

水力割缝压裂联作技术在非常规油气中的应用研究

曾 鸣¹ 李啸南¹ 龙 明² 黄子俊¹ 宫汝祥¹

(1. 中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300452)

(2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452)

摘 要: 相比美国海相致密油气, 我国陆相致密油气地质条件更复杂、非均质性更强^[1]。针对非常规油气开发中水平井体积压裂存在的地层破裂压力过高、全井或者部分目的层无法压裂, 最大与最小水平主应力关系难以协调, 分段分簇之间相互压裂干扰导致水平段产液不均衡, 单井初期产量低等问题^[2], 提出了水力割缝压裂联作技术, 现场4口井试验表明, 同水平井体积压裂相比, 水力割缝压裂联作技术提高单井产量是前者的1.7倍, 作业时间是前者的1/5, 说明水力割缝压裂联作技术能一定程度提高非常规致密油气产量, 减少地层污染, 对中国陆相致密油气的有效开发具有重要的理论和生产意义。

关键词: 非常规; 水平井; 水力割缝; 体积压裂; 联作增透

Abstract: Compared with the marine tight oil and gas in the United States, China's terrestrial tight oil and gas geological conditions are more complex and heterogeneous. For unconventional oil and gas development, the formation fracture pressure of horizontal well volume fracturing is too high, all or part of the well the target layer cannot be fractured, the relationship between the maximum and minimum horizontal principal stresses is difficult to coordinate, the mutual fracturing interference between the sub-clusters causes the uneven fluid production in the horizontal section, and the initial low production of a single well. The field test of 4 wells shows that, compared with horizontal well volume fracturing, the combined hydraulic cutting and fracturing technology can increase the single well production by 1.7 times, and the operation time is 1/5 of the former, indicating that hydraulic cutting The combined fracturing technology can increase unconventional tight oil and gas production to a certain extent, reduce formation pollution, and has important theoretical and production significance for the effective development of China's continental tight oil and gas.

Key words: unconventional; horizontal well; hydraulic slotting; volume fracturing; co-operation

1 水力割缝压裂联作技术简介

非常规油气水平井体积压裂目前多采用连续油管射孔然后分段分簇压裂全井一次性钻塞投产的方式, 对压裂方式、压裂液、支撑剂类型、压裂施工参数等优化设计要求非常高^[3]。施工中当地层较致密破裂压力较高或粘土矿物含量多, 水敏造成粘土膨胀、油层结蜡严重等原因往往造成全井目的层压不开无注入量, 地面泵入压力迅速上升到工具及设备的最高极限压力造成压裂失败, 另外在水平井分簇压裂施工中后压开的裂缝会有向先压开裂缝方向偏移的趋势, 微震监测结果显示仅20%~30%的射孔簇贡献了绝大部分产能, 增加射孔簇数量并不能提高可贡献产能的射孔数量^[4]。示踪剂也证实了由于高速流体和支撑剂的冲刷, 射孔簇初始的孔道很快被溶蚀, 当这些孔道变大时, 其余的压裂段就没有被有效地压开, 全井产能偏低^[5], 因此提出了水力割缝压裂联作技术。

水力割缝压裂联作技术特点是分段分簇拖动水力割缝空井筒压裂。水力割缝枪在井下动力端的带动下按一定速度自上而下移动一定距离, 喷射高压含砂水流在套管及岩石上切割一定数量长缝。穿射深度大, 泄流面积大, 没有压实污染, 割缝后降低了地层破裂压力, 井周应力场重新调整, 渗透率得到明显改善, 通过与水平井体积压裂联作增透作用, 提高了缝网复杂程度, 扩大了接触面积, 显著改善油气产能, 作业费用低、作业时间短。工作流程是连接水力割缝桥塞联作工具总成、连续油管下入到位、投入小球打压坐封桥塞、脱手上提到射孔位置、投入大球打压

开启喷枪、泵送砂浆割缝到设计长度和簇数、起出连续油管、连接压裂井口及管线、空井筒压裂、返排投产。割缝工具外径73.2mm, 喷嘴直径3mm, 耐磨性高; 设备耐温280℃, 耐压103MPa, 耐H₂S和CO₂; 单次割缝长度、缝高、缝密、相位可调。缝深600~1500mm、套管缝宽9~12mm, 排量小, 单缝施工排量为0.08m³/min, 砂液比3~6%, 用时短, 割长度5cm的缝只需30min。

表1 水平井压裂技术与水力割缝压裂联作技术对比

项目	水平井体积压裂	水力割缝压裂联作技术
施工工艺	连续油管射孔、坐封桥塞分段分簇压裂	拖动桥塞联作水力割缝、空井筒压裂
技术对比	①地层破裂压力过高, 无法压裂; ②最大与最小水平主应力关系不协调, 无法形成复杂缝网; ③压裂层段射孔簇相互干扰, 应力集中, 水平段产液不均衡; ④拖动压裂滑套砂堵, 砂卡, 井埋, 压裂排量上不去, 作业费用高, 作业时间长; ⑤射孔压实污染。	①较好的降破能力; ②改变井筒周围应力场, 形成复杂缝网; ③一次性压裂, 水平段产液均衡; ④作业费用低、作业时间短, 作业风险小; ⑤无射孔压实污染。

2 现场试验

本次现场试验分别为: 水力割缝压裂联作试验、普通射孔体积压裂试验、水力割缝试验和深穿透射孔抽采试验, 试验地点选在东部某地区致密油气丛式井组中的SLFY-H2井、SLFY-H3井、SLFY-H4井、SLFY-H6井, 从表2中可以看出, 这4口井生产层位均为K1层, 储层物性一致,

渗透率 0.1MD, 各井之间距离 150m, 每种方案试验结果具有一定的可比性。

表 2 东部某地区致密油气丛式井组 4 口试验井 K1 层基本情况

井号	分段分簇	水平段长度 m	生产层位	生产层厚度 m	试验方式	孔隙度 %	渗透率 MD
SLFY-H2	9 段 9 簇	1050	K1	3.2	水力割缝压裂联作	6.3	0.1
SLFY-H3	9 段 9 簇	1164	K1	3.2	体积压裂	6.5	0.1
SLFY-H4	10 段 10 簇	1253	K1	3.2	水力割缝	7.1	0.1
SLFY-H6	11 段 11 簇	1275	K1	3.2	深穿透射孔	7.5	0.1

2.1 水力割缝压裂联作试验

SLFY-H2 井设计 9 段 9 簇, 完钻井深 3863m, 油层厚度 3.2m, 平均渗透率 0.1MD, 其中水平段进尺 1050m, 2019 年 7 月 3 日开始水力割缝, 每单簇施工选择 120° 螺旋 3~6 缝, 采取投球联作坐封桥塞工艺大大提高了连续油管作业效率, 坐封桥塞前可循环洗井, 割缝完成后封隔器上提解封直接拖动到下一目标层段继续水力割缝, 完成 9 段 9 簇水力割缝后起出连续油管, 连接压裂井口及管线, 2019 年 7 月 4 日开始空井筒压裂, 作业时间 9.5 天, 水力割缝阶段加砂 21.6m³, 空井筒压裂阶段累计注入压裂液 2845m³。

2.2 普通射孔体积压裂试验

SLFY-H3 井设计 9 段 9 簇, 完钻井深 3924m, 油层厚度 3.2m, 平均渗透率 0.1MD, 其中水平段进尺 1164m, 2019 年 7 月 6 日开始选用 89mmHSD 射孔枪传输射孔, 每级射孔 2~3 簇, 簇长 0.6m/0.9m, 孔密 20 孔 /m, 射孔相位 60°, 孔径 9mm, 穿深 0.9m。全井段射孔完成后下速钻压裂桥塞坐封后开始分段分簇体积压裂, 上提压裂设备桥塞封堵下一目标层段后开始压裂, 2019 年 8 月 21 日完成水平井体积压裂, 作业时间 52 天, 累计注入压裂液 3942m³。

2.3 水力割缝试验

SLFY-H3 井设计 10 段 10 簇, 完钻井深 4013m, 油层厚度 3.2m, 平均渗透率 0.1MD, 其中水平段进尺 1253m, 2019 年 7 月 5 日开始水力割缝, 每单簇施工选择 120° 螺旋 3~6 缝, 完成 10 段 10 簇水力割缝后起出连续油管投产, 作业时间 2.5 天, 水力割缝阶段加砂 25.4m³。

2.4 深穿透射孔抽采试验

SLFY-H4 井设计 11 段 11 簇, 完钻井深 3975m, 油层厚度 3.2m, 平均渗透率 0.1MD, 其中水平段进尺 1275m, 2019 年 7 月 3 日采用 127 射孔枪连续油管深穿透射孔 30 孔 /m, 作业时间 7.1 天。

对比致密油不同改造试验结果, 由图 1 可知, 水力割缝压裂联作试验初期月产油量 237.2t, 普通射孔体积压裂试验初期月产油量 170.4t, 水力割缝试验初期月产油量 97.1t, 深穿透射孔抽采试验初期月产油量 71.3t, 水力割缝压裂联作试验初期月产油量分别是后三者的 1.51 倍、2.65 倍、3.61 倍, 4 种抽采技术的年产油量依次是 2792.2t、1628.3t、819.7t、484.5t, 水力割缝压裂联作试验年产油量分别是后三者的 1.71 倍、3.41 倍、5.76 倍, 年递减率分别

依次为 22.6%、42.3%、60.9%、75.1%, 同体积压裂相比, 减缓递减近 20 个百分点。说明水力割缝压裂联作试验有效增加了致密油气的长期渗流能力, 分析水力割缝不存在常规射孔的压实污染带, 能够定向控制裂缝方位, 影响半径达到 10m 以上, 作为压裂联作预处理措施降低了压裂滑套砂堵、砂卡、井埋、压裂排量上不去等作业风险, 形成了更复杂的缝网, 保障大部分射孔簇段都能有一定的产液量, 一体化施工获得更高的产量和更长的稳产期。从作业时间来看, 水力割缝压裂联作同水平井体积压裂相比缩短井下作业时间 42.5 天, 特别是对于海上作业平台来说, 可节约大量的成本, 有效避免作业风险。

致密油不同试验效果对比

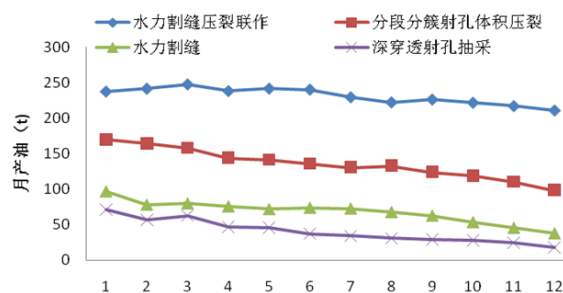


图 1 某区块致密油不同试验效果对比研究

3 结论

水力割缝压裂联作技术高效一体化施工, 压实污染小、能够解决地层破裂压力过高、无法压裂问题, 同时提高了缝网复杂程度, 改变井周围应力场, 扩大了接触面积, 构建裂缝骨架、可控制裂缝方位, 压裂层段更均匀, 保障了大部分射孔簇正常均匀生产, 降低了拖动压裂或环空压裂滑套砂堵、砂卡、井埋、压裂排量上不去等作业风险。

水力割缝压裂联作技术分别比普通射孔体积压裂、水力割缝、深穿透射孔初期月产油量提高了 1.51 倍、2.65 倍、3.61 倍, 4 种抽采技术的年产油量依次是 2792.2t、1628.3t、819.7t、484.5t、年递减率分别依次为 22.6%、42.3%、60.9%、75.1%, 对比说明水力割缝压裂联作技术能一定程度提高非常规致密油气产量, 并且能保持较长时间的高效开采。

水力割缝压裂联作对于非常规致密油气来说, 极大缩短了现场作业时间, 降低了成本, 能有效避免地层污染, 相比水平井体积压裂技术是一种有效提高单井产量的技术改进手段, 对中国陆相致密油气的有效开发具有重要的生产意义。

参考文献:

- [1] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-131.
- [2] 林森虎, 邹才能, 袁选俊, 杨智. 美国致密油开发现状及启示 [J]. 岩性油气藏, 2011, 23(4): 25-30.
- [3] 周健, 陈勉, 金衍, 等. 多裂缝储层水力裂缝扩展机理试验 [J]. 中国石油大学学报, 2008, 32(4): 51-54.
- [4] 李笑萍. 穿过多条垂直裂缝的水平井渗流问题及压降曲线 [J]. 石油学报, 1996, 17(2): 91-96.
- [5] 朗兆新. 压裂水平井产能研究 [J]. 石油大学学报 (自然科学版), 1994, 18(2): 43-46.