

缝内填砂暂堵分段体积压裂技术 在页岩气水平井中的应用

梁 兴¹ 朱炬辉² 石孝志² 张俊成² 刘 臣¹ 何 封² 李 然¹

1. 中国石油浙江油田公司 2. 中国石油川庆钻探工程公司

摘 要 针对四川盆地页岩气水平井在压裂过程中因受到复杂因素导致套管变形、无法应用电缆传输射孔桥塞联作工艺的情况,采用了缝内填砂暂堵分段体积压裂新工艺。采用理论分析的方法并结合技术实践经验,建立了连续油管多簇喷射射孔参数和缝内填砂暂堵参数优化设计方法,解决了页岩气套管变形水平井 ZJ-1 井大规模分段压裂的技术难题。现场施工论证和应用效果表明:①页岩气水平井连续油管多簇喷射射孔缝内填砂暂堵分段压裂技术,可以对储层水平井段进行选择性分段压裂;②可在不使用机械封隔的条件下实现大规模分段压裂且分段效果稳定可靠,压裂作业效率与常规桥塞分段相当;③压裂后井筒实现全通径,可直接放喷测试,节约了占井时间。采用该缝内填砂暂堵体积压裂工艺技术在 ZJ-1 井实现了 14 段成功作业,获得同常规桥塞分段相当的 SRV 有效扩展体积和比同平台邻井更高的产气量,为页岩气水平井分段多簇体积压裂提供了一种新的改造手段与有效的工艺方法。

关键词 多簇喷射射孔 缝内填砂暂堵 分段压裂 体积压裂 套管变形 页岩气 水平井 昭通国家级页岩气示范区

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.01.010

Staged fracturing of horizontal shale gas wells with temporary plugging by sand filling

Liang Xing¹, Zhu Juhui², Shi Xiaozhi², Zhang Juncheng², Liu Chen¹, He Feng² & Li Ran¹

(1. PetroChina Zhejiang Oilfield Company, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 2. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 1, pp.82-89, 1/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Due to downhole complexities, shale-gas horizontal well fracturing in the Sichuan Basin suffered from casing deformation and failure to apply the technique of cable-conveyed perforation bridge plug. In view of these problems, a new technique of staged volume fracturing with temporary plugging by sand filling is employed. Based on theoretical analyses and field tests, a design of optimized parameters of coiled tubing multi-cluster sand-blasting perforation and temporary plugging by sand filling was proposed. It was applied in the horizontal Well ZJ-1 in which casing deformation occurred. The following results are achieved in field operations. First, this technique enables selective staged fracturing in horizontal sections. Second, this technique can realize massive staged fracturing credibly without mechanical plugging, with the operating efficiency equivalent to the conventional bridge plug staged fracturing. Third, full-hole is preserved after fracturing, thus it is possible to directly conduct an open flow test without time consumption of a wiper trip. The staged volume fracturing with temporary plugging by sand filling facilitated the 14-stage fracturing in Well ZJ-1, with similar SRV to that achieved by conventional bridge plug staged fracturing and higher gas yield than neighboring wells at the same platform. Thus, a new and effective technique is presented in multi-cluster staged volume fracturing of shale gas horizontal wells.

Keywords: Multi-cluster sand-blasting perforation; Temporary plugging by sand filling; Staged fracturing; Volume fracturing; Casing deformation; Shale gas; Horizontal well; Zhaotong national shale gas demonstration zone

基金项目: 国家科技重大专项“云南昭通页岩气开采试验”(编号:2012ZX0518-006)、中国石油天然气集团公司重大专项“昭通示范区页岩气钻采工程技术现场试验”(编号:2012F-47-02)。

作者简介: 梁兴, 1965 年生, 教授级高级工程师, 本刊第八届编委员会委员; 长期从事中国南方陆相古近系高凝油和海相古生界页岩气、煤层气、常规气等勘探开发评价部署研究及管理工作。地址:(310023) 浙江省杭州市西湖区留下街道荆山岭。ORCID: 0000-0003-1712-0538。E-mail: liangx85@petrochina.com.cn

四川盆地海相古生界页岩气资源量丰富^[1-2],目前储层增产改造主要以水平井桥塞分段压裂技术为主^[3-4],注入方式为光套管压裂。鉴于海相古生界地层经受了多期次、强烈的造山运动构造改造,地应力结构复杂且数值大,在受到新构造运动引发的地层错动、井间干扰、套管质量等多种因素^[5-7]的影响时,可能发生套管变形等井下复杂情况,对储层改造带来巨大风险与挑战。现场实际的压裂施工过程中,由于井筒内套管变形,井眼通畅变小,无法进行电缆传输分簇射孔及桥塞下入等作业,极大程度上影响了压裂施工作业效率及后期产能建设。井筒发生套变^[8-11]的影响因素众多,机理分析复杂,且页岩气压裂施工过程中套变现象较为严重。套变点超过50%的井靠近水平段的起始点附近,使得套变后难以开展桥塞分段改造。因此,针对页岩气套变水平井亟需一种既能实现多簇射孔又能满足压裂时有效封隔施工层段、经济实用的储层改造新工艺。

理论研究、技术调研与实践效果表明,页岩气水平井连续油管**多簇喷砂射孔**^[12-13]缝内人工填砂暂堵分段体积压裂技术,可以有效解决由于套变而无法采取机械封隔分级压裂改造的难题。该技术仅需小尺寸工具进行多簇射孔($\varnothing 139.7$ mm 套管内最小外径79 mm)。主压裂完毕后直接人工砂堵转层,无需单独下入封隔器封隔。所有段压裂完毕后清洗井筒,直接放喷求产。

1 试验井况

昭通国家级页岩气示范区ZJ平台位于四川省宜宾市XX西部,构造位置为四川台坳川南低陡褶带南缘罗场复向斜建武向斜西翼。ZJ平台上部部署3口水平井,完钻层位均为志留系龙马溪组,采用 $\varnothing 139.7$ mm 油层套管完井。ZJ-1井井身结构如图1所示,该井完钻井深4 517 m,最大井斜 93.02° ,垂深2 561.68 m,入靶点位于3 017 m,出靶点位于4 517 m,水平段长1 500 m。ZJ-1井钻遇储层物性较好,有效孔隙度平均为3.9%,TOC平均为3.6%,总含气量平均为 $4.8 \text{ m}^3/\text{t}$,水平段储层脆性指数较高。储层三轴应力呈**走滑断层特征**,**最大最小水平主应力差值较大**(大于15 MPa),天然裂缝分布较复杂,ZJ-1平台蚂蚁体追踪如图2所示。

ZJ-2水平井和ZJ-3水平井已先于ZJ-1井完成了页岩气储层分段压裂改造;ZJ-1井在完成测试压裂和第1段主压裂后下电缆在A点之上的2 759.87 m遇

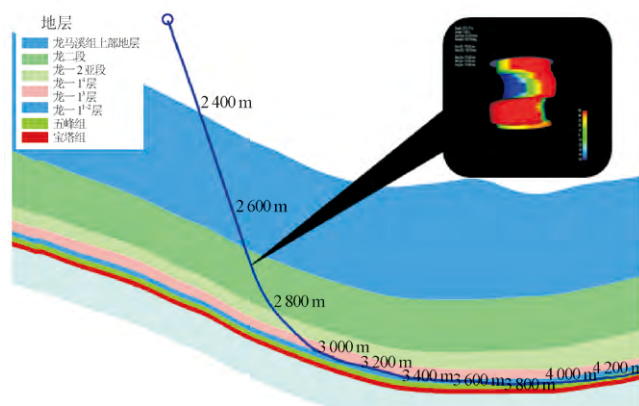


图1 ZJ-1井地质导向示意图

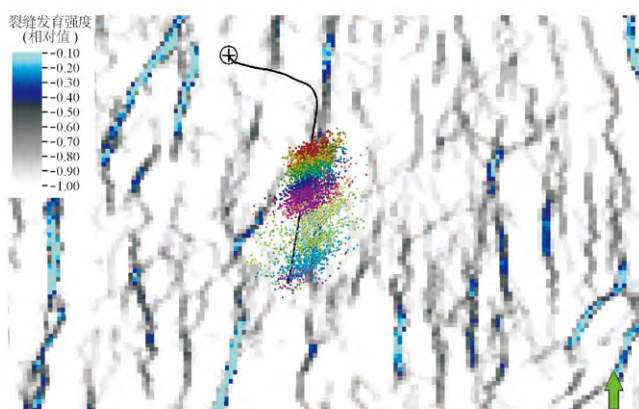


图2 ZJ-1井蚂蚁体追踪及压后微地震显示图

阻。对ZJ-1井实施通井发现, $\varnothing 96$ mm 通井规通井至2 729.5 m遇阻,改用 $\varnothing 89$ mm 通井规顺利下至人工井底。MIT24测井解释结果在2 751.2 ~ 2 764.32 m井段发生严重的扭曲变形,套管变形处呈“台阶”状变化。

现场备用的最小桥塞直径为99.6 mm,较 $\varnothing 89$ mm 的通井规大,比99.6 mm 更小外径的桥塞或机械封隔工具无法保证封隔的有效性,所以剩余层段无法采用常规电缆桥塞射孔联作工艺进行分段压裂。

2 工艺原理

该缝内填砂暂堵体积压裂工艺结合了连续油管多簇喷砂射孔和主压裂后期缝内精确填砂暂堵,以实现页岩气水平井的分段多簇体积压裂,且在整个施工过程中及施工结束后井筒始终保持全通畅。

该工艺流程如图3所示。首先,进行地面施工准备;然后采用**带喷砂射孔工具的连续油管对指定施工层段进行洗井及分簇喷砂射孔联作**,完成该段射孔后取出连续油管;随后对该段进行主压裂及人工缝

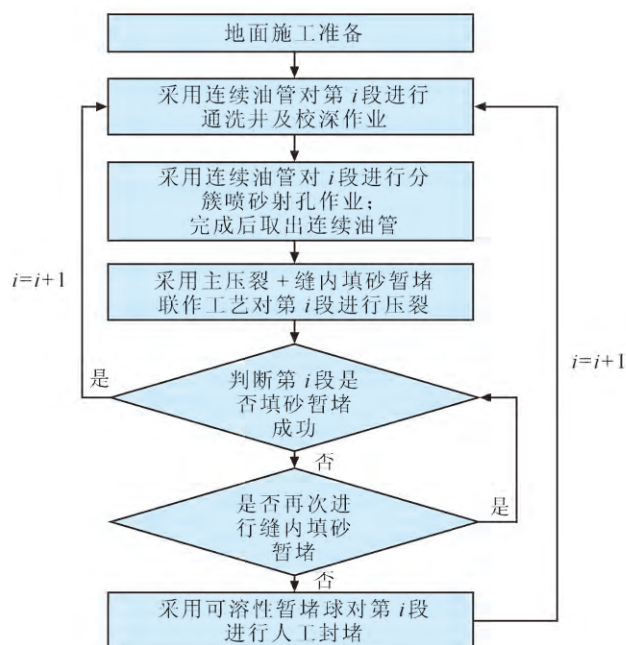


图 3 工艺流程图

内填砂暂堵联作, 若初次填砂暂堵不成功可重复进行或选择投放暂堵球实行封堵已压裂层段。重复以上施工步骤进行下一段的射孔、主压裂和填砂暂堵, 直至完成所有压裂作业。

连续油管带水力喷砂射孔工具结构如图 4 所示。该工具喷射工具简单可靠, 连续油管下入工具过程中, 喷砂射孔工具用滑套屏蔽, 此时若下入遇阻可直接冲砂。下入到指定位置后, 投球打开滑套进行喷砂射孔, 射孔后连续油管拖动至下一簇可实现多簇射孔。

由于该工艺依靠人工缝内填砂暂堵实现已压裂层段的缝内封隔, 且工具在每段射孔前均可进行冲砂作业, 因此压裂过程中井筒处于全通径状态。这使得该工艺可以任意顺序、任意位置对储层井段进行选择分段。

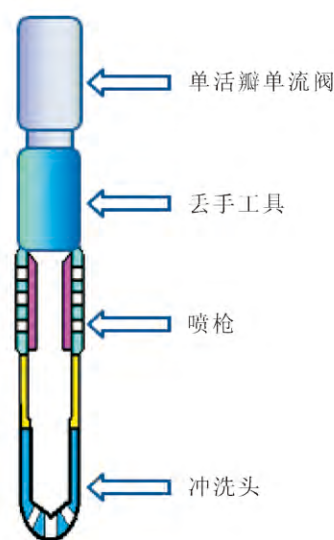


图 4 多簇水力喷砂射孔工具图

3 工艺设计

3.1 多簇喷砂射孔参数设计

由于该井在 A 点以上变形, 在现有条件下首先考虑有效射开套管。因此根据现场经验^[14-16], 设计思路首先满足喷射速度超过 150 m/s, 喷射时间大于 7 min。射孔采取相对高硬度的石英砂作为磨料, 砂浓度控制在 100 kg/m³。

施工现场备有内径为 40 mm、长为 4 800 m 的连续油管车, 外径为 83 mm 的水力喷砂射孔工具, 其喷嘴内径为 4.5 mm, 喷嘴数量可根据施工需要进行调整。应用公式 (1)、(2) 解得连续油管压降参数, 其具体计算结果如表 1 所示。

喷嘴流速计算:

$$v = \frac{6.7 \times 10^4 Q}{\pi n d^2} \quad (1)$$

喷嘴总压降计算:

$$P_b = \frac{1848.78 Q^2 \rho}{A^2 C^2} \quad (2)$$

表 1 连续油管水力喷射工艺参数计算结果表

| 连续油管排量/(m ³ ·min ⁻¹) | 沿程总摩阻/MPa | 环空摩阻/MPa | 喷嘴压降/MPa | | |
|---|-----------|----------|----------|-------|-------|
| | | | n=4 | n=5 | n=6 |
| 0.60 | 9.52 | 3.17 | 29.16 | 23.23 | 20.01 |
| 0.65 | 11.08 | 3.66 | 34.06 | 27.10 | 23.32 |
| 0.70 | 12.74 | 4.18 | 39.33 | 31.27 | 26.88 |
| 0.75 | 14.52 | 4.74 | 44.99 | 35.73 | 30.70 |
| 0.80 | 16.42 | 5.32 | 51.01 | 40.47 | 34.75 |
| 0.85 | 18.42 | 5.93 | 57.40 | 45.50 | 39.04 |
| 0.90 | 20.54 | 6.57 | 64.16 | 50.82 | 43.58 |

式中 v 表示喷嘴出口流速, m/s ; Q 表示连续油管排量, m^3/min ; n 表示喷嘴个数, 无因次; d 表示喷嘴直径, mm ; p_b 表示喷嘴压降, MPa ; ρ 表示液体密度, kg/m^3 ; A 表示喷嘴总面积, mm^2 ; C 表示喷嘴流量系数, 一般取 0.9。

由图 5、6 可知, 在喷嘴流速大于 150 m/s 、且泵注压力控制在 60 MPa 以内的前提下, 4 个 $\varnothing 4.5 \text{ mm}$ 喷嘴组合的合理排量介于 $0.57 \sim 0.71 \text{ m}^3/\text{min}$ 、5 个 $\varnothing 4.5 \text{ mm}$ 喷嘴组合排量介于 $0.71 \sim 0.80 \text{ m}^3/\text{min}$, 可满足射孔要求。

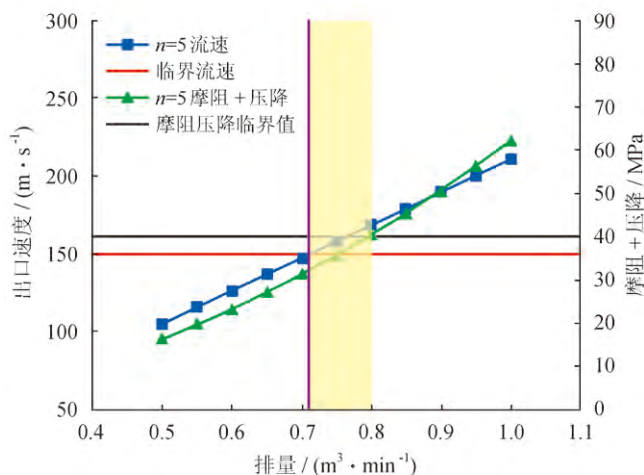


图 5 喷嘴为 5 个时连续油管排量区间图

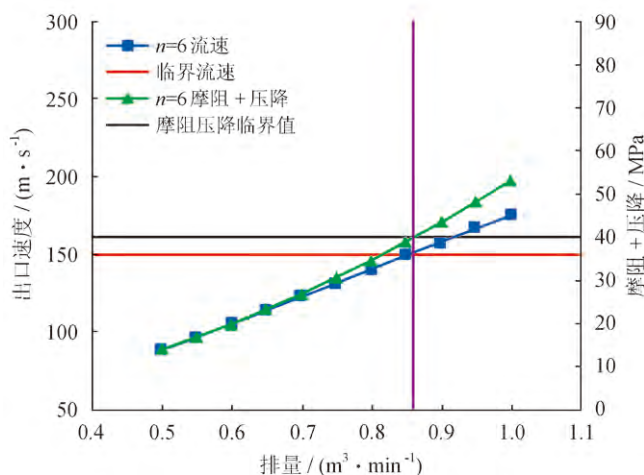


图 6 喷嘴为 6 个时连续油管排量区间图

3.2 缝内填砂暂堵参数设计

建立该井的压裂模型, 应用支撑剂在幂率流体中考虑颗粒沉降及流体流变性能、砂比、壁面效应等因素后的综合沉降速度 (公式 3) 进行数值模拟, 并分析支撑剂沿缝宽方向的沉降规律^[17-22]; 应用 Thomas 根据大量实验结果给出的紊流区计算平衡速度的

经验公式 (4) ~ (6) 来优化设计人工缝内填砂暂堵阶段支撑剂浓度及泵送排量。

支撑剂在幂率流体中考虑颗粒沉降及流体流变性能、砂比、壁面效应等因素后的综合沉降速度为:

$$v_p^{\frac{4-2n'}{1-n'}} \left\{ \left[1 - \left(\frac{d_p}{2w} \right)^{1.5} \right] (1-S)^3 \right\}^{\frac{4-2n'}{1-n'}} + v_p^{\frac{2}{1-n'}} \left\{ \left[1 - \left(\frac{d_p}{2w} \right)^{1.5} \right] (1-S)^3 \right\}^{\frac{2}{1-n'}} \times \left[\frac{2v_f}{w} \frac{d_p (2n'+1)}{n'} \left(\frac{2z}{w} \right)^{\frac{1}{n'}} \right]^2 - \left[\frac{g(\rho_p - \rho_f) d_p^{3-n'}}{18K \left(\frac{3n'}{n'+1} \right)^{\frac{1}{n'}}} \right]^{\frac{2}{1-n'}} = 0 \quad (3)$$

式中 ρ_p 、 ρ_f 表示支撑剂真密度、液体密度, kg/m^3 ; v_p 表示支撑剂的沉降速度剖面, m/s ; d_p 表示支撑剂颗粒的直径, m ; v_f 表示缝内流体流速, m/s ; z 表示任意位置到裂缝壁面的距离, m ; w 表示裂缝缝宽, m ; S 表示支撑剂体积分数; n' 表示液体流动系数; K 表示液体稠度系数。

应用计算机编程可解得确定缝宽及支撑剂尺寸时支撑剂沉降速度沿缝宽的速度剖面, 分析得到不同流体、不同支撑剂参数、不同施工参数时支撑剂沿缝宽方向的沉降规律。

Thomas 应用大量实验结果给出的紊流区计算平衡速度的经验公式为:

$$v_E = \left(\frac{U_w}{0.2} \right)^{0.143} \frac{(4R_h \rho_{sc} / \mu_a)^{0.143}}{(\rho_f / \rho_{sc})^{0.571}} \quad (4)$$

其中

$$\rho_{sc} = \frac{1000 + C_p}{1 + C_p / \rho_p}$$

$$U_w = \frac{v_p}{0.041 \left(\frac{v_p d_p \rho_f}{\mu_a} \sqrt{\frac{4R_h}{d_p}} \right)^{0.71}}$$

式中 v_E 表示支撑剂的平衡沉降速度, m/s ; μ_a 表示液体的视黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; ρ_{sc} 表示携砂液密度, kg/m^3 ; R_h 表示水力半径, mm ; C_p 表示砂浓度, kg/m^3 。

人工缝内填砂暂堵时砂堤形成的平衡高度为:

$$H_{EQ} = h_0 - \frac{16.67Q}{wv_E} \quad (5)$$

式中 h_0 表示初始缝高, m。

则任意时刻 t 形成的砂堤高度计算式为:

$$1 - \frac{H_{\text{EQ}} - H}{H_{\text{EQ}}} - \frac{h_0 - H_{\text{EQ}}}{H_{\text{EQ}}} \ln \frac{H_{\text{EQ}} - H}{H_{\text{EQ}}} = 0.216S^{0.12} \left(\frac{\rho_f}{\rho_p - \rho_f} \right)^{0.45} \left(\frac{h_0 - H_{\text{EQ}}}{H_{\text{EQ}}} \right)^{0.19} \left(\frac{v_p}{v_E} \right)^{0.86} t \quad (6)$$

现场入井材料的性能参数如下:

1) 滑溜水。SD 滑溜水密度为 1.011 g/cm^3 , 降阻率大于 70%, 黏度为 $2 \sim 5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 防膨率为 80.2% (离心法), 可连续混配及重复利用。

2) 支撑剂。主压裂选用 40/70 目陶粒, 体积密度为 1.7 g/cm^3 , 真密度为 2.7 g/cm^3 , 抗压 86 MPa 下破碎率小于等于 4.35%。

图 7、图 8 展示了不同排量及砂浓支撑剂沿缝宽方向的沉降规律: ①支撑剂颗粒沿缝宽方向的沉降速度随着施工排量的增加逐渐降低, 在排量为 $2 \sim 3 \text{ m}^3/\text{min}$ 时其沉降速度为 $3.6 \sim 4.0 \text{ mm/s}$, 当排量升为 $9 \sim 11 \text{ m}^3/\text{min}$ 时, 其沉降速度降为 $2.8 \sim 3 \text{ mm/s}$ 。

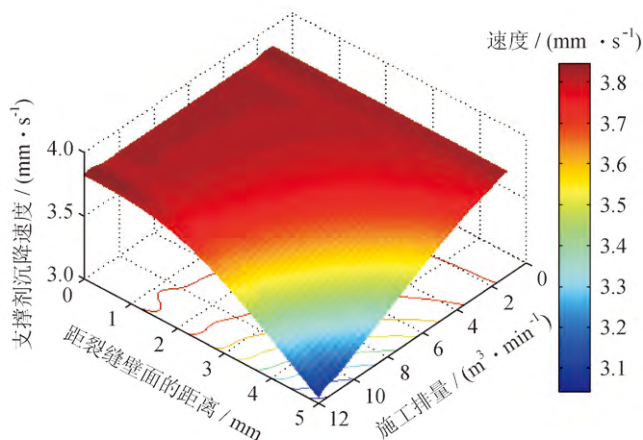


图 7 不同排量支撑剂沉降速度沿缝宽分布图

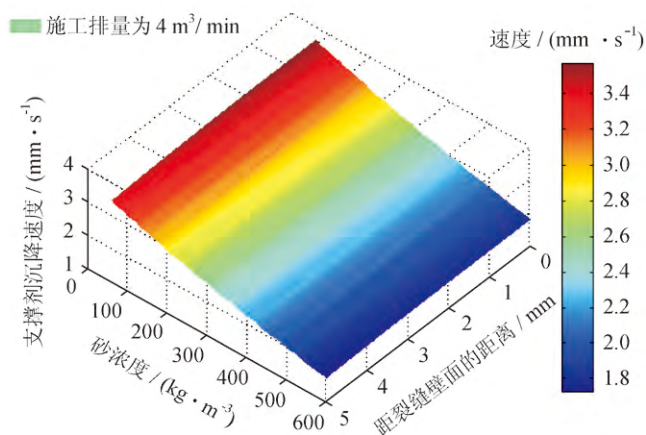


图 8 不同砂浓支撑剂沉降速度沿缝宽分布图

s; ②在施工排量一定时, 支撑剂颗粒沿缝宽方向的沉降速度随着施工砂浓的增加逐渐降低, 在砂浓度为 $60 \sim 120 \text{ kg/m}^3$ 时, 其沉降速度为 $3.2 \sim 3.6 \text{ mm/s}$, 当砂浓度为 $500 \sim 600 \text{ kg/m}^3$ 时, 其沉降速度降为 $1.5 \sim 2.2 \text{ mm/s}$ 。

根据模拟结果, 缝宽及初始缝高一定时, 若使砂堤高度满足初始缝高的 90%^[23-24], 需使人工砂堵阶段的排量保持在 $5 \text{ m}^3/\text{min}$ 以下 (图 9)。

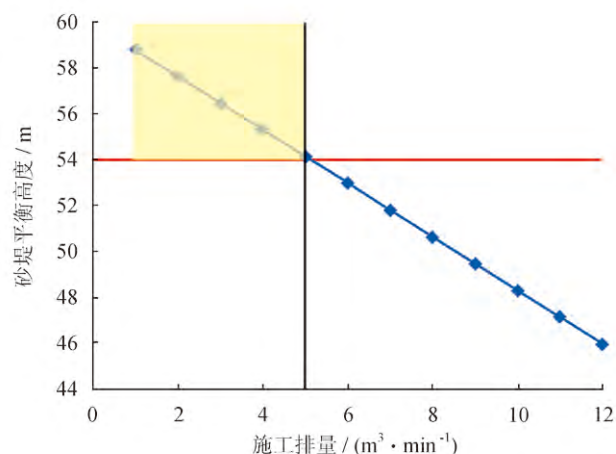


图 9 人工填砂封堵阶段排量与砂堤高度关系图

图 10 展示了在排量为 $5 \text{ m}^3/\text{min}$ 时, 支撑剂颗粒沉降速度分别为 2 mm/s 、 4 mm/s 时不同砂浓度条件下砂堤高度变化。

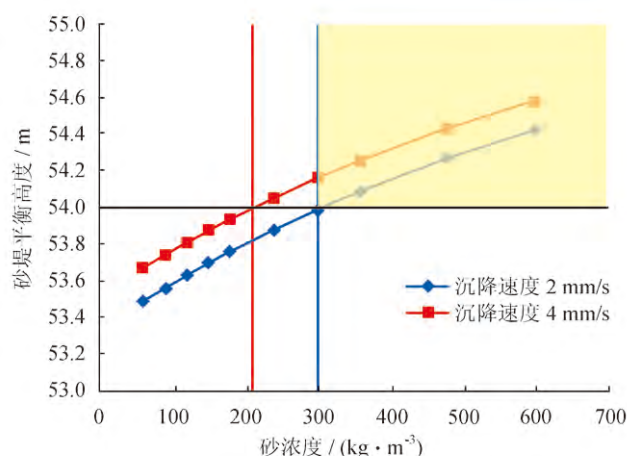


图 10 人工填砂封堵阶段砂浓度与砂堤高度关系图

为满足形成砂堤的平衡高度大于 54 m , 支撑剂沉降速度为 2 mm/s 时, 需使人工砂堵阶段砂浓度高于 315 kg/m^3 ; 支撑剂沉降速度为 4 mm/s 时, 需使人工砂堵阶段砂浓度高于 220 kg/m^3 。为了确保缝内封堵的有效性, 实施人工缝内填砂暂堵时砂浓度应不低于 360 kg/m^3 。

4 现场应用

应用 ZJ-1 井的工艺设计参数, 对 ZJ-1 井进行了总共 14 段填砂暂堵压裂。典型的施工曲线如图 11 所示。在进入暂堵阶段时, 根据主压裂的压力情况开始提升砂浓度超过 360 kg/m^3 , 待暂堵携砂液达到地

层时进行降排量处理, 随后观察施工压力变化情况, 待携砂液全部进入地层后, 根据现场施工压力可适当提升排量以便迅速实现人工砂堵。该段施工曲线显示人工填砂暂堵压力高达 82 MPa 后超压停泵, 充分保证了下一层段压裂的有效性。

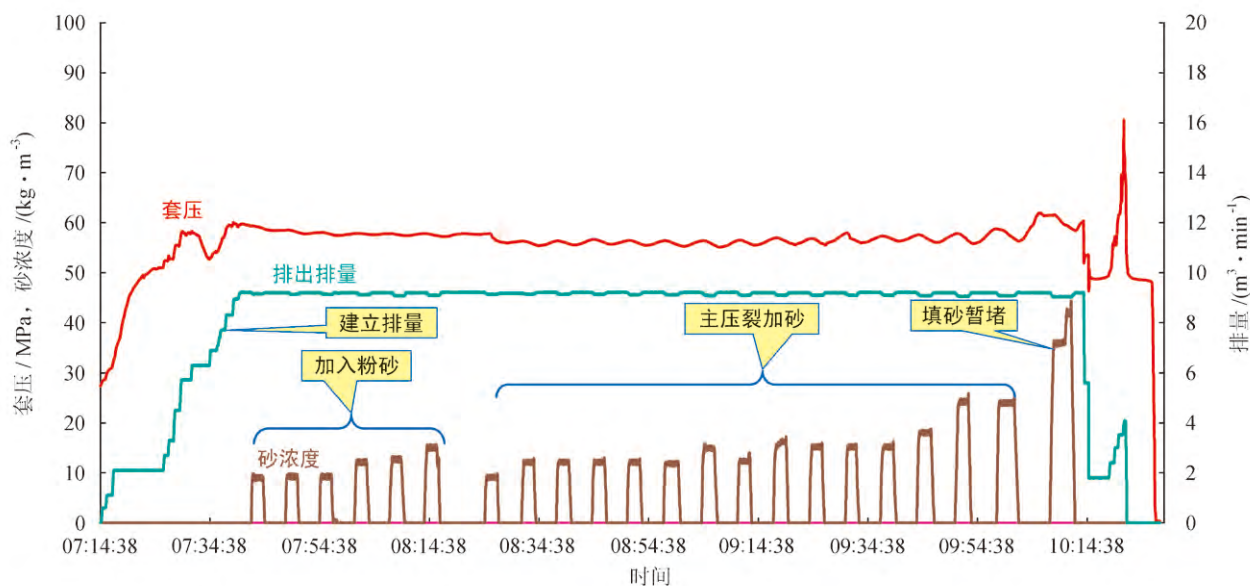


图 11 压裂施工曲线图

5 应用效果分析

ZJ-1 井现场共应用该技术压裂施工 14 段, 其中 12 段一次性封堵, 其余段备用暂堵球封堵成功, 最后一段不需要进行封堵, 工艺成功率 100%。压裂顺序按照常规的从水平井段 B 点 (端趾点) 逐步向 A 点进行分段压裂。始终保持了上一段缝内填砂暂堵的封堵压力值比后一层段施工最高压力值高 $10 \sim 15 \text{ MPa}$, 比施工压力波动范围高 $15 \sim 20 \text{ MPa}$, 充分显示了缝内填砂暂堵分段的可靠性。

图 12 是该平台 3 口水平井在压裂过程中微地震实时监测汇总图。ZJ-1 井应用人工缝内填砂暂堵技术实现分段压裂, ZJ-2 井、ZJ-3 井应用桥塞坐封实现分段压裂。根据微地震监测结果分析, ZJ-1 井各段均实现了 SRV 的有效扩展, 与该平台 ZJ-2 井、ZJ-3 井压裂监测结果一致, 这表明人工填砂封堵取得了与桥塞封堵一致的效果。

图 13 为 ZJ 平台 3 口水平井投产以后以定井口套压 19.5 MPa 的日产量对比图。ZJ-1 井投产后日产量维持在 $12 \times 10^4 \sim 14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右, ZJ-2 井、ZJ-3 井投产后日产量分别维持在 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 及 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右。从压后效果分析, ZJ-1 井在投产后日产量高

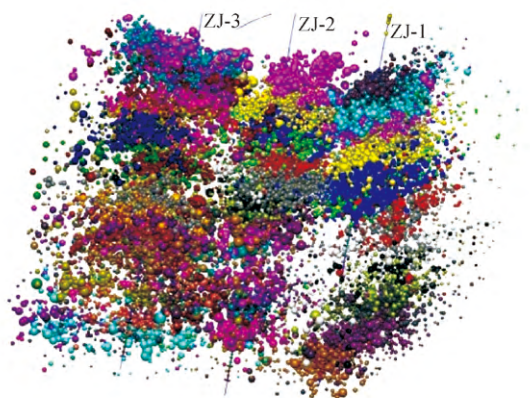


图 12 ZJ 平台微地震监测结果图

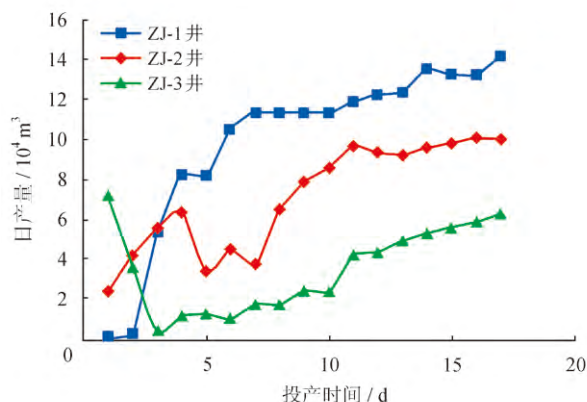


图 13 ZJ 平台 3 口水平井定压投产日产量图

于该平台的另外两口井, 这表明应用人工缝内填砂暂堵工艺在近井筒地带提供了更为有效的导流能力, 最大限度地沟通了纳米级致密的页岩气储层与井筒, 为后期投产提供了有利条件。

6 结论

1) 应用连续油管多簇喷砂射孔结合缝内填砂暂堵分段压裂工艺, 可有效解决套变缩径等致使桥塞及射孔工具无法下入等复杂问题。

2) 根据 ZJ-1 井的实践证明, 通过喷射工具的结构优化与简化, 连续油管结合喷射工具能在水平井中实现多簇射孔和冲砂一体化功能, 且射孔稳定可靠。水平井连续油管多簇喷砂射孔缝内填砂暂堵分段压裂技术对于各种尺寸的套管完井均能实现高效作业, 单井压裂基本上能实现每天一级压裂的施工作业, 若开展平台拉链式工厂化作业施工效率可在 2 级/d 以上。

3) 连续油管多簇喷砂射孔缝内填砂暂堵压裂作业效率与常规的桥塞分段相当, 压裂后不需要钻磨桥塞等作业, 减少了后续风险。实践证明, 该技术分段稳定可靠且增产效果良好。

4) ZJ-1 井按照常规的从水平井段 B 点逐步往 A 点进行分段的压裂顺序。但通过该工艺的原理分析认为, 该工艺不同于常规的机械封隔分段, 而是通过砂塞缝内暂堵分段, 在施工的整个过程中井筒保持全通径。因此可根据储层需要, 进一步开展整个储层井段内任意所需位置和顺序的选择性分段压裂。

参 考 文 献

- [1] 董大忠, 王玉满, 李新景, 邹才能, 管全中, 张晨晨, 等. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考 [J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 19-32.
Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, Zou Caineng, Guan Quanzhong, Zhang Chenchen, et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 19-32.
- [2] 汤济广, 李豫, 汪凯明, 齐泽宇. 四川盆地东南地区龙马溪组页岩气有效保存区综合评价 [J]. 天然气工业, 2015, 35(5): 15-23.
Tang Jiguang, Li Yu, Wang Kaiming & Qi Zeyu. Comprehensive evaluation of effective preservation zone of Longmaxi Formation shale gas in the Southeast Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(5): 15-23.
- [3] 吴奇, 胥云, 王腾飞, 王晓泉. 增产改造理念的重大变革——体积改造技术概论 [J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 7-12.
Wu Qi, Xu Yun, Wang Tengfei & Wang Xiaoquan. The revolution of reservoir stimulation: An introduction of volume fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 7-12.
- [4] 翁定为, 雷群, 胥云, 李阳, 李德旗, 王维旭. 缝网压裂技术及其现场应用 [J]. 石油学报, 2011, 32(2): 280-284.
Weng Dingwei, Lei Qun, Xu Yun, Li Yang, Li Deqi & Wang Weixu. Network fracturing techniques and its application in the field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 280-284.
- [5] 郭建春, 周鑫浩, 邓燕. 页岩气水平井组拉链链压裂过程中地应力的分布规律 [J]. 天然气工业, 2015, 35(7): 44-48.
Guo Jianchun, Zhou Xinhao & Deng Yan. Distribution rules of earth stress during zipper fracturing of shale gas horizontal cluster wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(7): 44-48.
- [6] 石晓闪, 刘大安, 崔振东, 孙波, 唐铁吾. 页岩气开采压裂技术分析思考 [J]. 天然气勘探与开发, 2015, 38(3): 62-65.
Shi Xiaoshan, Liu Da'an, Cui Zhendong, Sun Bo & Tang Tiewu. Fracturing technology for shale gas[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2015, 38(3): 62-65.
- [7] 陈朝伟. 流变性地层套管等效外挤力 [J]. 石油学报, 2012, 33(4): 702-705.
Chen Zhaowei. Equivalent external casing pressure in rheological strata[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 702-705.
- [8] 蒋可, 李黔, 陈远林, 郭雪利, 付永强, 李军. 页岩气水平井固井质量对套管损坏的影响 [J]. 天然气工业, 2015, 35(12): 77-82.
Jiang Ke, Li Qian, Chen Yuanlin, Guo Xueli, Fu Yongqiang & Li Jun. Influence of cementing quality on casing failures in horizontal shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(12): 77-82.
- [9] 刘建中, 刘小立, 李正平, 彭玉, 周圣民. 套管变形的复合力学模型 [J]. 石油学报, 2001, 22(3): 75-80.
Liu Jianzhong, Liu Xiaoli, Li Zhengping, Peng Yu & Zhou Shengmin. Coupling mechanics model of casing deformation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(3): 75-80.
- [10] 殷有泉, 蔡永恩, 陈朝伟, 刘继生. 非均匀地应力场中套管载荷的理论解 [J]. 石油学报, 2006, 27(4): 133-138.
Yin Youquan, Cai Yong'en, Chen Zhaowei & Liu Jisheng. Theoretical solution of casing loading in non-uniform ground stress field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 133-138.
- [11] 殷有泉, 李平恩. 非均匀载荷下套管强度的计算 [J]. 石油学报, 2007, 28(6): 138-141.
Yin Youquan & Li Ping'en. Computation of casing strength under non-uniform load[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(6): 138-141.
- [12] Behrmann LA & Elbel JL. Effect of perforations on fracture initiation[J]. JPT, 1991, 43(5): 608-615.
- [13] Labus TJ. Fluid jet technology: Fundamentals and applications[M]. St. Louis: Waterjet Technology Association, 1995.
- [14] El-Domiaty AA, Shabara MA, Abdel-Rahman AA & Al-Sabeeh AK. On the modelling of abrasive waterjet cutting[J]. The International Journal of Advanced Manufacturing Technology, 1996, 12(4): 255-265.
- [15] 牛继磊, 李根生, 宋剑, 马利成, 杜宝坛. 水力喷砂射孔参数实验研究 [J]. 石油钻探技术, 2003, 31(2): 14-16.
Niu Jilei, Li Gensheng, Song Jian, Ma Licheng & Du Baotan. An experimental study on abrasive water jet perforation parame-

- ters[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(2): 14-16.
- [16] 李根生, 牛继磊, 刘泽凯, 张毅. 水力喷射射孔机理实验研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2002, 26(2): 31-34.
Li Gensheng, Niu Jilei, Liu Zekai & Zhang Yi. Experimental study on mechanisms of hydraulic sand blasting perforation for improvement of oil production[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2002, 26(2): 31-34.
- [17] Liu Y & Sharma MM. Effect of fracture width and fluid rheology on proppant settling and retardation: An experimental study[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October 2005, Dallas, Texas, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/96208-MS>.
- [18] Dayan A, Stracener SM & Clark PE. Proppant transport in slick-water fracturing of shale gas formations[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 2009, New Orleans, Louisiana, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/125068-MS>.
- [19] Barree RD & Conway MW. Experimental and numerical modeling of convective proppant transport[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 25-28 September 1994, New Orleans, Louisiana, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/28564-MS>.
- [20] Sharma MM & Gadde PB. The impact of proppant retardation on propped fracture lengths[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October 2005, Dallas, Texas, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/97106-MS>.
- [21] Kirkby LL & Rockefeller HA. Proppant settling velocities in non-flowing slurries[C]//SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, 19-22 March 1985, Denver, Colorado, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/13906-MS>.
- [22] Brucato A, Grisafi F & Montante G. Particle drag coefficients in turbulent fluids[J]. Chemical Engineering Science, 1998, 53(18): 3295-3314.
- [23] Medlin WL, Sexton JH & Zumwalt GL. Sand transport experiments in thin fluids[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-26 September 1985, Las Vegas, Nevada, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/14469-MS>.
- [24] Mendoza EE, Aular J & Sousa LJ. Optimizing horizontal-well hydraulic-fracture spacing in the Eagle Ford Formation, Texas[C]//North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, 14-16 June 2011, The Woodlands, Texas, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/143681-MS>.
- (修改回稿日期 2016-10-28 编辑 韩晓渝)

中国石油西南油气田公司天然气年销量突破 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$

2016年12月26日8时,川渝天然气工业迎来里程碑式时刻——中国石油西南油气田公司(以下简称西南油气田)2016年天然气销量突破 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$,提前17天完成中国石油天然气股份有限公司下达的 $192.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 年度销售计划指标。2016年,西南油气田生产天然气 $195 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、销售天然气 $203 \times 10^8 \text{ m}^3$,天然气产量和销量均再创新高,同比分别增长24%和11%,远高于全国天然气产销量的增长速度。

由于经济增长乏力,2016年国内天然气市场需求不振。在严峻的市场形势下,西南油气田突出市场开发龙头,打出“资源配置一盘棋、产运储销一体化、生产经营一本账”三套“组合拳”,实现产销量双破历史纪录,超额完成“开源节流、降本增效”综合效益奋斗目标。

西南油气田以效益为导向,统筹自产气、页岩气、中贵线气、中缅线气、川东北高含硫项目气和中国石化购进气等6大资源管理,以保重点为原则,有效支撑中国石油天然气集团公司业务整体布局;以互通为手段,应急调峰保障体系日趋完善。同时,西南油气田创新营销思路方法,由“以产定销”调整为“以销定产”,确立“以效定销、以销定产、稳固份额、创造需求、引领市场”的工作思路;实施精细营销管理,坚持靶向施策,精准促销,实现14家促销客户淡季增产复产。截至2016年12月29日,累计促销增加销量 $6 \times 10^8 \text{ m}^3$,增加销售收入8.79亿元。西南油气田坚持按效排产,提高效益产量;坚持以效定销,突出销售效益;坚持投资回报,优化建产部署;坚持资产轻量化,优化资产结构;坚持先款后气,实现货款100%回收。

(天工 摘编自《中国石油报》)