



涪陵页岩气井“套中固套”机械封隔重复压裂技术

刘尧文 明月 张旭东 卞晓冰 张驰 王海涛

“Casing in Casing” Mechanical Isolation Refracturing Technology in Fuling Shale Gas Wells

LIU Yaowen, MING Yue, ZHANG Xudong, BIAN Xiaobing, ZHANG Chi, WANG Haitao

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022010>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

涪陵页岩气田水平井井身结构优化设计

The Optimization of Casing Programs for Horizontal Wells in the Fuling Shale Gas Field

石油钻探技术. 2017, 45(1): 17–20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201701003>

涪陵页岩气田加密井钻井关键技术

Key Drilling Technologies of Infill Wells in the Fuling Shale Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(5): 21–26 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020039>

涪陵页岩气田柱塞气举工艺研究与应用

Research and Application of Plunger Gas Lift Technology in the Fuling Shale Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(3): 102–107 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020022>

涪陵页岩气田绿色开发关键技术

Key Technologies of Green Development in the Fuling Shale Gas Field

石油钻探技术. 2018, 46(5): 8–13 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018115>

涪陵江东与平桥区块页岩气水平井井眼轨迹控制技术

Wellbore Trajectory Control Techniques for Horizontal Well in the Jiangdong and Pingqiao Blocks of the Fuling Shale Gas Field

石油钻探技术. 2017, 45(6): 14–18 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706003>

选择性重复压裂工具关键技术

Key Techniques of Selective Refracturing Tools

石油钻探技术. 2018, 46(4): 71–77 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018120>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2022010

引用格式: 刘尧文, 明月, 张旭东, 等. 涪陵页岩气井“套中固套”机械封隔重复压裂技术 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 86-91.

LIU Yaowen, MING Yue, ZHANG Xudong, et al. “Casing in casing” mechanical isolation refracturing technology in Fuling shale gas wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 86-91.

涪陵页岩气井“套中固套”机械封隔重复压裂技术

刘尧文¹, 明月¹, 张旭东², 卞晓冰², 张 驰¹, 王海涛²

(1. 中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司, 重庆 408100; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 102206)

摘 要: 针对涪陵页岩气田采用暂堵转向重复压裂工艺时施工难度大、增产效果不理想的问题, 在调研国外页岩气井重复压裂工艺的基础上, 对比分析了暂堵转向重复压裂与机械封隔重复压裂技术的原理与特点, 明确了机械封隔可完全封堵初次压裂射孔炮眼, 精准控制重复压裂水力裂缝起裂, 形成了“套中固套”机械封隔重复压裂技术。在涪陵页岩气田 JYAHF 井进行了“套中固套”机械封隔重复压裂技术试验, 在内径为 115.0 mm 的井筒中下入 $\phi 88.9$ mm 套管固井, 建立全新封闭井筒, 并针对不同剩余储量分布采用不同的重复压裂工艺。原井筒改造程度较高的井段, 以挖潜老缝间剩余资源为目标; 初次改造效果差的井段, 需要恢复老缝导流能力。JYAHF 井试验该技术后, 可采储量增加 0.36×10^8 m³, 采收率提高 4.8%。研究结果表明, “套中固套”机械封隔重复压裂技术增产效果明显, 可为国内页岩气田长期高效开发提供技术支撑。

关键词: 页岩气井; 重复压裂; 套中固套; 机械封隔; 小套管压裂; 涪陵页岩气田

中图分类号: TE357.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)03-0086-06

“Casing in Casing” Mechanical Isolation Refracturing Technology in Fuling Shale Gas Wells

LIU Yaowen¹, MING Yue¹, ZHANG Xudong², BIAN Xiaobing², ZHANG Chi¹, WANG Haitao²

(1. Sinopec Chongqing Fuling Shale Gas Exploration and Development Company, Chongqing, 408100, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 102206, China)

Abstract: The application of temporary plugging and diverting refracturing in Fuling Shale Gas Field brought on technical difficulties accompanied by poor production increase. To solve this problem, this paper analyzed principles and characteristics of technologies used in shale gas wells abroad. They included temporary plugging and diverting refracturing, and mechanical isolation refracturing. What was found was that that mechanical isolation could completely block the perforations and precisely control fracture initiation of hydraulic refracturing. From that, the “casing in casing” mechanical isolation refracturing technology took shape. In Fuling Shale Gas Field, this technology was tested with a casing (outer diameter of 88.9 mm) inserted into the other one (inner diameter of 115.0 mm) where in a new and closed well casing was formed. In addition, refracturing technologies targeted for different residual oil distribution in the reservoir were developed through studies. In the original well casing, attention should be paid to exploring the residual oil among fractures in the stimulated well section. At the same time, emphasis should target the poorly stimulated sections, to see how to recover the flow conductivity of the fractures. After implementing that technology in Well JYAHF, the recoverable reserve for a single well increased by 0.36×10^8 m³, and the recovery efficiency increased by 4.8%. The study shows that the “casing in casing” mechanical isolation refracturing technology can significantly improve the result of stimulation and provide technical support for long-term and efficient shale gas field development in China.

Key words: shale gas well; refracturing; casing in casing; mechanical isolation; small casing fracturing; Fuling Shale Gas Field

收稿日期: 2021-01-26; 改回日期: 2022-03-16。

作者简介: 刘尧文 (1967—), 男, 湖南浏阳人, 1988 年毕业于西安石油学院应用化学专业, 2008 年获长江大学石油与天然气工程专业工程硕士学位, 主要从事油气田开发工作。E-mail: jhyt_lyw@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目“海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究”(编号: U19B6003)资助。

页岩气储层具有低孔隙度、低渗透率的特点,需通过大规模水力压裂形成人工缝网提供渗流通道进行生产,但压裂改造后普遍存在产量递减速率快、稳产期短的问题^[1]。研究表明,重复压裂技术是低渗油气田开发中后期增产稳产的重要技术措施^[2-4]。通过多年探索,北美目前已形成较为成熟的重复压裂技术体系,多个区块多口页岩气井重复压裂后的 EUR 平均提高 180% 以上,增产效果明显^[5];国内页岩气井重复压裂技术仍处于起步探索阶段,缺少在长水平段水平井成功应用的案例^[6]。

涪陵页岩气田前期 3 口页岩气井进行了投球暂堵重复压裂先导试验,均出现施工难度大、重复压裂后稳产时间短和可采储量提高不明显等问题。为此,笔者在深入分析投球暂堵重复压裂工艺所存在问题的基础上,借鉴北美重复压裂的成功经验,转变技术思路,进行了气井压裂前剩余气分布评价、压裂改造方案优化^[7],形成了涪陵页岩气田“套中固套”机械封隔重复压裂技术,为页岩气老井提高采收率提供了一种可靠的技术方法。

1 投球暂堵重复压裂存在的问题

投球暂堵重复压裂工艺是针对改造不充分的段簇,采用“挤注提压+转向压裂”分阶段挖潜的方式提升气井产能^[8](见图 1)。首先,采用减阻水循环挤注补充老缝能量;然后,在主压阶段先投加可溶暂堵球封堵全井段的优势进液通道,再进行大规模水力压裂,迫使初次压裂未开启簇形成新缝,或再次改造初次压裂改造不充分的老缝^[9-10]。初次压裂生产一段时间后,老缝周围地层压力降低,井周地应力场随之变得更为复杂,重复压裂时液体会优先进入低压力区的优势通道,由于暂堵球封堵位置及封堵次序的随机性强,为后期增产带来较大的不

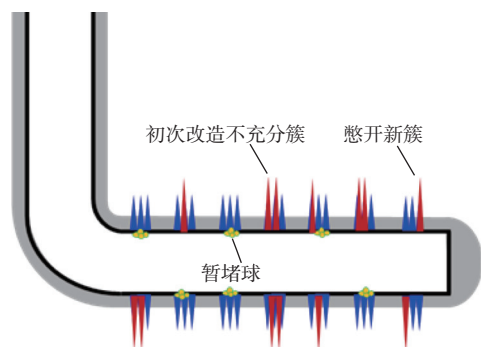


图 1 投球暂堵重复压裂工艺

Fig.1 Temporary plugging and diverting refracturing technology

确定性。

北美 Haynesville 气田实施暂堵转向重复压裂的 15 口井中,11 口井压后初期日产气量约为初次压裂后的 14%~46%,仅 4 口井达到 70%~76%,13 口井预计最终可采储量增加 $(0.1\sim0.5)\times 10^8 \text{ m}^3$ 不等,多数井改造效果不明显,且增产效果不稳定^[11]。涪陵页岩气田 3 口页岩气井前期采用投球暂堵工艺进行了重复压裂施工,施工过程中均出现压力逐级升高的现象,反映出近井地带滤失严重;压后初期日产气量为 $(0\sim4.2)\times 10^4 \text{ m}^3$,可采储量增加 $(0\sim0.1)\times 10^8 \text{ m}^3$,产气剖面显示产气贡献集中在根部,反映出多级循环反复改造跟端压裂段,采用投球暂堵不能实现全井段有效动用,现阶段投球暂堵重复压裂局限性较强。

2 “套中固套”机械封隔重复压裂技术

2.1 技术原理

“套中固套”机械封隔重复压裂技术是在原井筒内下入小尺寸套管固井,机械封隔初次压裂射孔孔眼,在井筒内形成新通道后,再次进行和初次改造步骤相同的分段射孔压裂^[12](见图 2)。该技术虽然成本高,工艺复杂,但能完全封堵已有射孔孔眼,且能精准控制起裂位置及压裂液走向,可大幅降低滤失引起的施工风险^[13-14],提高重复压裂的针对性。

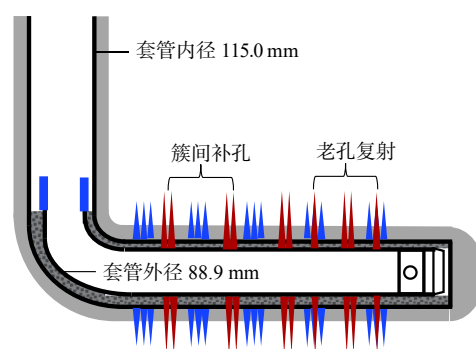


图 2 “套中固套”机械封隔重复压裂工艺

Fig.2 “Casing in casing” mechanical isolation refracturing technology

2016 年,“套中固套”机械封隔重复压裂技术在北美 Haynesville 气田成功应用,压后平均初期日产气量达到初次压裂后的 72%;随着技术日渐成熟,初期日产气量恢复率逐年提高,甚至超过初次压裂后日产气量的 111%^[15],目前该技术已在北美 Haynesville、Eagle Ford 等多个气田推广应用,但受技术、材料的制约,国内尚无应用井例。综合国内外调研及涪陵页岩气田早期先导试验结果,选

JYAHF 井进行“套中固套”机械封隔重复压裂技术现场试验。

2.2 改造潜力评价

JYAHF 井水平段长 1 200 m, 一类优质页岩气层钻遇率 90.8%, 水平段平均孔隙度 5.1%, 总有机碳含量 3.1%。该井初次压裂 15 段, 以单段 3 簇射孔为主, 平均簇间距 25.30 m, 平均段间距 30.00 m, 具有簇间补孔潜力。初次压裂用液强度 $20.4 \text{ m}^3/\text{m}$, 加砂强度 $0.6 \text{ m}^3/\text{m}$, 第 2 段、第 6 段、第 10 段和第 14 段加砂困难, 加砂量仅 $0 \sim 1.4 \text{ m}^3$, 缝内无有效支撑, 改造不充分。初次压裂后放喷测试, 井口压力 21.6 MPa, 测试产气量 $20.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 重复压裂前该井累计产量 $0.75 \times 10^8 \text{ m}^3$, 采用 RTA 方法预测可采储量 $1.19 \times 10^8 \text{ m}^3$,

剩余可采储量为 $0.44 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。周缘邻井同期累计采出页岩气 $(1.14 \sim 1.64) \times 10^8 \text{ m}^3$, JYAHF 井累计产气量大幅低于邻井, 具有较好的重复压裂潜力。

JYAHF 井于 2013 年 12 月投产, 至 2020 年 12 月重复压裂前, 平均日产气量 $1.1 \times 10^4 \text{ m}^3$, 套管压力 2.0 MPa, 已低于集气站外输压力 (5.6 MPa)。该井生产期间 2 次产气剖面测试结果显示, 各簇不同时间、不同制度下各段产气量占总产气量的百分比大致相同, 簇间产气量差异大, 56% 射孔簇不产气或微产气 (见图 3)。分析认为, 1~24 簇 (前半段) 为初次压裂低动用簇, 剩余气分布在原簇和簇间; 25~43 簇 (后半段) 储量动用程度较高, 剩余气分布以簇间为主^[16]。

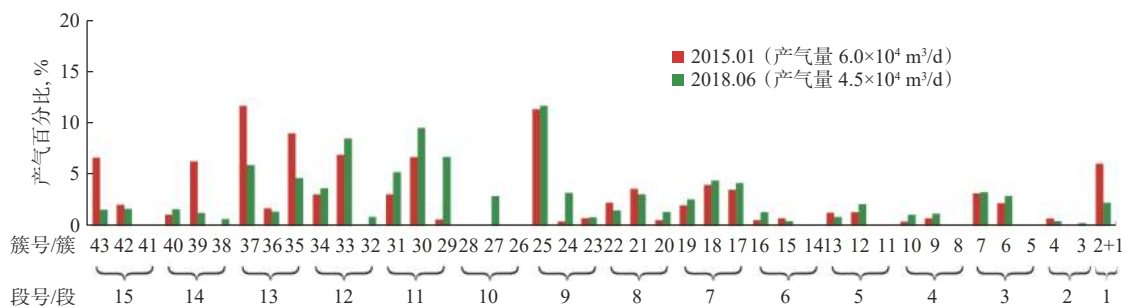


图3 JYAHF 井不同生产时间的各簇产气剖面

Fig.3 Gas production profile of each cluster in Well JYAHF at different production stages

2.3 压裂方案设计

重复压裂共设计 21 段, 其中 1~2 段分 3 簇射孔, 采用常规压裂工艺, 确保施工安全性; 3~12 段改造对象为初次压裂的 5~24 簇, 以挖潜簇间剩余资源为主, 提高老缝导流能力为辅, 采用单段 2 簇新孔加 2 簇老孔的射孔模式。为降低老缝亏空影响, 每段设计注入 $100 \sim 150 \text{ m}^3$ 减阻水补充地层能量, 段内分 2 级开展缝内暂堵转向重复压裂^[17]: 第一级以改造老缝为目的设计短携砂循环, 中途低排量高质量分数投加 4/200 目暂堵剂, 封堵老簇后进行第二级压裂改造新射孔簇, 单段施工规模 $1\,750 \text{ m}^3$; 13~21 段采用密切割+限流压裂工艺改造井筒后半段, 在老孔簇间补射新孔, 提高储量动用程度。为避免裂缝延伸沟通老缝, 经过模拟优化, 新缝与老缝的簇间距离缩小为 8.60 m, 控制压裂规模为 $1\,175 \text{ m}^3$ 。针对小套管施工摩阻大、井筒内流速快和地层滤失量大等问题^[18], 进行了以下 3 个方面的优化:

1) 重建井筒套管内径变小, 导致管柱摩阻增大; 双层套管射孔的外层套管射孔孔径变小为 5 mm 左右, 孔眼摩阻亦有所升高, 因此对排量进行

优化。冻胶阶段, 受施工限压影响, 前半段排量为 $6.0 \sim 7.0 \text{ m}^3/\text{min}$, 后半段排量为 $10.0 \sim 11.0 \text{ m}^3/\text{min}$; 减阻水阶段, 前半段排量为 $9.0 \sim 10.0 \text{ m}^3/\text{min}$, 后半段排量为 $11.0 \sim 12.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

2) 现场通过优化工艺流程, 新增了液体添加系统, 可实现压裂液一体化配制, 施工过程中根据工况在线变黏, 砂比提升后减阻水质量分数从 0.1% 阶梯提至 0.2%, 保障高流速下液体携砂性能的同时, 提升铺砂剖面的同步性和均质性。

3) 为解决因初次压裂产生的近井多裂缝发育导致的滤失问题, 确保后续加砂施工顺利, 前置液阶段采用高黏冻胶阶梯提升排量, 控制近井形成多裂缝及进液, 使其在压裂初期在近井地带形成主缝。

2.4 “套中固套”施工工艺

2.4.1 井筒处理

考虑初次压裂及生产对井筒的影响, 确保固井作业能够顺利施工, 要求井筒可通过直径大于 112.0 mm 的工具串, 井筒漏失速度小于 $25 \text{ L}/\text{min}$ 。首先, 工具串进行通过性验证, 在原内径 115.0 mm 井筒下入多臂井径仪, 测井显示 5 个井段结垢较严

重,地层漏失速度高达 160 L/min。为满足下入 $\phi 88.9$ mm 套管固井要求,需对原井筒进行回注增能和裂缝堵漏处理。采用外径 108.0~112.0 mm 的铣锥磨鞋通井,上下划眼正常,确保工具串正常通过。在此基础上,对井筒进行堵漏处理,首先回注 2% 氯化钾溶液 1 000 m³,井底压力由 9.4 MPa 提至 22.0 MPa 以上,增能的同时,堵漏剂能在近井地带形成支撑,保障堵漏效果;随后加入 28.9 m³ 碳酸钙颗粒和固化水封堵老射孔孔眼,漏失速度降至 16.4 L/min,分析认为井底稳定,满足固井施工条件。

2.4.2 下套管固井

在内径为 115.0 mm 的井筒下入 $\phi 88.9$ mm 套管固井,环空间隙小于 15.0 mm,套管居中难度大,为使固井质量优良率大于 90%,对水泥浆性能要求高。经过多轮次井筒通过性模拟试验,最终选择黏贴稳定性好、居中度高、摩阻低和射孔弹穿透性好的树脂带状扶正器,每根套管圆周上按 90° 分布,间距 2.40 m 螺旋形安装 4 片。JYAHF 井 2 281~3 978 m 井段共下入 154 组扶正器,试验测得平均居中度大于 80%。优选与固化水兼容性、稳定性好的水泥浆进行固井,在井深 2 240 m 处设置脱节器,代替北美常用的套管切割,降低泵送射孔施工难度。重建井筒候凝 48 h 后,测得固井质量优良率 99%,井筒试压 85 MPa 合格,满足下一步压裂施工要求。

3 现场施工与效果评价

3.1 重复压裂施工

JYAHF 井全部 21 段平均施工压力 52.7 MPa,平均施工排量 9.3 m³/min,压裂施工总液量 31 037 m³,用液强度 26.5 m³/m,设计液量完成率 100.3%,加砂总量 1 187.3 m³,加砂强度 1.1 m³/m,设计加砂量完成率 103.5%,高效完成了该井的重复压裂施工。2 种压裂工艺的施工参数见表 1。

表 1 JYAHF 井重复压裂施工参数

Table 1 Refracturing parameters of Well JYAHF

压裂段	施工压力/ MPa	施工排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	用液强度/ (m ³ ·m ⁻¹)	加砂强度/ (m ³ ·m ⁻¹)	暂堵剂 用量/kg
3~12	45~82	6~10	28.6~34.8	1.6~2.0	25~250
13~21	46~77	9~12	18.3~23.4	1.4~1.8	

新老缝协同改造的 3~12 段施工难度较大,因老缝存在不同程度亏空,施工第一级压力对排量极其敏感,低黏液体滤失量大,多次出现压力尖峰。在保障设计思路不变的情况下,现场对粉砂、暂堵

剂用量以及液体组合模式进行了调整,调整后压力波动幅度明显减小(见图 4)。

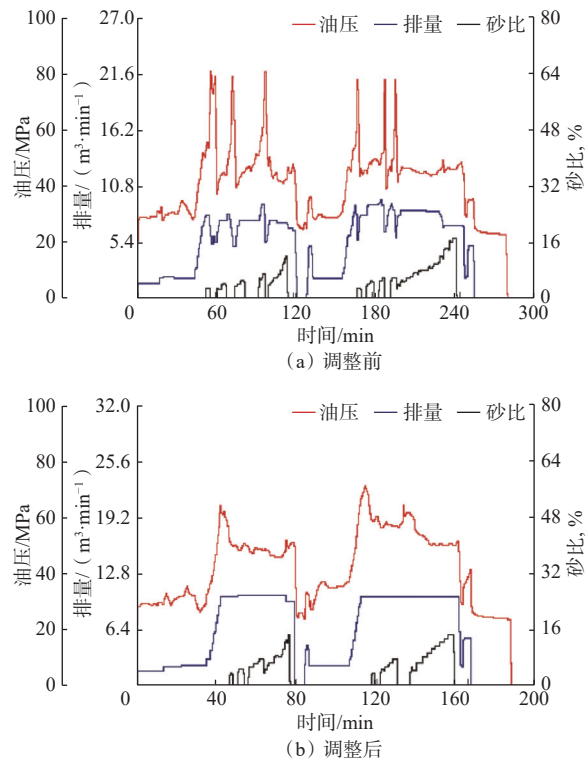


图 4 JYAHF 井调整前后压裂施工曲线

Fig.4 Fracturing curve of Well JYAHF before and after adjustment

1)第一级粉砂占比提高到 45% 以上,减小低排量下支撑剂在射孔孔眼和裂缝内的沉降率,增强老孔复射位置次级裂缝、微裂缝对产量的提升作用^[19]。

2)页岩气井压裂暂堵剂加量按经验设计为 4~7 kg/孔,经 3 段施工摸索,暂堵剂加量由 50 kg 优化为 250 kg,投加后起压幅度由 1.8 MPa 提升至 9.6 MPa,调整后第二级新缝改造时压力尖峰由 2~3 个减至 1 个以下,第二级排量由 6~8 m³/min 提高至 10 m³/min,后期按照设计要求施工顺利,调整后封堵效果好。

3)前置液阶段液体组合由“线性胶—交联胶—0.1% 减阻水”调整为“交联胶—线性胶—0.2% 减阻水”,并保持交联胶和线性胶的黏度(分别为 800 和 25 mPa·s)不变,将减阻水的黏度由 4 mPa·s 增至 10 mPa·s,这样有效降低各阶段流体之间的黏度差,可以减缓造缝后的液体滤失速度。

3.2 施工效果评价

JYAHF 井压裂后放喷测试,井口压力 16.4 MPa,测试产气量 18.4×10⁴ m³/d,分别恢复到初次压裂的

76.0%和88.0%。重复压裂前该井已进入增压间歇开采阶段,重复压裂后重新投产日均产气量 $6.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,初期日产气量较重复压裂前提高5.5倍。初次压裂后累计产气量达到 $1\,200 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时的弹性产率为 $71.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$,重复压裂后累计产气量达到 $1\,200 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时的弹性产率为 $54.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$,恢复率达76.7%(见图5)。考虑重复压裂前该井和周缘加密井生产情况,预计该井可采储量由 $1.19 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增加至 $1.55 \times 10^8 \text{ m}^3$,采收率提高4.8%,增产效果明显,表明“套中固套”机械封隔重复压裂技术在国内页岩气水平井试验取得成功。

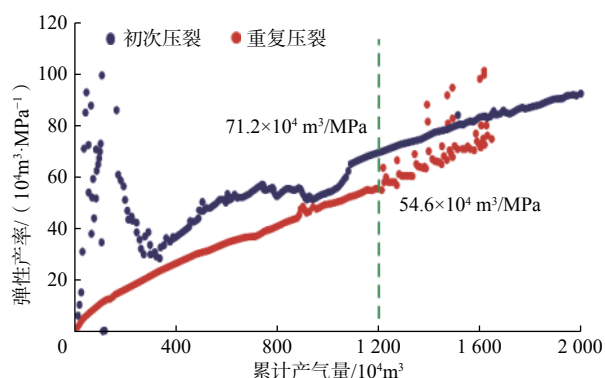


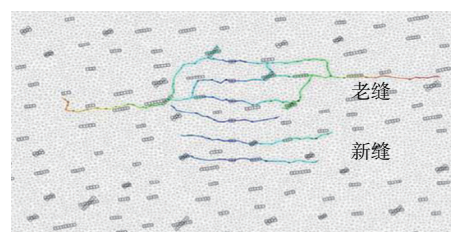
图5 JYAHF井初次和重复压裂后弹性产率对比

Fig.5 Elastic yield comparison between initial fracturing and refracturing in Well JYAHF

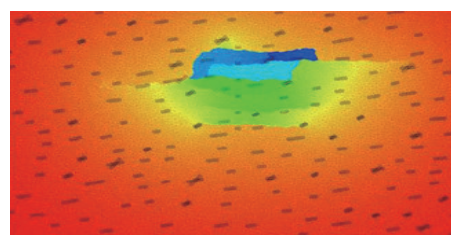
投产5个月后,该井产气剖面测试分析结果表明,前半段产气贡献率(平均75.3%)明显高于后半段(平均24.7%),表明剩余资源储量高是获得高产的基础。就段间差异而言,即使剩余资源量大致相当的段,不论产气贡献率还是段内各簇开启程度,暂堵工艺改均优于限流工艺。对射孔方式进行分析,3~12段老孔复射簇共20簇,初次压裂后平均产气量 $749 \text{ m}^3/\text{d}$,重复压裂后 $764 \text{ m}^3/\text{d}$,未达到增产目的。其中,老孔复射簇总产气量 $1.53 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,簇间补孔的20簇总产气量 $2.54 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,前半段62.4%产气贡献来自簇间补孔簇。

产气剖面数值模拟结果表明,压裂裂缝生产一段时间后,裂缝周围泄气区内的压力降低,导致泄气区内的地层应力场发生改变,老缝之间的区域应力差降低^[20],补射新簇后有利于裂缝复杂化,可最大限度地挖潜剩余储量。但在新老裂缝并存的情况下,液体优先进入老缝,且由于老缝周围应力场发生变化,老缝延伸的同时会相互沟通,造成液体效

率和改造体积效果有限^[21],增大了施工难度,导致出现压力尖峰(见图6)。



(a) 裂缝延伸轨迹



(b) 压力场变化

图6 JYAHF井重复压裂裂缝延伸轨迹及压力场模拟结果
Fig.6 Simulation of fracture extension and pressure field of Well JYAHF after refracturing

4 结论与建议

1)与投球暂堵重复压裂技术相比,“套中固套”机械封隔重复压裂技术可以完全封堵初次压裂射孔炮眼,实现页岩气水平井剩余气精准动用,技术有效性更强。

2)针对施工中前后半段均出现滤失严重导致排量提高困难的现象,建议开展减少射孔簇数、提高液体黏度、提高粉砂占比等试验,研究降低重复压裂近井地带滤失量的有效手段。

3)未进行缝内暂堵的段改造均匀程度低,老孔复射簇一定程度上增大了施工难度,且最终产气贡献率较低,建议围绕重复压裂簇间补孔、缝内暂堵工艺继续开展研究。

参考文献

References

- [1] 任岚,黄静,赵金洲,等.页岩气水平井重复压裂产能数值模拟[J].天然气勘探与开发,2019,42(2):100-106.
REN Lan, HUANG Jing, ZHAO Jinzhou, et al. Numerical simulation on productivity when shale-gas horizontal-well refracturing[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(2): 100-106.
- [2] 夏海帮.页岩气井双暂堵压裂技术研究与现场试验[J].石油钻探技术,2020,48(3):90-96.
XIA Haibang. The research and field testing of dual temporary plugging fracturing technology for shale gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(3): 90-96.

- [3] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(3): 425–430.
WANG Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling Area[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(3): 425–430.
- [4] 肖博, 李双明, 蒋廷学, 等. 页岩气井暂堵重复压裂技术研究进展[J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(24): 9707–9715.
XIAO Bo, LI Shuangming, JIANG Tingxue, et al. Research progress on temporary-plugging refracturing technology for shale gas wells[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(24): 9707–9715.
- [5] 张永春. 涪陵油田致密低渗油藏水平井重复压裂技术[J]. *断块油气田*, 2021, 28(5): 711–715.
ZHANG Yongchun. Horizontal well re-fracturing technology in tight and low permeability reservoir of Jinghe Oilfield[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(5): 711–715.
- [6] 蔡卓林, 赵续荣, 南荣丽, 等. 暂堵转向结合高排量体积重复压裂技术[J]. *断块油气田*, 2020, 27(5): 661–665.
CAI Zhuolin, ZHAO Xurong, NAN Rongli, et al. Volume re-fracturing technology of temporary plugging and diverting with high displacement[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2020, 27(5): 661–665.
- [7] 崔静, 高东伟, 毕文韬, 等. 页岩气井重复压裂选井评价模型研究及应用[J]. *岩性油气藏*, 2018, 30(6): 145–150.
CUI Jing, GAO Dongwei, BI Wentao, et al. Refracturing selection evaluation model for shale gas wells and its application[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2018, 30(6): 145–150.
- [8] 王峻源, 徐太平, 周京伟, 等. 高强度长效暂堵剂在水平井重复压裂上的应用[J]. *化工设计通讯*, 2020, 46(8): 83–85.
WANG Junyuan, XU Taiping, ZHOU Jingwei, et al. Application of a high-strength and long-acting temporary plugging agent in horizontal well re-fracturing[J]. *Chemical Engineering Design Communications*, 2020, 46(8): 83–85.
- [9] 何海波. 致密油水平井缝网增能重复压裂技术实践[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(4): 170–174.
HE Haibo. Practice of re-fracturing with network energization for horizontal well in tight oil reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(4): 170–174.
- [10] 周丹, 熊旭东, 何军榜, 等. 低渗透储层多级转向压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(1): 85–89.
ZHOU Dan, XIONG Xudong, HE Junbang, et al. Multi-stage deflective fracturing technology for low permeability reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(1): 85–89.
- [11] 马俊修, 兰正凯, 王丽荣, 等. 有效改造体积压裂效果评价方法及应用[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(5): 126–133.
MA Junxiu, LAN Zhengkai, WANG Lirong, et al. Evaluation method and application of ESRV fracturing effect[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(5): 126–133.
- [12] 李彦超, 何昀宾, 肖剑锋, 等. 页岩气水平井重复压裂层段优选与效果评估[J]. *天然气工业*, 2018, 38(7): 59–64.
LI Yanchao, HE Yunbin, XIAO Jianfeng, et al. Optimal selection and effect evaluation of re-fracturing intervals of shale-gas horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(7): 59–64.
- [13] 赵振峰, 李宪文, 马新星, 等. “井工厂”压裂模式下水力裂缝动态扩展模拟分析[J]. *长江大学学报(自然科学版)*, 2021, 18(6): 55–62.
ZHAO Zhenfeng, LI Xianwen, MA Xinxing, et al. Simulation analysis of dynamic propagation of hydraulic fracture under “well factory” fracturing mode[J]. *Journal of Yangtze University (Natural Science Edition)*, 2021, 18(6): 55–62.
- [14] 曾波, 王星皓, 黄浩勇, 等. 川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(5): 77–84.
ZENG Bo, WANG Xinghao, HUANG Haoyong, et al. Key technology of volumetric fracturing in deep shale gas horizontal wells in Southern Sichuan[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(5): 77–84.
- [15] 李奎东, 纪国法, 刘炜, 等. 页岩水平井重复压裂现地应力场计算方法[J]. *天然气勘探与开发*, 2020, 43(3): 110–118.
LI Kuidong, JI Guofa, LIU Wei, et al. A method for calculating current in-situ stress field before refracturing horizontal shale wells[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2020, 43(3): 110–118.
- [16] 张炜. 深部页岩压裂缝网体积模拟及应用[J]. *石油钻采工艺*, 2021, 43(1): 97–103.
ZHANG Wei. Deep shale hydraulic fracture network volume model and its application[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2021, 43(1): 97–103.
- [17] 任佳伟, 王贤君, 张先敏, 等. 大庆致密油藏水平井重复压裂及裂缝参数优化模拟[J]. *断块油气田*, 2020, 27(5): 638–642.
REN Jiawei, WANG Xianjun, ZHANG Xianmin, et al. Refracturing and fracture parameters optimization simulation for horizontal well in Daqing tight oil reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2020, 27(5): 638–642.
- [18] 曾凌翔, 郑云川, 蒲祖凤. 页岩重复压裂工艺技术研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(1): 65–68.
ZENG Lingxiang, ZHENG Yunchuan, PU Zufeng. Research and application of shale refracturing technology[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(1): 65–68.
- [19] 许建国, 刘光玉, 王艳玲. 致密储层缝内暂堵转向压裂工艺技术[J]. *石油钻采工艺*, 2021, 43(3): 374–378.
XU Jianguo, LIU Guangyu, WANG Yanling. Intrafracture temporary plugging and diversion fracturing technology suitable for tight reservoirs[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2021, 43(3): 374–378.
- [20] 李庆辉, 李少轩, 刘伟洲. 深层页岩气储层岩石力学特性及对压裂改造的影响[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(3): 130–138.
LI Qinghui, LI Shaoxuan, LIU Weizhou. Rock mechanical properties of deep shale gas reservoirs and their influence on fracturing stimulation[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(3): 130–138.
- [21] 李宪文, 刘顺, 陈强, 等. 考虑复杂裂缝网络的致密油藏水平井体积压裂改造效果评价[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(6): 73–82.
LI Xianwen, LIU Shun, CHEN Qiang, et al. An evaluation of the stimulation effect of horizontal well volumetric fracturing in tight reservoirs with complex fracture networks[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(6): 73–82.