

引用: 赵贤正, 金凤鸣, 陈长伟, 等. 陆相页岩油固井滑套单簇孔压裂技术与效果评价 [J]. 中国石油勘探, 2024,29(5):136-147.
Zhao Xianzheng, Jin Fengming, Chen Changwei, et al. Technology and result evaluation of well cementing sliding sleeve single-cluster hole fracturing for continental shale oil reservoir[J]. China Petroleum Exploration, 2024,29(5):136-147.

陆相页岩油固井滑套单簇孔压裂技术与效果评价

赵贤正¹ 金凤鸣² 陈长伟² 姜文亚² 韩文中² 刘学伟²
汤继周³ 许静² 柴公权² 张世林⁴ 盛茂⁵ 阴启武²

(1 中国石油集团天然气集团有限公司咨询中心; 2 中国石油大港油田公司; 3 同济大学; 4 中国石油集团渤海钻探工程有限公司;
5 中国石油大学(北京))

摘要: 针对渤海湾盆地沧东凹陷孔二段陆相页岩岩性变化大、非均质性强, 传统压裂导致页岩油水平井产量差异大的问题, 在 G108-8 井 500m 岩心精细描述基础上, 通过 GY5-1-9H 井固井滑套压裂工艺试验、多簇孔与单簇孔对比压裂模拟实验, 总结了单簇孔压裂在断陷盆地陆相页岩油压裂适应性、机理及压裂施工经验。研究表明, 固井滑套单簇孔压裂的裂缝开启均匀度较桥射多簇孔压裂可大幅提升 1.65~2.04 倍, 克服了桥射多簇孔压裂靠竞争起裂导致的有些簇孔压不开, 有些簇孔裂缝突进、窜导导致套管变形的难题。固井滑套单簇孔压裂工艺可减少泵送桥塞和射孔环节, 施工流程更加连续, 单日最多连续完成 11 级压裂施工, 施工压力低 20%~30%, 压裂车组也由 20 台减少到 9 台。GY5-1-9H 井应用该工艺实现单簇孔压裂 79 级 987m, 滑套间距(簇孔间距) 12.5m, 压裂后首年累计产油 10128t, 预测最终可采储量 EUR 3.77×10^4 t, 创造了国内页岩油水平井归一化千米井段首年累计产油和单井 EUR 最高纪录, 是同富集区桥射多簇孔压裂井的 1.34~3.15 倍; 该工艺在冀中拗陷束鹿凹陷应用也实现了页岩油水平井超 300 天的稳压稳产。固井滑套单簇孔压裂技术可为我国强非均质层系陆相页岩油的发展提供有益借鉴。

关键词: 固井滑套; 单簇孔压裂; 页岩油; 水平井; 断陷盆地

中图分类号: TE357.14 文献标识码: A DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2024.05.011

Technology and result evaluation of well cementing sliding sleeve single-cluster hole fracturing for continental shale oil reservoir

Zhao Xianzheng¹, Jin Fengming², Chen Changwei², Jiang Wenya², Han Wenzhong², Liu Xuewei²,
Tang Jizhou³, Xu Jing², Chai Gongquan², Zhang Shilin⁴, Sheng Mao⁵, Yin Qiwu²

(1 CNPC Consulting Center; 2 PetroChina Dagang Oilfield Company; 3 Tongji University; 4 CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd.;
5 China University of Petroleum (Beijing))

Abstract: In Cangdong Sag in Bohai Bay Basin, the continental shale in the second member of Kongdian Formation (Kong 2 member) has great variation in lithology and high heterogeneity, and shale oil production of horizontal wells is significantly different by applying traditional fracturing technologies. In view of these problems, core section with a length of 500 m in Well G108-8 has finely been described, and well cementing sliding sleeve fracturing technological test in Well GY5-1-9H and comparative fracturing simulation experiments between multi-cluster hole and single-cluster hole have been conducted, which enable to summarize the adaptability, mechanism, and fracturing construction

第一作者简介: 赵贤正(1962-), 男, 浙江义乌人, 博士, 2005年毕业于中国石油大学(北京), 教授级高级工程师, 李四光地质科学家、孙越崎能源大奖获得者, 主要从事油气勘探与开发综合研究工作。地址: 北京市西城区六铺炕街6号中国石油咨询中心, 邮政编码: 100724。E-mail: xzzhao@petrochina.com.cn

通信作者简介: 金凤鸣(1964-), 男, 河北衡水人, 博士, 2007年毕业于成都理工大学, 教授级高级工程师, 黄汲青青年地质科学技术奖获得者, 主要从事油气勘探地质综合研究工作。地址: 天津市滨海新区海滨街大港油田公司, 邮政编码 300280。E-mail: jy_jfm@petrochina.com.cn

收稿日期: 2024-07-16; 修改日期: 2024-09-11

experience of single-cluster fracturing technology for continental shale oil in fault basins. The study results show that the uniformity of fracture initiation by using well cementing sliding sleeve single-cluster hole fracturing has significantly been improved by 1.65-2.04 times compared to bridge plug multi-cluster hole fracturing, overcoming the failure of fracture opening in some clusters due to competitive fracture initiation, as well as problems of casing deformation caused by fluid fingering advance and frac-hit in some clusters. The process of bridge plug pumping and perforation is eliminated when applying well cementing sliding sleeve single-cluster hole fracturing technology, so the construction process is more continuous. A maximum of 11 stages of fracturing construction have continuously been operated in one day, with a construction pressure reduction of 20%–30%, and the number of fracturing trucks decreased from 20 to 9. In Well GY5-1-9H, this technology has been applied to implement single-cluster hole fracturing for 79 stages and 987 m, with a sliding sleeve spacing (cluster hole spacing) of 12.5 m. After fracturing, the cumulative oil production in the first year was 10128 t, and the predicted ultimate recoverable reserves (EUR) were 3.77×10^4 t, setting a record for the highest cumulative oil production and single well EUR of the normalized per kilometer section in shale oil horizontal well in China, which was 1.34-3.15 times that of multi-cluster hole fracturing wells in the same oil enrichment zone; It has also been applied in Shulu Sag in Jizhong Depression, and the steady pressure and production have been achieved in shale oil horizontal wells for over 300 days. This technology delivers useful reference for the development of highly homogeneous continental shale oil in China.

Key words: well cementing sliding sleeve; single-cluster hole fracturing; shale oil; horizontal well; fault basin

0 引言

页岩油气革命延长了世界石油工业生命周期, 助推了全球油气储量和产量增长、影响着各国能源战略格局^[1]。2021年美国海相页岩油年产量已达 3.62×10^8 t, 约占其石油总产量的 64.34%, 实现了能源独立; 我国页岩油资源潜力巨大, 预测可采资源量约为 131.8×10^8 t, 是我国的战略性接替资源^[2-7]。特别是在渤海湾、松辽、柴达木等盆地先后取得页岩型页岩油的稳定工业油流突破, 极大推动了我国的页岩油革命^[8-15]。但是, 我国页岩油主体以陆相为主, 单井的产量差异大, 总体上低于国外页岩油井的产量。分析认为, 我国页岩油井产量低的原因除了地质条件的差异外, 传统的压裂工艺还不能完全适应陆相页岩油地层的强非均质性也是主要原因之一。

2018年大港油田在黄骅坳陷沧东地区孔二段页岩油水平井 GD1702H 井水平段, 采用分段桥射多簇孔压裂, 压裂段长 1286m, 共划分 21 段 66 簇, 加液量 41100 m^3 (滑溜水 80%), 加砂量 1343 m^3 (石英砂 30%), 压裂后峰值日产油 68t, 试采日产油 20t 以上达 307 天, 累计产油超万吨, 实现了我国陆相断陷盆地页岩油的勘探突破^[13,15]。然而, 随后 2019 年—2020 年在同富集区、同富集层钻探的页岩油水平井, 继续采用分段桥塞多簇射孔压裂, 但产油量差异大。为消除压裂水平段长度差异 (701~1842m) 对产量的影响, 将水平井年产油量归一化到千米水平段, 首年累计产油量从 0.318×10^4 t 到 0.743×10^4 t, 单井 EUR 从 1.08×10^4 t 到 2.85×10^4 t, 相差 1~2 倍, 压裂改造效果难以把控, 同时还出现了多口井压裂窜扰、套管变形, 给页岩油的整体开发带来困惑。

固井滑套压裂是近年来发展起来的一项单簇孔压裂工艺, 已在美国和加拿大成功应用 11000 个, 单井最高纪录 220 个^[16-21]。2012 年, 美国在 Barnett 页岩地层首次使用连续油管激活压裂滑套技术 (CT-enabled frac sleeve), 9 天内完成 48 级滑套单簇孔压裂作业, 平均单级 (单簇孔) 压裂 2.1h, 最大泵注压力为 21.7MPa, 泵注液 14668 m^3 , 加砂量 1428t。2013 年, 在得克萨斯州 Eagle Ford 页岩油水平井采用多级滑套压裂技术, 24h 完成 16 级滑套单簇孔压裂, 平均泵注排量为 $8.6 \text{ m}^3/\text{min}$, 加砂量 109t, 比桥塞射孔压裂用时减少 66%。2014 年, 在新墨西哥州二叠盆地采用无限极滑套压裂技术完成 28 级滑套单簇孔压裂, 单级平均泵注时间为 1h, 排量为 $7.9 \text{ m}^3/\text{min}$, 泵注支撑剂为 90t, 最大泵注压力为 51.7MPa; 在南德克萨斯州 Escondido 致密气砂岩采用计数式滑套压裂技术, 48 小时完成 32 级滑套压裂, 最大泵注压力为 41.3MPa, 单级泵注支撑剂达 54.4t, 泵注排量为 $3.2 \text{ m}^3/\text{min}$; 在新墨西哥州利县 Delaware 盆地 Bone Spring 组使用连续油管激活滑套压裂技术, 33 小时完成 29 级滑套压裂, 平均单级压裂排量为 $6.4 \text{ m}^3/\text{min}$, 泵注压裂液为 256 m^3 、支撑剂 35t, 相对于桥塞射孔压裂减少水马力 4600 hp^4 。2019 年在 Zapadno-Ugutskoe 油田使用同直径压裂球激活压裂滑套技术, 116h 完成 8 级滑套压裂, 每级压裂泵送支撑剂 70t。

2012 年以来, 国内多家油气田也先后试验了固井滑套单簇孔压裂技术^[22-29]。其中, 鄂尔多斯盆地大牛地气田和红河油田 2014 年采用滑套单簇孔压裂技术, 完成水平井压裂 20 余口, 滑套打开成功率为 100%, 单井最多滑套压裂 12 级, 最大加砂量为 492.8 m^3 , 最

高施工压力 64MPa, 压裂后增产效果良好; 徐深气田 2016 年应用无限级滑套单簇孔压裂 12 级, 单级最高注入量为 770m³, 最大加砂量为 62m³; 新疆油田 2017 年以来, 应用无限级固井滑套技术完成水平井压裂 5 口井 140 级, 施工成功率为 98.6%, 最大井深为 4325m, 最大垂深为 2476.26m, 单井压裂最大水平段长 1203m, 单井最多压裂 33 级; 南川页岩气田 2020 年开展了 2 井次 16 级滑套单簇孔压裂, 滑套开启成功率为 100%, 压裂段数无限制且施工过程连续, 单段压裂平均耗时 3.5h, 单日最高完成 7 级压裂施工, 滑套间距 (簇孔间距) 为 44~46m。

大港油田面对沧东孔二段页岩油水平井桥射多簇孔压裂出现的复杂情况和产量的强不稳定性问题, 于 2020 年 11 月利用 GY5-1-9H 开展了 STG 固井滑套单簇孔压裂试验, 共完成 79 级 987m 水平段压裂, 滑套间距 (簇孔间距) 为 12.5m, 单井滑套压裂级数及间距为国内最高。通过对该井自 2020 年 12 月 28 日开始放喷至 2024 年 3 月 14 日 3 年多的生产跟踪 (其中自喷期 616 天, 泵抽 557 天), 发现固井滑套单簇孔压裂对页岩油地层的改造具有较大优势, 产油量得到大幅提升, 首年自喷累计产油达 10128t, 预测单井 EUR 达 3.77×10^4 t (已累计产油 24672t, 目前仍保持日产油 13.78t 水平), 创造了我国陆相页岩油水平井千米井段首年累计产油和单井 EUR 的最高记录。本文在 G108-8 井 500m 岩心精细描述基础上, 开展了多簇孔与单簇孔对比压裂模拟实验, 分析了 GY5-1-9H 固井滑套压裂段页岩岩性组合, 总结了单簇孔压裂在断陷盆地陆相页岩油压裂适应性、机理及压裂施工经验, 以期为我国陆相页岩油的发展提供有益借鉴。

1 区域地质背景

沧东凹陷是渤海湾盆地黄骅拗陷南部的一个次级构造单元, 勘探面积约 1760km², 是在区域性拉张背景下形成的新生代陆内断陷湖盆, 盆缘发育沧东和徐黑断层, 盆地次级断层十分发育, 呈北东向展布 (图 1a)。古近系盆地沉积地层主要为孔店组、沙河街组, 其中孔店组二段 (简称孔二段) 以深灰色—灰黑色泥页岩为主, 是主力生烃层系, 也是页岩油主要富集的层系。基于高频层序地层学原理, 自下而上将孔二段划一亚段 (Ek₂¹)、二亚段 (Ek₂²)、三亚段 (Ek₂³) 和四亚段 (Ek₂⁴) 等 4 个四级层序, 泥页岩地层厚度约为 400m, 主要分布在 Ek₂¹-Ek₂³, 并进一步划分为

C1—C7 共 7 个开发层系 (图 1b)。沧东凹陷孔二段页岩油是典型的“纹层型”页岩油, 页岩纹层理十分发育, 薄片视域下页岩纹层密度可达 11000 层/m, 以小于 2mm 的微米级薄纹层为主, 组成纹层的矿物主要为长英质、灰云质矿物, 或长英—灰云—黏土—有机质的混合。G108-8、GD12 等井 1200 余块次 X 射线衍射 (XRD)、有机碳含量 (TOC) 统计表明, 孔二段页岩整体具有高长英质、高 TOC、低黏土含量特点, 长英矿物含量平均为 34%、碳酸盐矿物含量平均为 34%、黏土含量平均为 16%、方沸石及其它矿物含量平均为 16%; TOC 含量最高达 12%, 平均为 3.6%。页岩微纳级孔隙发育, 主要为基质孔隙、微裂缝, 孔隙度 (氦孔隙度法) 一般小于 8%, 主体为 2%~4%。孔二段页岩普遍含油, 局部富集, 岩心荧光强度高, 综合页岩含油性、储集性、可压裂性等地质特征, 孔二段评价优选 7 个主富集层 (图 1b)。

2 固井滑套单簇孔压裂试验

2.1 固井滑套工具及施工工艺

STG 固井滑套工具主要由带预制压裂孔的外套管、可滑移的内套管和推动内套管滑移的螺卡 3 部分组成 (图 2), 内套管与螺卡相匹配, 即一把钥匙 (螺卡) 打开一把锁 (内衬套管)。利用该工具进行压裂施工准备及工艺流程如下: 首先完井时, 滑套工具连接油层套管一同下入井中固井, 此时预制压裂孔是被可滑移的内套管封闭的; 然后压裂施工时, 通过投放工具将螺卡投入井中, 到达目标滑套后通过液压推动内滑套滑移打开预制压裂孔, 再逐级进行单簇孔压裂施工。滑套中部预制有 12 个压裂簇孔, 呈环形排列, 孔形呈胶囊状, 单孔面积为 6.45cm², 而桥射簇孔 (炮眼) 呈螺旋排列, 孔形为圆状, 单孔面积为 0.6cm², 仅为滑套簇孔面积的 1/10。因此滑套工具可形成更大的过流面积、更低的摩阻, 使更多能量作用于地层, 形成更好的压裂效果。

2.2 试验井基本情况

GY5-1-9H 井位于沧东凹陷 GD12 断块, 为受两条北东东走向正断层夹持的顺倾向断块, 断块宽度为 700m。目的层孔二段页岩油 C1 富集层厚度为 70~80m, 总体上属于断层发育、断块破碎、地层及含油气性非均质性强的区域 (图 1)。该井于 2020 年 3 月 6 日开钻, 5 月 9 日完钻, 完钻进尺

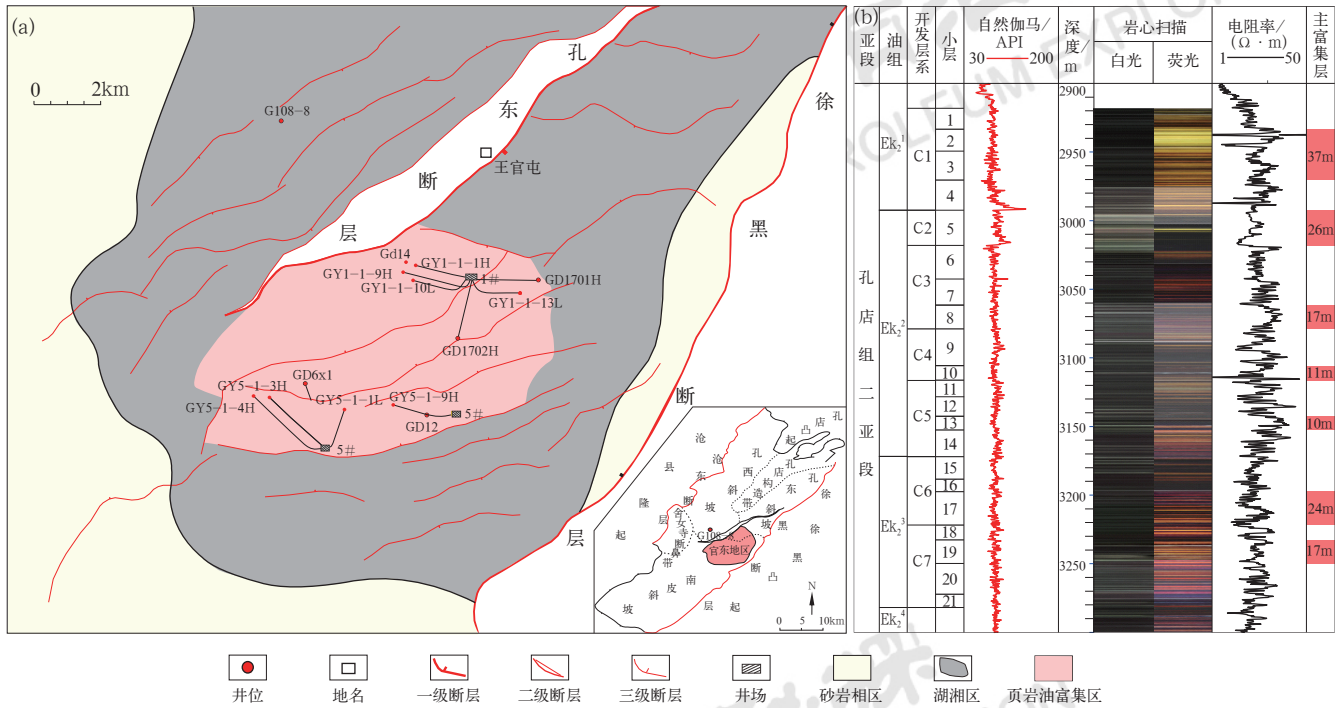


图 1 沧东凹陷孔二段页岩油区域构造特征图 (a) 及地层综合柱状图 (b)

Fig.1 Regional structural characteristics of shale oil in the second member of Kongdian Formation in Cangdong Sag (a) and comprehensive stratigraphic column (b)

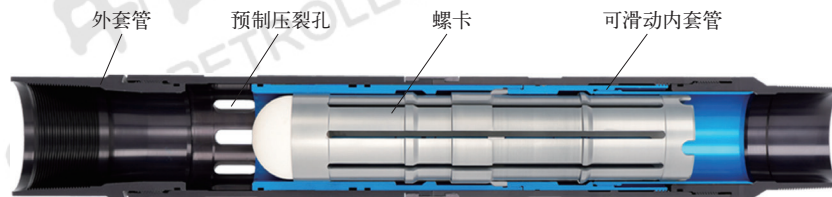


图 2 STG 固井滑套工具构成示意图

Fig.2 Schematic diagram of STG well cementing sliding sleeve assembly

5430m, 其中水平段长 1416m (进尺 4014~5430m, 垂深 3763~3857m), 最大井斜角为 90.5°, 方位为 270°, 与主应力夹角为 60°, 与边界断层夹角为 45°。水平段普遍含油普遍, 但非均质性强, 评价一类甜点层 367m、二类甜点层 422m, 甜点层岩性主要为长英质纹层页岩, 次为混合质和灰云质纹层页岩, 黏土含量为 15%~25%, 恢复至地层条件热解烃 S₁ 量为 2~15mg/g, 平均为 7.1mg/g。储集空间为纳米孔隙, 主体介于 50~500nm, 平均孔隙度为 3.2%, 渗透率为 0.01mD。

2.3 固井滑套单簇孔压裂施工

GY5-1-9H 为三开完井, 在完井过程中水平段每根油层套管连接一个带有预制簇孔的滑套一起下入

井中, 并一同固井, 每根滑套长 1.1m 左右, 加上油层套管长度, 滑套间隔为 12.5m (相当于单簇孔的压裂段长)。该井井油层套管外径 139.7mm, 壁厚 12.7mm, 钢级 Q125, 抗内压 137MPa, 固井中胶塞成功坐封, 碰压 43MPa。自 2020 年 11 月 3 日至 11 月 29 日, 使用 2000 型 9 台压裂机组, 完成 79 级 (个) 固井滑套单簇孔压裂。滑套井段 4110.8~5367.6m, 长 1256.8m, 其中中间两段舍弃, 未压裂, 实际压裂段长 987m。累计注入压裂液 37820m³, 支撑剂 2380m³, 施工排量为 8~9.5m³/min, 施工压力为 45~70MPa (图 3)。总施工时长为 106h, 其中正常压裂时长为 78h, 等停维护时长为 32h, 单日最高施工完成 11 级滑套压裂, 施工时长为 6h22min, 压裂段长 137.5m, 注入压裂液 2626.8m³, 支撑剂 118.4m³。

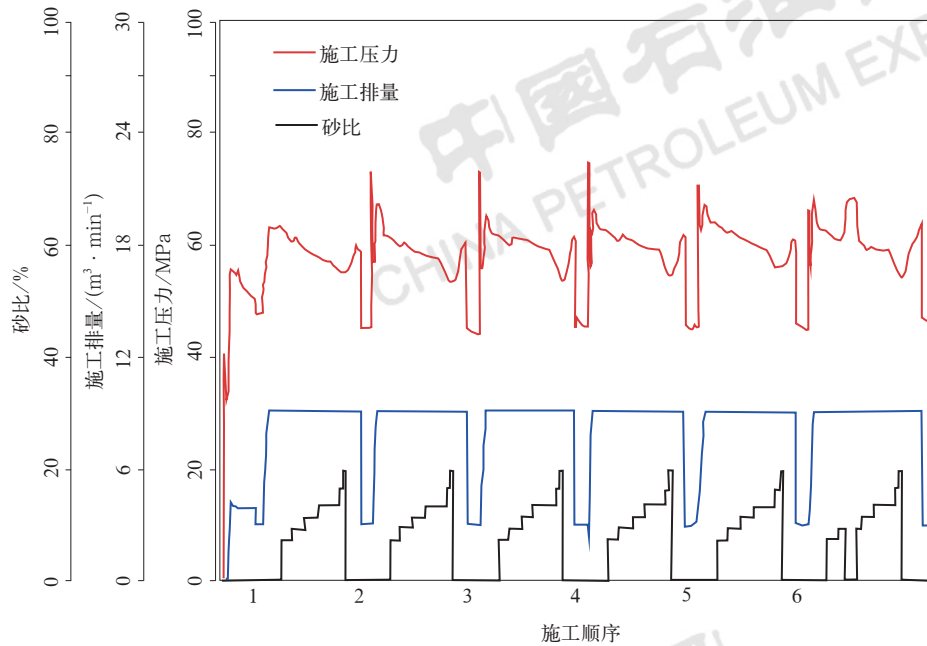


图3 GY5-1-9H井滑套单簇孔压裂施工曲线图(部分)

Fig.3: Construction curve of well cementing sliding sleeve single-cluster hole fracturing for Well GY5-1-9H (part)

滑套单簇孔压裂具体施工程序为：(1) 打开首个目标滑套。先注入滑溜水 14m^3 ，施工排量提高至 $4.37\text{m}^3/\text{min}$ 时投入与目标滑套对应的螺卡工具；注入液体为 48m^3 时，螺卡进入水平段，降低排量至 $3.0\text{m}^3/\text{min}$ 、施工压力为 54MPa ；利用高频压力声波检测仪，通过声波信号异常及压力变化异常检测螺卡在井筒中的运行情况，累计注入液体 58.5m^3 时声波信号及压力陡升，说明螺卡到达指定目标滑套位置，施工压力由 54MPa 升至 60.2MPa ，目标滑套预制孔及水泥环被打开（图4），然后进入地层压裂施工。

(2) 压裂施工。滑套预制孔打开后即刻开始压裂施工，施工排量逐步提高至 $9\text{m}^3/\text{min}$ ，施工压力最高上升至 77MPa ，注入滑溜水 60m^3 后，开始加入 $70/140$ 目石英砂，初始石英砂比为 9% ，逐渐提高至 14% ，加入设计的石英砂 11.5m^3 。(3) 顶替施工。加砂完毕后直接注入高黏滑溜水 30m^3 、低黏滑溜水 30m^3 ，顶替施工结束，当日首个滑套单簇孔压裂施工完成。单个滑套压裂总用时 47 分钟。(4) 循环施工。不间断重复上述过程，逐级（个）打开后续目标滑套预制孔进行压裂施工，直至完成当日滑套压裂目标。

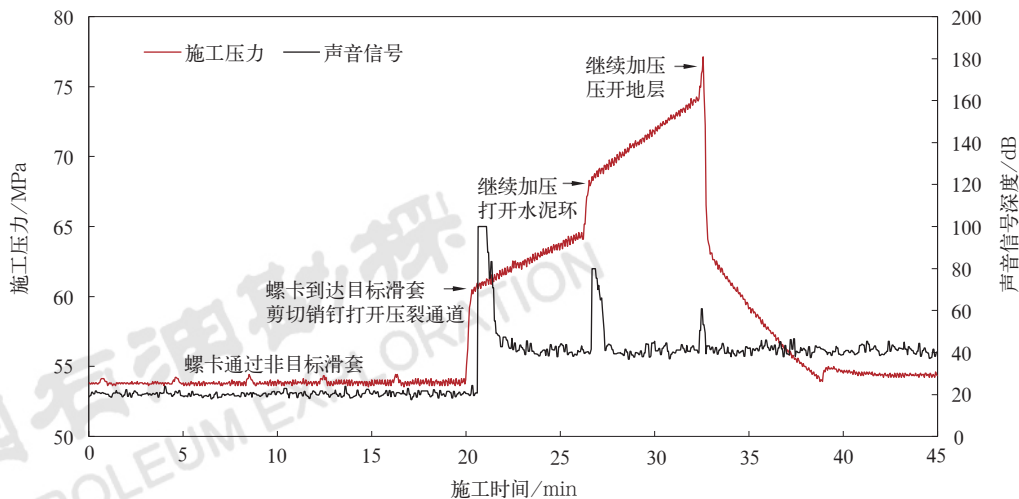


图4 螺卡运移及滑套打开过程声波信号及压力变化监测曲线图

Fig.4 Monitoring curves of acoustic signal and pressure change during the process of screw moving and sliding sleeve opening

3 单簇孔压裂的适用性

3.1 陆相页岩层系岩性组合

沧东凹陷孔二段页岩层系岩性纵向非均质性强，表现为长英质页岩、混合质页岩、白云质页岩、长英质白云岩高频互层（图 5），这与 GY5-1-9H 井压裂过程中的压力曲线变化较大及其反映的页岩地层非均质性较为一致。测井和岩心尺度上，不同准层序单元内岩性组合及沉积韵律旋回也存在差异，声波时差（AC）及密度（DEN）曲线呈中高频锯齿形交互。SQ ⑨-1 为薄层状白云质页岩组合，单层厚度为 0.26~1.4m，平均为 0.7m，测井解释地层厚度平均为 0.9m，测井响应具有中低声波时差、中高密度、高电阻率的特点，AC、DEN 呈中频锯齿形，该组合脆性矿物含量平均为 86%，其中石英和长石矿物含量

平均为 27%，碳酸盐矿物含量平均为 45%。SQ ⑨-2 为纹层状混合质页岩组合，白云质页岩、混合质页岩、长英质页岩各占 1/3，无明显优势岩类，整体呈“千层饼”韵律互层分布，单层厚度为 0.24~1.0m，平均为 0.5m，测井解释地层厚度平均为 0.6m，脆性矿物含量平均为 82%，其中石英和长石矿物含量平均为 29%，碳酸盐矿物含量平均为 36%。SQ ⑨-3 为厚层状长英质页岩组合，单层厚度为 0.4~1.5m，平均为 1.2m，测井解释地层厚度平均 1.5m，AC、DEN 呈齿化箱形，脆性矿物含量平均为 78%，其中石英和长石矿物含量平均为 29%，碳酸盐平均含量为 24%。SQ ⑨-4 为厚层状白云质页岩组合，单层厚度为 0.5~2.0m，平均为 1.3m，测井解释地层厚度平均为 2.0m，AC、DEN 呈齿化箱形，脆性矿物含量平均为 85%，其中石英和长石矿物含量平均为 29%，碳酸盐矿物含量平均为 37%。

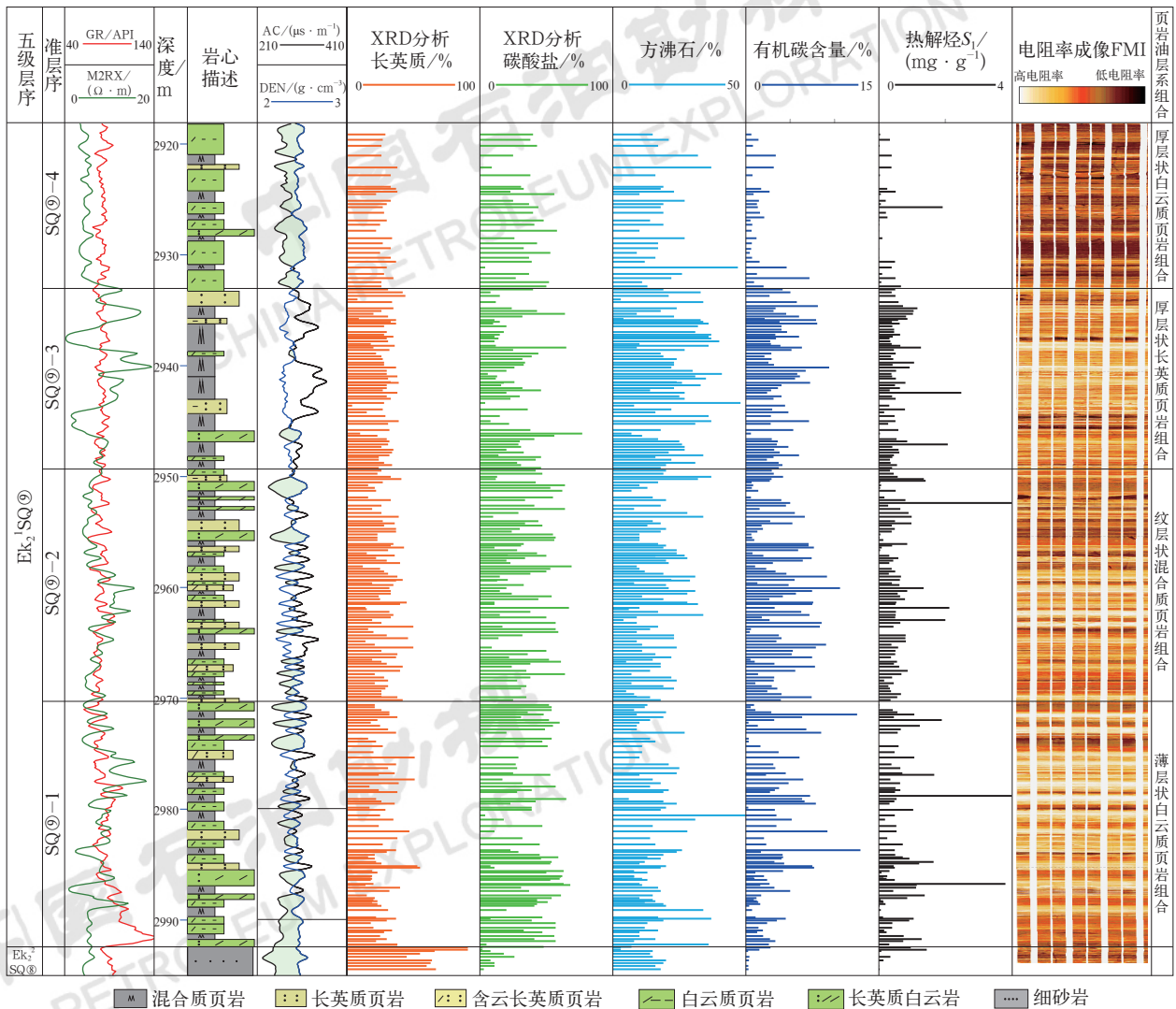


图 5 G108-8 井 Ek21SQ ⑨页岩油层系组合划分综合柱状图

Fig.5 Comprehensive column of Ek21SQ ⑨ shale oil layer combination division in Well G108-8

3.2 大段多簇孔压裂的存在问题

实现对页岩油地层的均衡压裂、充分改造是提高页岩油产量和采收率的关键，也是压裂追求的目标，但是，大段桥射多簇孔压裂靠簇孔间竞争起裂的压裂机制，往往会造成不同簇孔的裂缝开启不均衡。强非均质地层在压裂时，不同岩性力学性质往往导致岩石间竞争起裂，压裂液向最容易破裂和最先破裂的方向、部位集中，破裂压力低的簇孔一旦破裂，压力得到释放，其他破裂压力高的簇孔就很难再起裂，也就难以实现页岩油地层的均衡、充分压裂改造。而且最先破裂的簇孔又容易形成裂缝

突进、窜扰，进一步加剧地层改造的不均衡、不充分性。GD1701H、GD1702H 两口页岩油水平井开展了5~6簇分段压裂，微地震监测结果显示，不同压裂段间的微地震事件叠加在一起难以区分，表明不同段间的压裂窜扰十分严重，容易破裂的部位被不同段的压裂施工重复、反复改造，而有些部位则始终得不到很好改造。如GD1701H井第13、14段压裂的微地震事件主要集中于第10~12段附近，地层被反复改造，而第14段地层基本没有得到改造（图6）。由此不难推测，同一段也存在簇间起裂不均衡、不充分问题，这直接导致了页岩油水平井产量的不稳定、甚至低产。

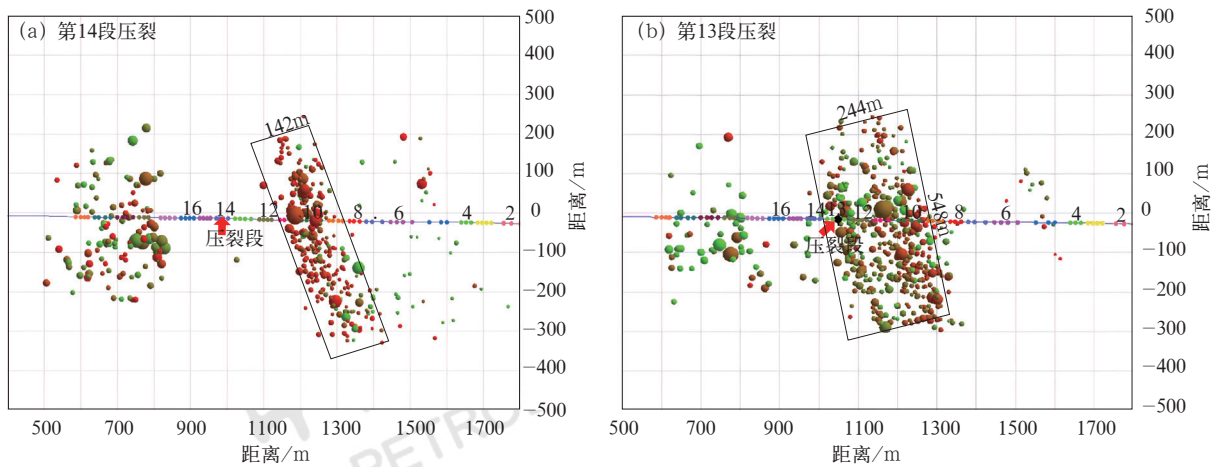


图6 GD1701H页岩油地层桥射多簇压裂微地震监测俯视图

Fig.6 Top view of microseismic monitoring of bridge plug multi-cluster hole fracturing for shale oil layer in Well GD1701H

3.3 多簇孔与单簇孔压裂模拟对比实验

以沧东孔二段页岩油地层为模型，采用三维离散格子法模拟大段多簇孔压裂（分段压裂）、边簇孔暂堵压裂和短段单簇孔压裂（通点压裂）的裂缝扩展情况，压裂液泵注排量为 $12\text{m}^3/\text{min}$ ，簇孔数为5簇，簇间距为15m。模拟结果表明，天然裂缝存在时，5簇孔一起压裂的裂缝呈现非均匀扩展（图7a）。受天然裂缝影响，压裂裂缝扩展过程中裂缝轨迹呈现迂曲形态，部分天然裂缝被激活使得水力裂缝出现分叉形态，中间区域有两簇长度及宽度明显低于其他裂缝，无法保证支撑剂顺利进入并实现充分填充。模拟时，通过暂堵边簇孔眼，以改善分段压裂射孔簇起裂扩展。暂堵压裂各簇裂缝扩展轨迹仍受天然裂缝影响，但裂缝分叉现象减弱，且暂堵后中间仍存在一簇裂缝起裂扩展不充分（图7b）。短段单簇孔压裂各级裂缝均

有效起裂（图7c），裂缝扩展形态单一且均匀，裂缝扩展轨迹受天然裂缝影响较小，储层的天然结构弱面（微小断层等）无法轻易改变裂缝形态。不同压裂方式的压裂后沿井筒方向应力场模拟结果（图7d-f）显示，分段压裂及暂堵压裂各簇裂缝由于压裂液的同时涌入，簇间存在明显的应力集中和干扰。而单簇孔压裂每段各裂缝注入量有限，且非同时注入，诱导应力分布较分散，这解释了为何其裂缝扩展形态单一、有效起裂射孔簇更多。根据模拟结果计算，短段单簇孔逐级压裂改造的裂缝均匀度是大段多簇孔同时压裂改造的1.65~2.04倍，这应是固井滑套短段单簇压裂较桥射上段多簇压裂页岩油产量提升的根本原因。

保持压裂段长不变，设置簇孔数分别为3簇、5簇和7簇，探究不同压裂方式下不同裂缝簇数对压裂改造的影响。从裂缝形态分析，多簇孔同时压裂（图8a、b、c）的裂缝整体呈现两侧长中间短的形状

态，随着裂缝簇数增加，中间区域裂缝扩展进一步受到抑制，低品质簇孔和无效簇孔数量增加，由此表明，增加射孔簇数并不能提高桥射分段压裂改造的均匀程度。而对比滑套单簇孔压裂（图 8d、e、f）裂缝起裂均衡充分，无失效簇孔，3 簇孔时，各裂缝长度基本

相同，随着簇孔数的增加，相同段长下簇孔间距降低，缝间干扰增强，每簇裂缝长度呈现小幅差异，但整体上单簇孔逐点压裂时的裂缝横向扩展角均衡、充分，天然裂缝无法显著改变裂缝扩展轨迹和扩展规律，增加裂缝簇数不影响单簇逐点压裂裂缝均匀扩展。

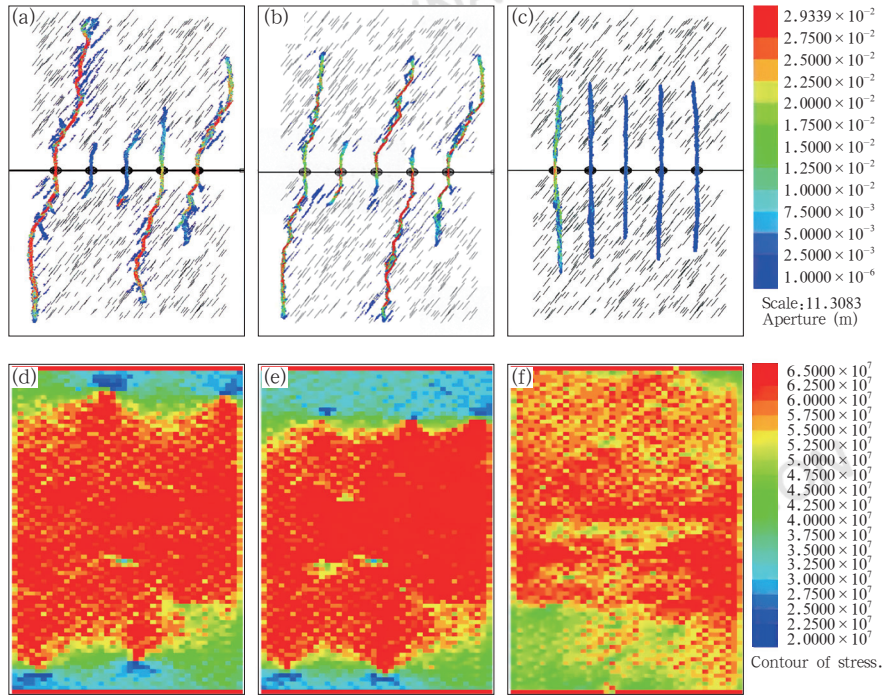


图 7 不同压裂方式裂缝扩展模拟结果图

Fig.7 Simulation results of fracture propagation with various fracturing methods

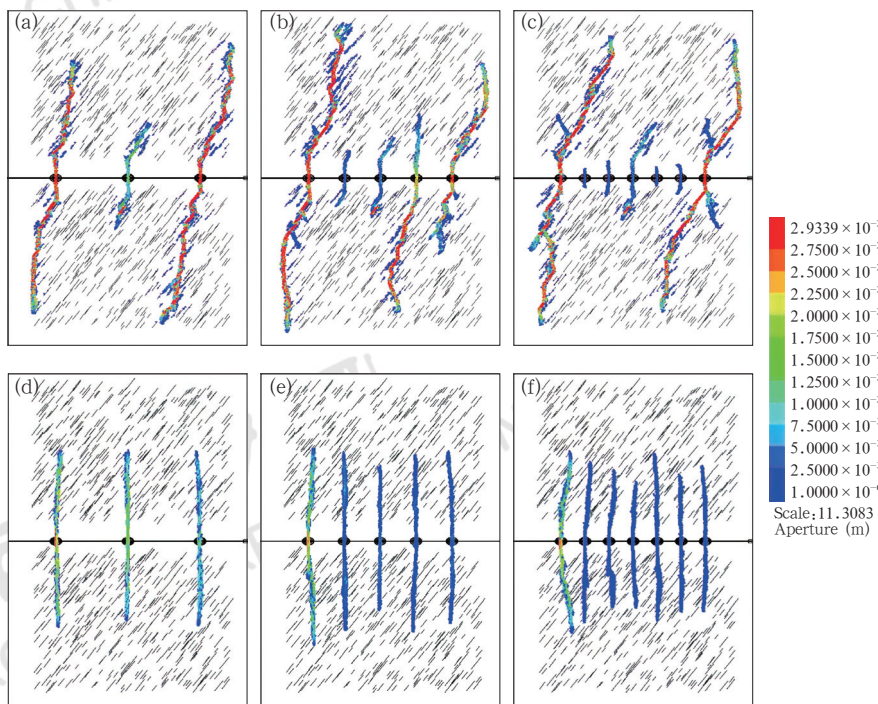


图 8 不同簇数下分段压裂裂缝扩展模拟结果图

Fig.8 Simulation results of fracture propagation by multi-stage fracturing with various cluster numbers

开展不同排量下的裂缝扩展模拟对比,单簇孔压裂也具有明显优势。桥射5簇孔同时压裂模拟结果表明(图9a—c),压裂液排量为 $8\text{m}^3/\text{min}$ 时,5簇孔中有3簇孔无效裂缝,随着排量增加,裂缝扩展情况得以改善,提升压裂液排量能适当提高裂缝扩展均匀程度;当压裂液排量为 $16\text{m}^3/\text{min}$ 时,裂缝扩展总长度和激活天然裂缝数量较低时排量有显著提高。说明

多簇孔压裂施工时,提升压裂液排量在裂缝改造体积和裂缝复杂度上存在一定改观,但压裂改造的裂缝均衡性、均匀度仍然较差。不同排量下单簇孔压裂裂缝扩展模拟结果表明(图9d—f),不同排量下逐点压裂裂缝的扩展长度有所增加,但形态上并无较大变化,各簇裂缝扩展的均匀度较好,说明改变压裂液排量对滑套单簇孔压裂裂缝形态影响较小。

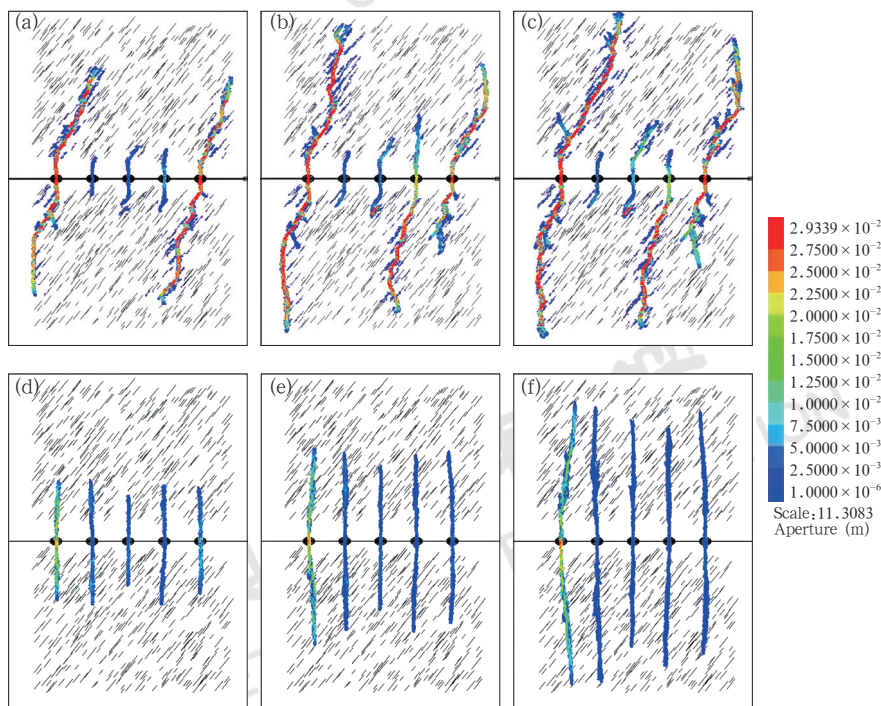


图9 不同排量下桥射多簇孔压裂裂缝扩展模拟结果图

Fig.9 Simulation results of fracture propagation by bridge plug multi-cluster hole fracturing with different displacements

3.4 多簇孔与单簇孔压裂施工对比

桥射多簇孔压裂用液强度为 $27.9\sim 43.1\text{m}^3/\text{m}$,加砂强度为 $1.0\sim 3.2\text{m}^3/\text{min}$,施工排量为 $10\sim 13\text{m}^3/\text{min}$,施工压力为 $70\sim 80\text{MPa}$ 。固井滑套单簇孔压裂不仅实现了“刀刀切”均衡压裂,而且与桥射多簇孔压裂在用液量、用砂量基本相当的情况下对比,水马力需求降低了35%,压裂车组用量减少了一半,施工压力为 $45\sim 70\text{MPa}$,与桥射多簇孔压裂相比降低了 $10\sim 25\text{MPa}$,而且施工排量由桥射5~7簇孔的 $14\text{m}^3/\text{min}$ 变成了单簇孔的 $9\text{m}^3/\text{min}$ (表1),相当于单簇孔的施工排量增大了3~4倍,实现了“聚能”压裂,极大提高了压裂改造的裂缝扩展效果。施工压力的降低,还有效避免了施工中的套管变形,甚至还可适当降低套管的抗压钢级。2018—2019年共实施水平井桥射多簇孔压裂16井次,施工压力为 $70\sim 80\text{MPa}$,套变4井次,累计损失18段/95簇,损失油层1233m。另外,固井滑套单簇孔压裂不再需要桥塞分段和射孔。

4 单簇孔压裂成效与注意问题

4.1 压裂成效

GY5-1-9H井完成压裂后闷井18天,压力由 36.2MPa 降至 29MPa ,压降为 7.2MPa ;2020年12月17日开始放喷,第17天见油,见油返排率为2.48%,2mm油嘴生产37天后,由于砂堵,压力由 19.2MPa 降至 0.3MPa ,产量由16.9t降至2t;2021年4月8日连续油管作业解堵后;2021年4月11日2mm油嘴恢复放喷,压力由 0.9MPa 恢复至 22MPa ,自喷峰值日产油57t,首年自喷累计产油10128t。截至2024年3月18日,已自喷生产616天,下泵生产561天,累计产油24727t,返排率为26.8%。目前仍保持日产油13.83t水平,含水率为27.6%,预测EUR为37719t。创造了我国陆相页岩油千米水平井段首年累计产油和单井EUR的最高记录(图10)。

表 1 固井滑套单簇孔压裂 GY5-1-9H 井与同区域同层位桥射多簇孔压裂井指标对比

Table 1 Comparison of fracturing engineering indicators between well cementing sliding sleeve single-cluster hole fracturing in Well GY5-1-9H and bridge plug multi-cluster hole fracturing wells in the same area and horizon

井号	压裂水平段长/m	平均 S_1 / (mg·g ⁻¹)	平均黏土含量/%	压裂方式	单次压裂段长/m	总压裂段数	总压裂簇数	注入液量 / (m ³ ·m ⁻¹)	加砂量 (m ³ /m)	施工排量 / (m ³ ·min ⁻¹)	施工压力 / MPa	水马力 / hp	压裂车 / 台	首年累计油 / 10 ⁴ t	折千米首年累计油 / 10 ⁴ t	单井 EUR / 10 ⁴ t	折千米 EUR / 10 ⁴ t	效果对比 (倍数)
GY5-1-9H	988	7.1	19.3	滑套单簇孔	12.5	79	79	38.3	2.4	8~9.5	45~70	14896	9	1.0128	1.025	3.77	3.82	
GY5-1-1L	956	9.2	19.1	桥塞多簇孔	60	16	93	31.7	2.6	12~13	70~80	23296	19	0.7106	0.743	2.72	2.85	1.34
GY1-1-9H	1514	11.1	21.2		57	26	157	28.5	2.5	12~13	70~80	23296	19	0.5664	0.374	2.82	1.86	2.05
GY5-1-3H	1842	10.7	16.2		50	37	221	31.1	2.5	12~13	70~80	23296	19	1.2685	0.689	4.16	2.26	1.69
GY5-1-4H	1830	9.7	15.1		50	31	1830	28	2.4	11~14	70~76	27366	22	1.1915	0.651	3.94	2.15	1.78
GD1701H	942	6.9	25		63	16	63	36.2	1.5	10~12	70~80	21504	19	0.6248	0.663	1.02	1.08	1.54
GD1702H	1286	3.7	19.9		61	21	84	31.6	1.0	10~12	70~80	21504	19	0.7269	0.565	1.88	1.46	1.81
GY1-1-1H	701	8.6	16		35	20	82	43.1	3.2	12~13	70~80	23296	19	0.2607	0.372	0.85	1.21	3.15
GY1-1-10L	1083	6.1	23.9		64	17	109	27.9	2.6	12~13	70~80	23296	19	0.3442	0.318	1.71	1.58	2.42
GY1-1-13L	828	11.3	19.4		56	15	92	31.7	2.8	12~13	70~80	23296	19	0.3629	0.438	1.42	1.71	2.23

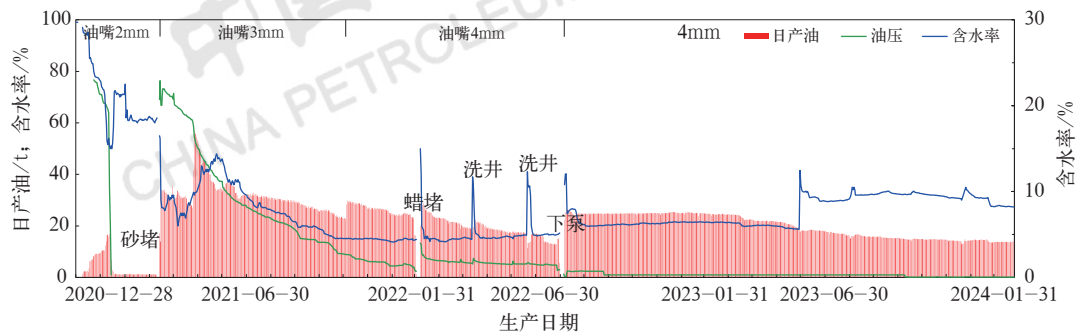


图 10 固井滑套单簇孔压裂 GY5-1-9H 井生产曲线

Fig.10 Production curve of Well GY5-1-9H by using well cementing sliding sleeve single-cluster hole fracturing

在官东地区，与 GY5-1-9H 井同 I 类富集区、同 C1 富集层钻探的页岩油水平井主要有 8 口，分别是 GY1-1-9H、GD1701H、GD1702H、GY1-1-1H、GY1-1-10L、GY1-1-13L、GY5-1-1L、GY5-1-3H，各项钻井地质指标及压裂参数详见表 1。从表 1 中可看出，各井的地质指标基本相同，GY5-1-9H 平均 S_1 含量为 7.1mg/g，与 GY5-1-3H、GY5-1-4H 相比略低，但该井的折千米井段首年累计产油量和 EUR 最高，折千米井段 EUR 是桥射多簇压裂各井的 1.34~3.15 倍，固井滑套单簇孔压裂增油效果十分显著（图 11）。

该技术在冀中坳陷束鹿凹陷沙三段页岩油水平井

应用也取得超 300 天的稳压稳产效果。SY302x 井采用固井滑套单簇孔压裂施工，日产油连续稳定在 10 吨，生产压力较放喷初期由 20Mpa 下降为 10Mpa；而邻井 SY301x 井采用常规压裂改造，生产 37 天，日产油由 20 吨 / 天下降为 13 吨 / 天，井口压力由 30Mpa 下降为 10Mpa。

4.2 注意的问题

GY5-1-9H 滑套单簇孔压裂施工总体顺利，也获得了最好的产量效果，但在施工过程中出现两次施工异常。一是投送的 2 号螺卡滑套压裂打开工具，因井筒中有杂物，在第 8 号滑套附近遇阻，导

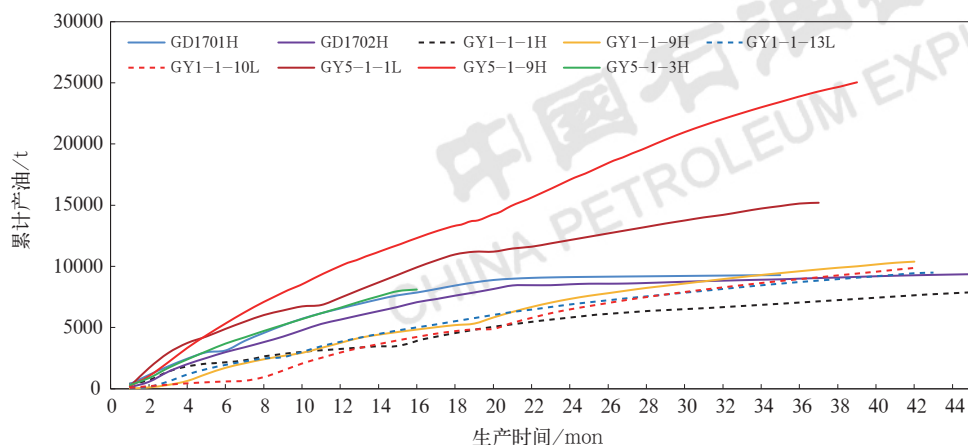


图 11 官东地区页岩油水平井归一化千米井段累计产油曲线对比图

Fig.11 Comparison of cumulative shale oil production curve of the normalized per kilometer section in horizontal wells in Guandong area

致 2~8 多滑套未能打开压裂。二是投送的 73 号螺卡滑套压裂打开工具, 在第 84 号滑套附近遇阻, 导致 73~84 号滑套未能正常打开压裂。由于螺卡外径与滑套内径的间隙为 4mm, 在螺卡的穿行过程中一旦井筒中存在杂物, 容易造成螺卡运行受阻不能入位, 导致滑套不能被打开。因此, 使用固井滑套单簇孔压裂工艺, 一是要尽量保证井轨迹平滑, 减少“蛇形”井眼; 二是要做好施工前的井筒冲洗, 保障井筒的清洁性; 三是要尽可能连续施工, 减少等停导致的井筒沉砂干扰; 四是要严格保障入井材料的纯洁性, 防止杂物的进入。

5 结论

(1) 滑套短段单簇孔压裂可实现所有压裂孔的全部有效起裂, 有效克服了桥射大段多簇孔压裂靠竞争起裂导致的部分簇孔因竞争不过而压不开的问题。

(2) 滑套短段单簇孔压裂的施工排量为 $9\text{m}^3/\text{min}$, 远高于施工排量 $14\sim 16\text{m}^3/\text{min}$ 的桥射大段多簇孔压裂分配到单个簇孔上的施工排量 $2\sim 3\text{m}^3/\text{min}$, 能够更好地克服陆相页岩油地层普遍存在的非均质性及微断层(裂缝)导致的压裂窜扰等, 大幅提高压裂改造的裂缝均匀度。

(3) 滑套单簇压裂较桥射多簇压裂施工压力降低 20%~30%, 使用压裂车组减少一半, 同时减少了电缆传输泵送桥塞和射孔枪射孔施工环节, 占用施工场地更小, 耗能更低, 施工更连续也 safer, 并降低了套管变形概率。

(4) 固井滑套单簇孔压裂工艺适用于陆相强非均质性的页岩层系, 压裂缝开启均匀度较桥射多簇

孔压裂可大幅提升 1.65~2.04 倍, 压裂改造产油提升显著, 归一化千米井段首年累计产油是同富集区桥射多簇孔压裂井的 1.34~3.15 倍, 其中 GY5-1-9H 滑套单簇压裂 79 级 987m, 首年产油 10128t, $\text{EUR}3.77 \times 10^4$, 创造了我国陆相页岩油归一化千米井段首年产油量和单井 EUR 最高纪录。

参考文献

- [1] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1):1-12.
Zou Caineng, Pan Songqi, Jing Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1):1-12.
- [2] 杨雷, 金之钧. 全球页岩油发展及展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5):553-559.
Yang Lei, Jin Zhijun. Global shale oil development and prospects[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5):553-559.
- [3] 金之钧. 页岩革命及其意义[J]. 经济导刊, 2019, 10:49-52.
Jin Zhijun. Shale revolution and its significance[J]. Economic Herald, 2019, 10:49-52.
- [4] Soeder D J. The successful development of gas and oil resources from shales in North America[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 163:399-420.
- [5] 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6):1276-1287.
Jin Zhijun, Zhu Rukai, Liang Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6):1276-1287.
- [6] 胡素云, 赵文智, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油发展潜力与技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4):819-828.
Hu Suyun, Zhao Wenzhi, Hou Lianhua, et al. Development potential and technical strategy of continental shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4):819-828.
- [7] 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 2021, 42(7):821-835.
Jin Zhijun, Wang Guanping, Liu Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in

- China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(7): 821–835.
- [8] 韩文中, 赵贤正, 金凤鸣, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段湖相页岩油甜点评价与勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 777–786.
Han Wenzhong, Zhao Xianzheng, Jin Fengming, *et al.* Sweet spots evaluation and exploration of lacustrine shale oil of the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 777–786.
- [9] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景: 以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(2): 143–162.
Zhao Xianzheng, Pu Xiugang, Zhou Lihong, *et al.* Enrichment-theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: a case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 143–162.
- [10] 孙焕泉. 济阳坳陷页岩油勘探实践与认识[J]. *中国石油勘探*, 2017, 22(4): 1–14.
Sun Huanquan. Exploration practice and cognitions of shale oil in Jiyang Depression[J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(4): 1–14.
- [11] 李国欣, 朱如凯, 张永庶, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油地质特征、评价标准及发现意义[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(1): 18–31.
Li Guoxin, Zhu Rukai, Zhang Yongshu, *et al.* Geological characteristics, evaluation criteria and discovery significance of Paleogene Yingxiongling shale oil in Qaidam Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 18–31.
- [12] 蒲秀刚, 金凤鸣, 韩文中, 等. 陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术: 以沧东凹陷孔二段为例[J]. *石油学报*, 2019, 40(8): 997–1012.
Pu Xiugang, Jin Fengming, Han Wenzhong, *et al.* Sweet spots geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil: a case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(8): 997–1012.
- [13] 赵贤正, 周立宏, 赵敏, 等. 陆相页岩油工业化开发突破与实践: 以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 589–600.
Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Zhao Min, *et al.* Break-through and practice of industrial development on continental shale oil: a case study on Kong-2 member in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 589–600.
- [14] 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等. 陆相致密油与页岩油藏特征差异性及其勘探实践意义: 以渤海湾盆地黄骅坳陷为例[J]. *地球科学*, 2021, 46(2): 555–571.
Zhou Lihong, Chen Changwei, Han Guomeng, *et al.* Difference characteristics between continental shale oil and tight oil and exploration practice: a case from Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Earth Science*, 2021, 46(2): 555–571.
- [15] 金凤鸣, 韩文中, 时战楠, 等. 黄骅坳陷纹层型页岩油富集与提产提效关键技术[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(3): 100–120.
Jin Fengming, Han Wenzhong, Shi Zhannan, *et al.* Enrichment characteristics and production and efficiency enhancing technologies for oil in terrestrial laminar shale of Huanghua Depression in Bohai Bay Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(3): 100–120.
- [16] Castro L, Watkins T, Bedore B A, *et al.* Reducing Operational Time, Fluid Usage, Hydraulic Horsepower, Risk, and Downtime: Targeted Fracs Using CT-Enabled Frac Sleeves[J]. *Society of Petroleum Engineers*. 2012. DOI: 10.2118/154391-MS.
- [17] Akopyan B A, Grebnev P V, Vikulin N A, *et al.* New opportunities for multistage stimulation design frac sleeves activated by single-sized dissolvable balls[C]//SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020.
- [18] Filyukov R V, Algadi O A, Luna D. Multistage hydraulic fracturing using coiled tubing-activated frac sleeves; case study from the Permian Basin[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2014.
- [19] Fruge E, Wellhoefer B, Adcock G W, *et al.* Cemented multistage sleeve completion Improves efficiency of fracture-stimulation in an Eagle Ford Shale Well[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2013.
- [20] Lane C, Laun L E, Schlosser D. Reducing water volume in multistage fracturing using sliding sleeves and coiled tubing deployed resettable frac isolation[J]. *Engineering, Environment Science*, 2013.
- [21] Yuan F, Blanton E, Inglesfield J. Single-size-ball intervention less multi-stage stimulation system improves stimulated reservoir volume and eliminates milling requirements; case studies[C]//SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition.
- [22] 秦金立, 陈作, 杨同玉, 等. 鄂尔多斯盆地水平井多级滑套分段压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2015, 43(1): 7–12.
Qin Jinli, Chen Zuo, Yang Tongyu, *et al.* Technology of staged fracturing with multi-stage sleeves for horizontal wells in the Ordos Basin[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(1): 7–12.
- [23] 刘岩. 连续油管无限级高效压裂技术在大庆油田的应用[J]. *化学工程与装备*, 2017, 11(11): 148–150.
Liu Yan. Application of infinite level high efficiency fracturing technology for continuous tubing in Daqing Oilfield[J]. *Chemical Engineering & Equipment*, 2017, 11(11): 148–150.
- [24] 吕玮, 张建, 董建国, 等. 水平井固井预置滑套多级分段压裂完井技术[J]. *石油机械*, 2013, 41(11): 88–90.
Lv Wei, Zhang Jian, Dong Jianguo, *et al.* Pre installed sliding sleeve multi-stage fracturing completion technology for horizontal well [J]. *China Petroleum Machinery*, 2013, 41(11): 88–90.
- [25] 刘海龙, 陈刚, 蒋建华, 等. 无限级固井滑套分压技术现场实践与适用性分析[J]. *石油和化工设备*, 2023, 26(1): 97–101.
Liu Hailong, Chen Gang, Jiang Jianhua, *et al.* On site practice and applicability analysis of infinite level cementing sliding sleeve partial pressure technology[J]. *Petroleum and Chemical Equipment*, 2023, 26(1): 97–101.
- [26] 王兴. 无限级滑套压裂技术在徐深气田的应用分析[J]. *化学工程与设备*, 2017, 2: 121–123.
Wang Xing. Application analysis of infinite stage sliding sleeve fracturing technology in Xushen Gasfield[J]. *Chemical Engineering & Equipment*, 2017, 2: 121–123.
- [27] 杨永青, 王治华, 王磊, 等. 无限级滑套压裂新工艺在苏里格气田的应用[J]. *钻采工艺*, 2015, 38(1): 62–63, 75.
Yang Yongqing, Wang Zhihua, Wang Lei, *et al.* Application of infinite sliding fracturing technology in Sulige Gas Field[J]. *Drilling and Production Technology*, 2015, 38(1): 62–63, 75.
- [28] 夏海帮, 包凯, 王睿. 页岩气井用新型无限级全通径滑套压裂技术先导试验[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 390–394.
Xia Haibang, Bao Kai, Wang Rui. Pilot test of new infinite full bore sliding fracturing technology for shale gas wells[J]. *Oil and Gas Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 390–394.
- [29] 张道鹏, 谢明, 李斌, 等. 无限级套管滑套分段压裂工具研制与应用[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(4): 82–84.
Zhang Daopeng, Xie Ming, Li Bin, *et al.* Development and application of infinite level casing sliding sleeve segmented fracturing tool[J]. *Drilling and Production Technology*, 2020, 43(4): 82–84.