

永川北区深层页岩气强加砂压裂工艺技术研究

刘琦¹, 王峻峰¹, 穆轲帆¹, 邓正仙²

1. 中石化西南油气分公司石油工程技术研究院 四川德阳 618000

2. 中石化西南油气分公司勘探开发研究院 四川成都 610500

通讯作者: Email: nortalent@vip.qq.com

项目支持: 中石化科技部项目“威荣深层页岩气立体开发优化技术研究”(P22041)

引用: 刘琦, 王峻峰, 穆轲帆, 等. 永川北区深层页岩气强加砂压裂工艺技术研究[J]. 油气井测试, 2025, 34(1): 49-54.

Cite: LIU Qi, WANG Junfeng, MU Kefan, et al. Research on fracturing technology of deep shale gas forced sand in Yongchuan north region[J]. Well Testing, 2025, 34(1): 49-54.

摘要 针对永川北区深层页岩气储层压裂难形成复杂缝网、裂缝导流能力难保持、加砂难度大等问题, 采用数值模拟技术对压裂规模开展了优化, 引入加砂难度系数分析了主要地质、工程参数对加砂难度的影响, 通过支撑剂铺置机理研究分析了影响加砂难度的因素, 结合现场应用形成了一套强加砂压裂工艺技术。结果表明, 天然裂缝密度和加砂强度为产能主控因素, 合理的用液强度为 $32\sim 36\text{ m}^3/\text{m}$, 加砂强度为 $2.8\sim 3\text{ m}^3/\text{m}$; 孔隙度、含气量、脆性指数是影响加砂难度的正向因素, 天然裂缝发育程度和地应力为负向因素, 也受到支撑剂粒径、液体黏度和施工排量等因素的影响。经两口水平井成功应用, 加砂强度提升至 $3.2\sim 3.4\text{ m}^3/\text{m}$, 综合砂比提升至 10%, 显著提高了改造体积和 EUR。为永川北区产能建设提供了支撑, 同时为类似深层页岩气的有效开发提供了技术借鉴。

关键词 永川北区; 深层页岩气; 水平井; 压裂; 加砂强度; 加砂难度; 支撑剂铺置机理

中图分类号: TE357 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.01.008

Research on fracturing technology of deep shale gas forced sand in Yongchuan north region

LIU Qi¹, WANG Junfeng¹, MU Kefan¹, DENG Zhengxian²

1. Engineering Technology Institute of Southwest Petroleum Branch, Sinopec, Deyang, Sichuan 618000, China

2. Exploration & Production Research institute, Southwest Oil & Gas Branch Company, Sinopec, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: In view of the difficulties in forming complex fracture network, maintaining fracture conductivity and sand addition in deep shale gas reservoir in north Yongchuan, numerical simulation technology was used to optimize the fracturing scale, and the influence of major geological and engineering parameters on sand addition difficulty was analyzed by introducing sand addition difficulty coefficient. The factors affecting sand addition difficulty were analyzed by studying the proppant placement mechanism. Combined with field application, a set of forced sand fracturing technology is formed. The results show that the natural fracture density and sand strength are the main controlling factors of productivity. The reasonable liquid strength is $32\sim 36\text{ m}^3/\text{m}$, and the sand strength is $2.8\sim 3\text{ m}^3/\text{m}$. The difficulty of sand addition is positively correlated with porosity, gas content and brittleness index, negatively correlated with natural fracture development and in-situ stress, and also affected by proppant particle size, liquid viscosity and construction displacement. After the successful application of two horizontal wells, the sand filling strength was increased to $3.2\sim 3.4\text{ m}^3/\text{m}$, the comprehensive sand ratio was increased to 10%, and the reconstruction volume and EUR were significantly increased. It provides support for the production capacity construction in Yongchuan north region, and provides technical reference for the effective development of similar deep shale gas.

Keywords: Yongchuan north district; deep shale gas; horizontal well; fracturing; sand strength; difficulty of adding sand; proppant placement mechanism

深层页岩气较中深层具有埋深大、高温、高压、高地应力的特点, 普遍存在改造难度大、单井产能低、技术可采储量低等问题, 效益开发面临极大挑战^[1-3]。而页岩气井产能影响因素众多, 包括储层

参数和压裂参数, 明确产能主控因素, 对地质部署和压裂工艺的改进具有重要意义。房大志、耿晓燕、江铭等^[4-6]针对页岩气井产能差异较大的问题, 通过大数据分析表明复杂的人工裂缝网络和

高导流能力对页岩气井的产能至关重要。而支撑剂规模又是人工裂缝导流能力的决定性因素,但深层页岩气受到高应力、天然裂缝等的影响,普遍加砂难度较大^[7-9]。王兴文、杨永华等^[10-11]针对深层页岩气储层起裂及延伸难度较大的问题,开展了川南深层页岩气起裂及延伸规律和支撑剂输送规律研究,结果表明支撑剂主要分布于主缝内,难以进入分支缝,增大流速、降低支撑剂粒径和密度,有利于提升输送距离,使支撑剂进入分支缝从而提高人工裂缝的复杂程度和导流能力。目前对于深层页岩气加砂难度的评价和提砂措施研究较少,尤其是对于不同天然裂缝发育程度的加砂规模方面的研究。本文从压裂难点、合理压裂规模、加砂难度分析出发,开展了差异化强加砂压裂的做法和效果分析,以期对深层页岩气效益开发提供借鉴。

1 工程地质特征及压裂难点

永川地区页岩气工程地质特征复杂、断裂发育程度差异大,对储层改造带来了极大难度^[12-13]。压裂难点主要有难以形成复杂缝网、人工裂缝导流能力难以保持以及加砂难度大。

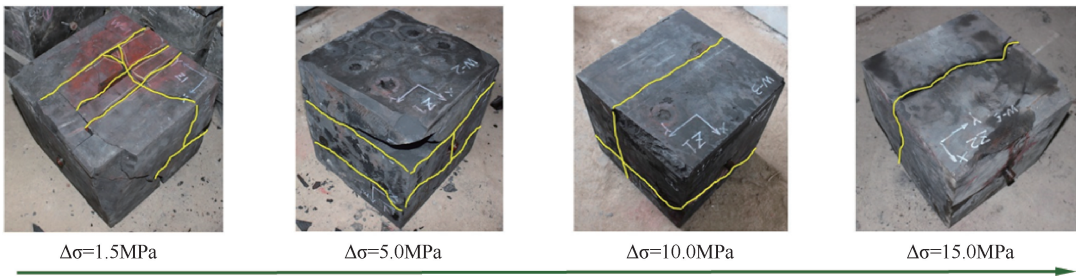


图 1 不同水平应力差下压后裂缝分布情况

Fig. 1 Distribution of cracks under different levels of stress difference after compression

(2) 人工裂缝导流能力难保持

实验表明,支撑剂很难进入剪切缝,在高闭合应力下(>55 MPa),未支撑剪切缝导流能力较低(<0.05 μm²·cm)。支撑裂缝在闭合压力 80 MPa 下,导流能力也仅有 2.08~3.0 μm²·cm。

(3) 高强度加砂有利于提高产能,但加砂难度大

以永川气田 20 余口水平井为样本,采用灰色关联分析法研究主要的地质工程参数共 17 项与产能的关联度(见图 2)。分析表明天然裂缝密度、脆性指数、孔隙度、优质储层钻遇率为影响较大的地质参数,加砂强度、压裂段长、用液强度为影响较大的工程参数。而永川北区前期实施井普遍泵压较高,施工排量较低,加砂困难,导致综合砂比仅 1.71%~3.43%。

1.1 工程地质特征

永川页岩气田是盆内五峰组~龙马溪组页岩气有利区之一,位于川南低陡构造带,南部和中部天然裂缝发育程度相对较高,北部天然裂缝发育程度相对较低。纵向上发育 9 套页岩气储层,开发层系为①~⑤号层,厚度为 35~50 m,TOC 为 2.5%~3.4%,孔隙度为 3.4%~5.2%,含气量为 3.5~5 m³/t,脆性矿物含量为 62%~66%,地层压力系数为 1.6~1.9。与邻区浅层页岩气相比,具有埋藏深(3 180~4 150 m)、储层温度高(130~150 ℃)、高水平应力(68~105 MPa)、高水平应力差(9.7~20.8 MPa)等特点。

1.2 压裂难点

(1) 复杂缝网难以形成

物模实验表明永川深层页岩压裂裂缝形态以主缝+分支缝为主。水平应力差越大,裂缝形态越简单,永川地区水平应力差平均值高于 15 MPa,最高达 20.8 MPa,难以形成复杂缝网(见图 1)。同时,永川区块垂向应力居中,压裂过程中易形成低角度缝或水平缝,增大压裂液滤失,造成加砂困难和液体效率低。前期实施井微地震监测也表明人工裂缝以单缝为主,水平段轴向覆盖率仅 70%~75%左右。

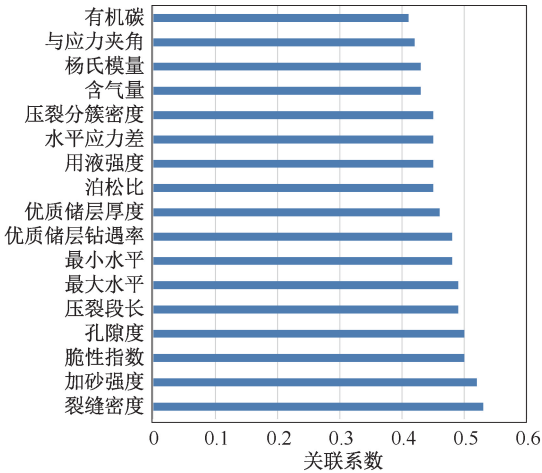


图 2 地质、工程参数与无阻流量关联度柱状图

Fig. 2 Bar chart of correlation between geological and engineering parameters and unobstructed flow rate

2 强加砂工艺技术研究

鉴于天然裂缝密度、加砂强度、压裂段长、用液强度为产能影响较大的参数。而永川地区水平井靶窗为②-③小层,天然裂缝密度大部分位于2~6 m²/m³之间。因此有必要开展不同天然密度和不同穿行小层下的合理压裂参数研究。

2.1 合理施工规模研究

基于数值模拟和压裂模拟技术,研究过程如下:
(1)建立单井地质模型:天然裂缝密度分别为2 m²/m³、4 m²/m³、6 m²/m³,水平井分别穿行②小层和③小层,水平段长度1 500 m。

(2)获取最优压裂段长:以水平段长1 500 m,相同压裂规模和施工排量,开展天然裂缝密度分别为2 m²/m³、4 m²/m³和6 m²/m³下不同压裂分段长度的改造体积模拟。随着压裂分段长度的减小,改造体积逐渐增加,长度在60~70 m增加趋势明显变缓(见图3),表明压裂段长60~70 m为较为合理的分段长度。

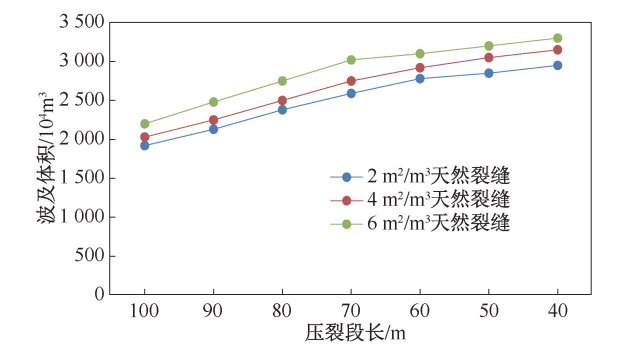


图3 不同压裂段长下改造体积模拟结果
Fig.3 Simulation results of transformation volume under different fracturing section lengths

(3)获取最优压裂规模:以天然裂缝密度2~3 m²/m³,水平段穿行②小层为例,压裂段长75 m,分为20段压裂,首先模拟不同用液强度下的裂缝形态,当用液强度达到32~34 m³/m,平均裂缝长度和和波及体积存在拐点。在用液强度32 m³/m基础上,改变加砂强度,模拟5年累计产能,加砂强度2.8~3.0 m³/m之后增加量幅度减少。

以此方法模拟其余条件,结果见表1,随着裂缝密度的减少,改造体积增长的拐点所需用液强度逐渐增加,EUR的增量拐点对应的加砂强度普遍在2.8 m³/m左右。

表1 永川区块推荐压裂施工规模
Table 1 Recommended fracturing construction scale for Yongchuan block

裂缝密度/ (m ² ·m ⁻³)	穿行小层	推荐用液强度 /(m ³ ·m ⁻¹)	推荐加砂强度 /(m ² ·m ⁻¹)
5~6	31	26	2.4
	2	24~26	2.4
4~5	31	30	2.8
	2	28	2.8
3~4	31	30~32	2.8
	2	28~30	2.8
2~3	31	36	2.8~3
	2	32~34	2.8~3

2.2 加砂难易程度评价

加砂难易程度有两层含义,一是地层的吃砂能力,选取综合砂比、加砂强度2个指标反映。二是压裂实施难度,由施工压力、停泵压力2个指标反映。为综合表征加砂难易程度,将4个指标降维为1个指标,即加砂难易系数。首先统计前期已实施9口井180段压裂数据,利用SPSS软件计算得到4个评价指标的相关系数

$$F' = 100 - 0.55F_1 + 4.9F_2 - 0.47F_3 + 4.4F_4 \quad (1)$$

式中: F' 为加砂系数,无量纲; F_1 为施工压力,MPa; F_2 为砂比,%; F_3 为停泵压力,MPa; F_4 为加砂强度,m³/m。

加砂系数与评价参数整体关联性较好,加砂系数越高,综合砂比、加砂强度越大,施工压力、停泵压力越低。

基于加砂系数分类结果,逆向对比各段地质特征参数,按裂缝、物性、力学性质、矿物成分等多因素进行关联分析,建立加砂难易程度预测模型。利用SPSS软件,开展关联性分析。建立加砂系数预测关联式

$$F' = w_1B_f + w_2B_p + w_3B_c + w_4B_h + r_1 \quad (2)$$

式中: w_1 为裂缝系数,无量纲; w_2 为岩石物性系数,无量纲; w_3 为岩石力学系数,无量纲; w_4 为岩石矿物系数,无量纲; B_f 为天然裂缝密度,m²/m³; B_p 为含气量,m³/t; B_c 为力学指数,%; B_h 为脆性矿物含量,%; r_1 为校正系数,无量纲。

为确定关联式中 w_1 、 w_2 、 w_3 、 w_4 系数大小,将数据归一化处理后,利用SPSS软件里的线性回归功能,考虑样本数量及关联程度大小,分别计算裂缝发育程度、物性参数、力学参数、脆性矿物含量与加砂系数开展关联性分析和计算,最终确定

$w_1 = -0.24$; $w_2 = 13.7$; $w_3 = -5$; $w_4 = 23.28$; $r_1 = -167.8$ 。由此可见,较高的裂缝发育程度和地应力不利于加砂,较高的含气量和脆性矿物含量有利于加砂。

2.3 支撑剂输送实验研究

(1)实验装置

为研究主缝及分支缝支撑剂铺置机理,设计模拟不同开度裂缝物理模型的实验装置(见图4)。装置的基本功能是:在实验室条件下,直观便捷地模拟压裂过程中支撑剂在复杂裂缝内的铺置与铺置形态,测定相关参数,以便对影响支撑剂铺置与铺置形态的因素进行分析和研究。装置的特点在于,能够实时地控制砂比和排量,能够控制总的加砂时间以及采用多点注入的方式,在降低入口效应的同时,可模拟携砂液流线,模拟裂缝被充填的过程。

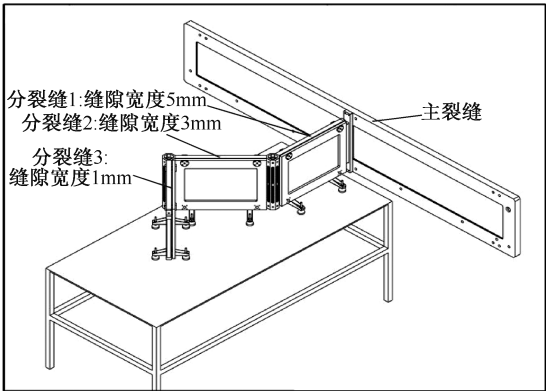


图4 实验装置图
Fig.4 Experimental setup diagram

按照微地震监测获得的人工裂缝平均长宽比,进行三维流场建模,建立了裂缝模拟模型,其中主裂缝高度380 mm,流动长度3 000 mm,分支裂缝长度500 mm。基于雷诺相似准则,得到流量相似比10:0.08(实际流量:模拟流量)。

(2)支撑剂通过性多因素正交实验

为了明确泵注排量、砂比、支撑剂目数、黏度以及分支缝开度5个因素对支撑剂通过性的影响,每个因素考虑3个水平,设计18组正交实验,实验设计见表2,实验结果见表3。

当黏度为20 mPa·s、支撑剂粒径小于20~40目和泵注排量大于等于0.04 m³/min时,主缝内无支撑剂沉积,分支缝内无支撑剂通过。支撑剂粒径为20~40目或泵注排量为0.02 m³/min时,分支缝有支撑剂通过并沉积。

表2 正交实验设计
Table 2 Orthogonal experimental design

因素	排量/ (m³·min ⁻¹)	砂比/ %	粒径/目	黏度/ mPa·s	开度/ mm
实验1	0.08	6	20~40	5	3
实验2	0.08	9	40~70	20	1
实验3	0.08	3	70~140	10	5
实验4	0.04	6	40~70	10	5
实验5	0.04	9	70~140	5	3
实验6	0.04	3	20~40	20	1
实验7	0.02	9	20~40	20	5
实验8	0.02	3	40~70	10	3
实验9	0.02	6	70~140	5	1
实验10	0.08	3	70~140	20	3
实验11	0.08	6	20~40	10	1
实验12	0.08	9	40~70	5	5
实验13	0.04	9	70~140	10	1
实验14	0.04	3	20~40	5	5
实验15	0.04	6	40~70	20	3
实验16	0.02	3	40~70	5	1
实验17	0.02	6	70~140	20	5
实验18	0.02	9	20~40	10	3

表3 主缝与分支缝平衡高度
Table 3 Balance height between main seam and branch seam

因素	主缝平衡 高度/cm	分裂缝1 平衡高度/cm	分裂缝2 平衡高度/cm	分裂缝3 平衡高度/cm
实验1	31	24	17	14
实验2	0	0	0	0
实验3	0	0	0	0
实验4	12	8	4	2
实验5	28	16	9	5
实验6	14	10	12	4
实验7	24	18	12	8
实验8	16	13	12	8
实验9	20	15	10	5
实验10	0	0	0	0
实验11	19	14	12	4
实验12	10	10	8	6
实验13	8	4	8	5
实验14	34	28	22	8
实验15	0	0	0	0
实验16	11	10	9	6
实验17	5	2	2	4
实验18	25	22	9	8

采用极差分析法,可以得到本实验条件下,支撑剂粒径和液体黏度对铺砂高度的影响最大,砂比和裂缝开度对铺砂高度的影响最小。黏度越大,分支缝内铺砂高度越低。支撑剂粒径越大,分支缝内铺砂高度越高。分支缝开度越小,分支缝内铺砂高度越低,见表4。

表 4 差异化强加砂工艺技术措施
Table 4 Differentiated imposition of sand processing technology measures

加砂系数	加砂目标	加砂强度/ ($\text{m}^3\cdot\text{m}^{-1}$)	用液强度/ ($\text{m}^3\cdot\text{m}^{-1}$)	综合砂 比/%	施工压 力/MPa	液体黏度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	加砂敏 感程度	加砂 模式	前置胶液 用/ m^3	组合粒径比例/ (100~200 目:70~ 140 目:40~70 目)
75< F' ≤95	高强度加砂 充分暂堵	2.5~4	22~24	≥10	<80	低黏为主	加砂正常	高砂比 连续长阶段	200	1:4:5
			25~26	8~9	80~85	适当中黏	加砂正常 加砂敏感	阶梯快提砂比 阶梯提砂比 (需注满一个井筒)	200 220	1:5:4 1.5:4.5:4
45< F' ≤60	高强度加砂 调减暂堵		27~29	≤8	>85	适当采用 高黏	加砂正常 加砂敏感	阶梯慢提砂比 低砂比,阶梯慢提	220 250	1.5:5.5:3 2:5:3

2.4 强加砂工艺技术

(1)差异化技术措施

综合加砂难易程度的评价、支撑剂铺置实验,结合和技术调研和现场应用,最终形成了差异化强加砂工艺技术对策。

(2)现场应用

YY2-2 井和 YY4-3 井位于永川北区,埋深 4 050~

4 100 m 左右,水平段长 1 523~1 700 m,多钻遇 3 小层,天然裂缝密度 2.13~2.87 m^2/m^3 ,井周无断层发育。根据表 1 中永川区块推荐压裂施工规模,设计用液强度 32~36 m^3/m ,加砂强度 3.2~3.4 m^3/m ,见表 5。估算两口井的加砂系数位于 75~95 之间,支撑剂选择组合粒径比例为 100~200 目:70~140 目:40~70 目=1:4:5。

表 5 YY2-2 井和 YY4-3 井压裂方案设计
Table 5 Design of fracturing schemes for well YY2-2 and YY4-3

井名	水平段 埋/m	水平段 长/m	钻遇 3 小层/m	钻遇 2 小/m	天然裂缝密 度/($\text{m}^2\cdot\text{m}^{-3}$)	分段/段	平均段 长/m	用液强度/ ($\text{m}^3\cdot\text{m}^{-1}$)	加砂强度/ ($\text{m}^3\cdot\text{m}^{-1}$)	施工排量/ ($\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1}$)
YY2~2	4 100	1 523	1 423	100	2.87	21	71.7	32	3.2	18~20
YY4~3	4 050	1 700	1 576	124	2.13	25	75.1	36	3.4	18~20

2023 年 9~10 月完成 YY2-2 井和 YY4-3 井压裂施工,实际用液强度分别为 31.48 m^3/m 和 35.67 m^3/m ,实际加砂强分别为 3.2 m^3/m 和 3.48 m^3/m ,施工排量 18~20 m^3/m 。从微地震监测来看,YY2-2 井和 YY4-3 井改造体积分别为 5 047×10⁴ m^3 和 5 238×10⁴ m^3 ,有效改造体积分别为 2 262×10⁴ m^3 和 2 760×10⁴ m^3 ,单段有效改造体积和邻井对比提升 106%和 108%。从 EUR 评估来看,YY2-2 和 YY4-3 分别为 0.81×10⁸ m^3 和 0.6×10⁸ m^3 ,显著高于前期实施井(0.31~0.6×10⁸ m^3 ,平均 0.39×10⁸ m^3)。从 G 函数分析来看,G 函数普遍波动次数较多,多数为 1 类特征,表明形成了较为复杂的人工裂缝,见表 6。

3 结论

(1)通过灰色关联法分析表明永川气田压后产能主要受到天然裂缝密度、孔隙度和施工规模的影响。天然裂缝密度越大,产能越大,提高加砂强度有利于提升气井产能。通过数值模拟研究,明确了永川北区合理的加砂强度为 2.4~3.0 m^3/m ,用液强度为 24~36 m^3/m 。

(2)结合加砂难易程度预测和支撑剂运移实验,形成了差异化强加砂工艺技术对策,明确了不同加砂系数下的支撑剂粒径、砂比、排量等关键参数。

(3)与前期实施井相比,强加砂工艺应用井有效改造体积提升超 100%,EUR 大幅提升,表明该工艺技术对于永川北区具有较强的适应性。

致谢:感谢页岩气技术中心地质工作人员、石油工程技术研究院实验人员在论文编写中的技术支持。感谢工程公司施工队伍提供数据支持。

表 6 永川北区 G 函数分类统计

Table 6 Classification and statistics of G function in Yongchuan north district

井号	压裂 段数	G 函数特征类型				平均叠加导 数波动次数
		1 类	2 类	3 类	4 类	
YY4-1	22	5	9	4	0	1.2
YY3-1	21	3	4	5	0	1.6
YY3-2	21	4	6	8	0	3.1
YY2-2	25	10	6	2	1	7.21
YY4-3	21	6	3	2	0	5.6

参考文献

[1] 郭彤楼,熊亮,雷炜,等. 四川盆地南部威荣、永川地区



深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 45-59.

GUO Tonglou, XIONG Liang, LEI Wei, et al. Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, south Sichuan basin: progress, challenges, and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 45-59.

[2] 王兴文, 林永茂, 缪尉杰. 川南深层页岩气体积压裂工艺技术[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 102-108.

WANG Xingwen, LIN Yongmao, MIAO Weijie. Volume fracturing technology of deep shale gas in southern Sichuan [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 102-108.

[3] 徐凤生, 王富平, 张锦涛, 等. 我国深层页岩气规模效益开发策略[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 205-213.

XU Fengsheng, WANG Fuping, ZHANG Jintao, et al. Strategies for scale benefit development of deep shale gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 205-213.

[4] 房大志, 曾辉, 王宁, 等. 从 Haynesville 页岩气开发数据研究高压页岩气高产因素[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(2): 58-62.

FANG Dazhi, ZENG Hui, WANG Ning, et al. Study on high production factors of high-pressure shale gas from haynesville shale gas development data[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(2): 58-62.

[5] 耿晓燕, 何畅, 万玉金. 基于灰色关联法的页岩气水平井产能评价及预测[J]. 数学的实践与认识, 2020, 50(19): 100-106.

GENG Xiaoyan, HE Chang, WAN Yujing. Production evaluation and prediction of horizontal shale gas wells based on grey correlation method[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2020, 50(19): 100-106.

[6] 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.

JIANG Ming, LI Zhiqiang, DUAN Guifu, et al. Effect of hydraulic fracture conductivity on deep shale gas production [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2023, 19(1): 35-41.

[7] 任岚, 于志豪, 赵金洲, 等. 深层页岩气断层属性对压裂缝网的影响[J]. 特种油气藏, 2023, 30(2): 95-100.

REN Lan, YU Zhihao, ZHAO Jinzhou, et al. Influence of fault attributes of deep shale gas on furacuring fracture network [J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2023, 30(2): 95-100.

[8] 刘豪, 刘怀亮, 刘宇, 等. 页岩气多级压裂断层动态滑移规律研究[J]. 石油机械, 2024, 52(2): 65-74.

LIU Hao, LIU Huailiang, LIU Yu, et al. Research on dynamic slip of fault resulted form multistage fracturing of shale gas reservoir[J]. China Petroleum Machinery, 2024, 52(2): 65-74.

[9] 刘明, 李彦婧, 潘兰, 等. 南川地区页岩储层构造裂缝特征及其定量预测[J]. 非常规油气, 2023, 10(03): 8-14.

LIU Ming, LI Yanjing, PAN Lan, et al. Stracural fracture characteristics and quantitative prediction of shale reservoir in Nanchuan Area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(3): 8-14.

[10] 王兴文, 何颂根, 林立世, 等. 威荣区块深层页岩气井体积压裂技术[J]. 断块油气田, 2021, 28(6): 745-749.

WANG Xingwen, HE Songgen, LIN Lishi, et al. Volume fracturing technology of deep shale gas well in Weirong block[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(6): 745-749.

[11] 杨永华, 宋燕高, 王兴文, 等. 威荣页岩气田压裂实践与认识[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1143-1150.

YANG Yonghua, SONG Yangao, WANG Xingwen, et al. Practice and understanding of fracturing in Weirong shale gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1143-1150.

[12] 何建华, 李勇, 邓虎成, 等. 川东南永川地区龙马溪组页岩储层构造裂缝特征及期次演化研究[J]. 地学前缘, 2024, 31(3): 298-311.

HE Jianhua, LI Yong, DENG Hucheng, et al. Study on tectonic fracture characteristics and evolution of shale reservoir in Longmaxi formation, Yongchuan area, southeast Sichuan an[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 31(3): 298-311.

[13] 郭彤楼. 深层页岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 1-6.

GUO Tonglou. Progress and key research directions of deep shale gas explorationand deve lopment [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 1-6.

编辑 邵振鹏

第一作者简介:刘琦,男,1983 年出生,副研究员,硕士,2010 年毕业于西南石油大学油气田开发工程专业,主要从事储层改造及气藏动态研究工作。电话:13881044991,Email:nor-talent@vip.qq.com。通信地址:四川省德阳市龙泉山北路 298 号石油工程技术研究院,邮政编码:618000。