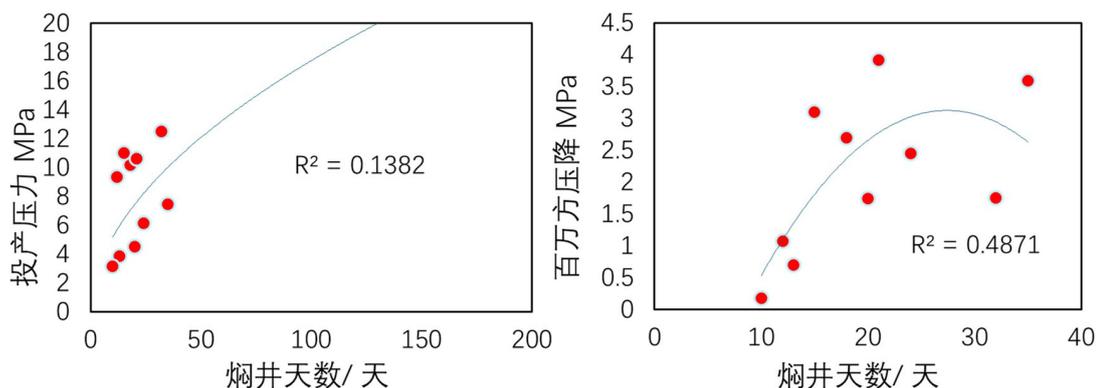


Figure 3. Correlation diagram of soaking time with production pressure and million-square pressure drop
图 3. 焖井时长与投产压力、百万方压降相关性图

1) 投产压力验证: 建立理论与实际焖井时间差值 $\Delta t = t_{\text{theory}} - t_{\text{actual}}$ 与投产压力的关系, $R^2 = 0.71$, 呈显著正相关(见 图 4)。交会图中嵌入局部图为理论投产压力和理论压降示意图。理论差值越大, 投产压力越高, 说明实际焖井不足导致压力恢复不充分。例如 HYBHF 实际焖井 15 天、理论 45 天, 差值 30 天, 投产压力 16.02 MPa; HYEHF 实际 8 天、理论约 35 天, 差值 27 天, 投产压力 23.15 MPa(全区最高)。

2) 百万方压降验证: Δt 与百万方压降负相关($R^2 = 0.45$), 理论差值大的井压降小, 表明延长焖井有利于稳产。

投产压力、百万方压降呈现明显单峰递增特征, 表明实际焖井时间为达值曲线极点, 需进一步延长焖井时间, 与公式计算结果吻合度较高。

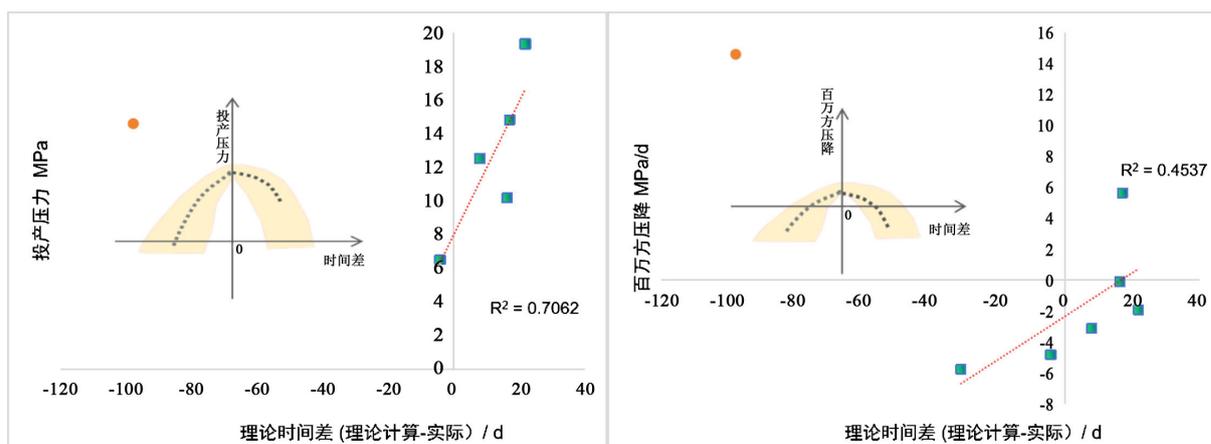


Figure 4. The correlation between the theoretical time difference of the soaking time and the production pressure and the million-square pressure drop

图 4. 焖井时长理论时间差与投产压力、百万方压降相关性图

4.3. 参数敏感性分析

开展焖井时间与地质工程参数的相关性分析(图 5): 压裂液量: $R^2 = 0.42$, 正相关性最强, 液量每增加 1 万方, 焖井时间延长约 3.5 天; 泥质含量: $R^2 = 0.29$, 正相关, 泥质含量高的层段自吸速度慢, 需要更长时间; 孔隙度: $R^2 = 0.24$, 负相关, 孔隙度大的储层连通性好, 压力平衡快; 渗透率: 呈复杂非线性关系, 极低渗透率(<0.01 mD)时基质吸液能力弱, 焖井时间反而缩短。

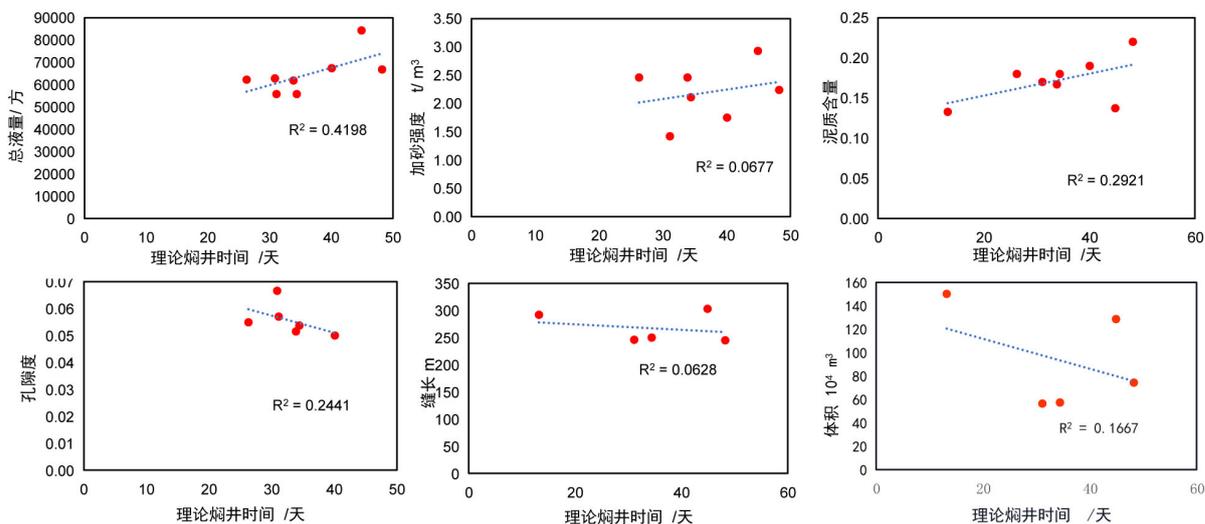


Figure 5. Correlation analysis between soaking time and geological engineering parameters

图 5. 焖井时间与地质工程参数的相关性分析

4.4. 建立了两套快速计算图版

图版 1: 孔隙度 - 泥质含量 - 焖井时间三维关系图(图 6), 通过已知孔隙度(4.5%~8.5%)和泥质含量(0.05~0.20)直接读取焖井时间(导眼井参考图版);

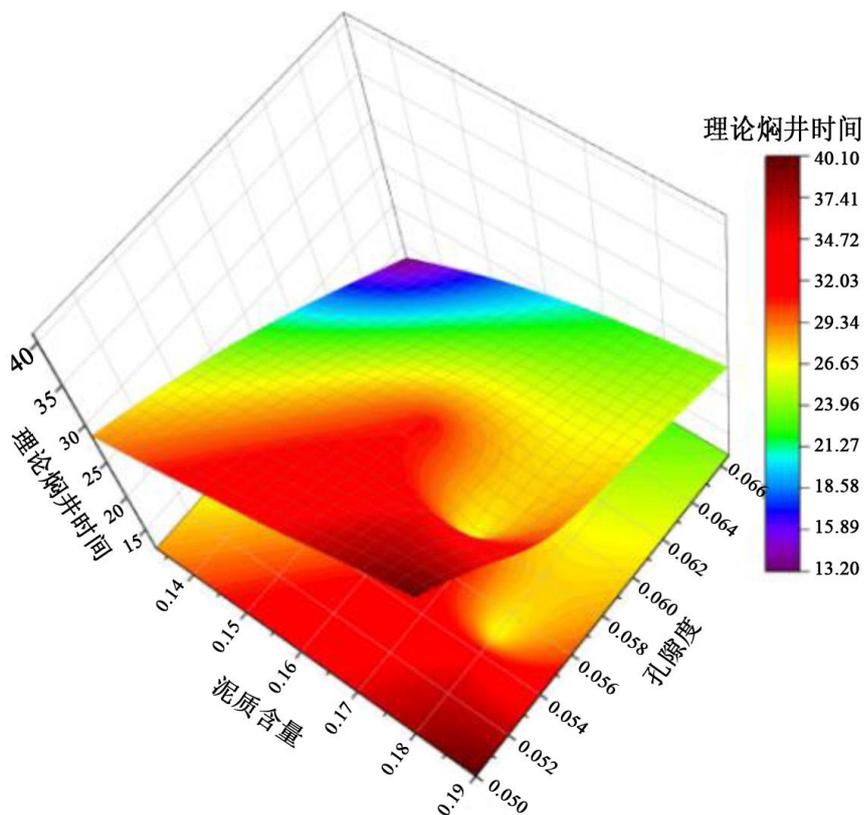


Figure 6. Three-dimensional relationship diagram of porosity-mud content-soaking time

图 6. 孔隙度 - 泥质含量 - 焖井时间三维关系图

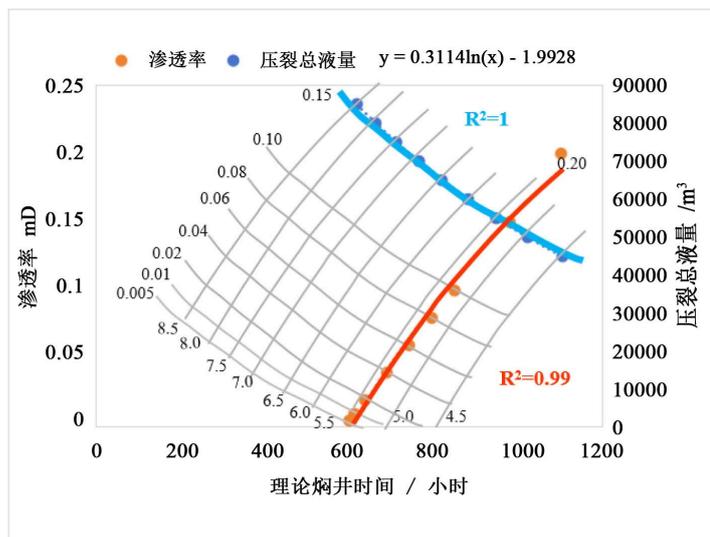


Figure 7. Permeability-fracturing fluid volume-well soaking time calculation chart
图 7. 渗透率 - 压裂液量 - 焖井时间计算图版

图版 2: 渗透率 - 压裂液量 - 焖井时间计算图版(图 7), 适用于红星地区水平井、常规压裂工艺条件, 压裂液量 5.5~7.0 万方、渗透率 0.01~0.20 mD 范围内使用, R^2 分别达 0.99 和 1.00。

5. 结论与建议

(1) 红星地区页岩气井目前焖井时间普遍偏短。统计分析显示单井平均焖井 23 天, 理论最优值平均 34 天, 表明改造体积内压力场尚未达到再平衡状态。

(2) 建立的“物质平衡法 + 自吸速率”焖井时间优化方程综合考虑了裂缝闭合、基质渗流和流体吸附三个阶段, 计算结果 13.2~44.9 天。方程采用微地震监测参数、试井解释渗透率和岩心实验自吸速率, 物理意义明确。

(3) 模型验证表明, 理论时间差与投产压力、百万方压降的相关系数分别达 0.71 和 0.45, 证实了方程的可靠性。红页 5HF 焖井 40 天接近理论值 34 天, 获得高产稳产效果。

(4) 参数敏感性分析揭示焖井时间与压裂液量、泥质含量呈正相关, 与孔隙度呈负相关。建立的计算图版可快速预测不同地质条件下的最优焖井时间。

参考文献

- [1] Makhanov, K., Habibi, A., Dehghanpour, H. and Kuru, E. (2014) Liquid Uptake of Gas Shales: A Workflow to Estimate Water Loss during Shut-In Periods after Fracturing Operations. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 7, 22-32. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2014.04.001>
- [2] Fakcharoenphol, P., Torcuk, M., Kazemi, H. and Wu, Y. (2016) Effect of Shut-In Time on Gas Flow Rate in Hydraulic Fractured Shale Reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 32, 109-121. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.068>
- [3] 郭为, 胡志明, 左罗, 等. 页岩基质解吸-扩散-渗流耦合实验及数学模型[J]. 力学学报, 2015, 47(6): 916-922.
- [4] 任岚, 邸云婷, 赵金洲, 等. 页岩气藏压裂液返排理论与技术研究进展[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(2): 144-152.
- [5] 廖凯, 李俊杰, 谢勃勃, 等. 吉木萨尔页岩水力压裂后渗吸采油潜力分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2023, 38(2): 68-76.
- [6] 聂海宽, 张柏桥, 刘光祥, 等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气高产地质原因及启示——以涪陵页岩气田 JY6-2HF 为例[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 463-473.