



玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井体积压裂关键技术

郝丽华 甘仁忠 潘丽燕 阮东 刘成刚

Key Technology of Volumetric Fracturing in Vertical Wells of Hugely Thick Shale Oil Reservoirs in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag

HAO Lihua, GAN Renzhong, PAN Liyan, RUAN Dong, LIU Chenggang

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021092>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术

Key Technology of Volumetric Fracturing in Deep Shale Gas Horizontal Wells in Southern Sichuan

石油钻探技术. 2020, 48(5): 77–84 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020073>

玛湖油田玛18井区体积压裂对钻井作业干扰问题的探讨

Discussion of Frac Interferences during Volumetric Fracturing in Drilling Operation of Ma 18 Well Area in Mahu Oilfield

石油钻探技术. 2019, 47(1): 20–24 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019023>

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

An Evaluation of the Stimulation Effect of Horizontal Well Volumetric Fracturing in Tight Reservoirs with Complex Fracture Networks

石油钻探技术. 2019, 47(6): 73–82 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019126>

巨厚砾石层气体钻井井筒不规则性对井斜的影响研究

Effect of Irregular Wellbores on Well Deviation in Air Drilling Through Thick Conglomerate Formations

石油钻探技术. 2021, 49(3): 62–66 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021003>

玛湖油田玛18井区“工厂化”水平井钻井技术

Factorization Drilling Technology of the Horizontal Well in the Ma18 Well Block of the Mahu Oilfield

石油钻探技术. 2019, 47(2): 15–20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019025>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021092

引用格式: 郝丽华, 甘仁忠, 潘丽燕, 等. 玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井体积压裂关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 99-105.

HAO Lihua, GAN Renzhong, PAN Liyan, et al. Key technology of volumetric fracturing in vertical wells of hugely thick shale oil reservoirs in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 99-105.

玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井 体积压裂关键技术

郝丽华¹, 甘仁忠², 潘丽燕¹, 阮东³, 刘成刚⁴

(1. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 新疆克拉玛依 834000; 2. 中国石油新疆油田分公司勘探事业部, 新疆克拉玛依 834000; 3. 中国石油集团西部钻探工程有限公司试油公司, 新疆克拉玛依 834000; 4. 中国石油新疆油田分公司应急抢险救援中心, 新疆克拉玛依 834000)

摘要: 玛湖凹陷风城组页岩油储层砂体埋藏深、厚度大、整体含油、基质致密、富含金属离子, 压裂面临着纵向动用程度不足、裂缝复杂程度低、加砂风险高、常规胍胶压裂液不配伍等改造难点。为充分释放其页岩油勘探潜力, 通过精细描述储层力学性质, 评价缝网形成的主控因素, 建立可压性指数计算模型, 结合人工裂缝纵向扩展能力优选射孔簇及层间距, 形成了纵向精细分层方法。基于天然裂缝发育程度, 通过优选体积压裂工艺, 采用大排量施工提高缝内净压力、不同粒径支撑剂组合多尺度充填、缓增幅泵注安全加砂, 优化大规模组合改造工艺, 配套研发低伤害耐温聚合物压裂液, 最终形成了玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井体积压裂关键技术。该技术在 MY1 井风城组页岩油储层施工成功率 100%, 压裂后获日产 50 m³ 高产油流, 开创了玛湖凹陷非常规油藏勘探新局面, 对指导该储层后续页岩油效益开发意义重大。

关键词: 玛湖凹陷; 页岩油; 巨厚储层; 直井; 体积压裂

中图分类号: TE357 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)04-0099-07

Key Technology of Volumetric Fracturing in Vertical Wells of Hugely Thick Shale Oil Reservoirs in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag

HAO Lihua¹, GAN Renzhong², PAN Liyan¹, RUAN Dong³, LIU Chenggang⁴

(1. Research Institute of Engineering Technology, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 2. Exploration Department, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 3. Well Testing Company, CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 4. Emergency Rescue Center, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: Shale oil reservoirs in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag are characterized by a large buried depth of sandbodies, huge thickness, overall oil-bearing properties, dense matrix, and enrichment in metal ions. As a result, fracturing is prone to be insufficient in vertical extension and unable to cover the reservoir, with low fracture complexity, high sanding risks, and an incompatibility of conventional guar gum fracturing fluid. Based on a detailed description of reservoir mechanical properties and an evaluation of the main controlling factors of fracture networks, a calculation model of fracability index was built to fully exploit the exploration potential of the shale oil in this area. In light of the vertical fracture propagation, the perforation clusters and cluster spacing were determined to develop a fine vertical layered approach. In accordance with the development of natural fractures, the optimized volumetric fracturing technology was upgraded, and the net pressure in fracture was increased by construction with high pumping rate. Multi-scale filling was realized with the combination of proppants of different sizes, and a gradual pumping rate increase was employed to ensure safe sand adding. Further, a series of temperature-resistant and salt-resistant polymer fracturing fluids were developed. As a result, the key technology was developed for volumetric fracturing in vertical wells of hugely thick shale oil reservoirs in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag. This technology has been successfully applied in Well MY1 in the shale oil reservoirs of the Fengcheng Formation, with a high-yield oil flow of 50 m³ per day after stimulation treatment. This started a new and promising prospect of unconventional reservoir exploration in the

收稿日期: 2021-03-10; 改回日期: 2021-06-21。

作者简介: 郝丽华 (1992—), 女, 新疆塔城人, 2015年毕业于中国石油大学(华东)船舶与海洋工程专业, 2018年获中国石油大学(华东)油气田开发工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事储层改造技术的研究工作。E-mail: hlihua@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油重大科技专项“准噶尔盆地复杂岩性低渗透储层试油(含储层改造)配套技术研究”(编号: 201804040201)资助。

Mahu Sag, which is of great significance in guiding the subsequent shale oil development in this area.

Key words: Mahu Sag; shale oil; hugely thick reservoir; vertical well; volumetric fracturing

页岩油是未来非常规石油发展的潜在资源^[1]。吉木萨尔凹陷页岩油探明三级地质储量达 11.12×10^8 t, 于 2019 年成为中国首个国家级陆相页岩油建设示范区^[2]。随着非常规油气勘探的不断深入, 继吉木萨尔页岩油区之后, 玛湖凹陷风城组页岩油藏成为准噶尔盆地页岩油开发的重要接替区域^[3]。

玛湖凹陷页岩油储层分布在风三段(P_1f_3)底部至风二段(P_1f_2)底部, 埋深 4 500 m 左右, 储层厚度约 280 m, 横向分布连续, 岩性以泥岩、白云质泥岩及灰质泥岩为主, 多种岩性岩层以不同方式和比例混合沉积, 呈纹层状、薄纹层状、不等厚薄互层状分布, 岩性纵向变化快^[4]。不同于吉木萨尔页岩油储层以基质含油为主、具备明显优势甜点段^[5], 玛湖页岩油储层纵向整体含油, 无明显优势甜点段。此外, 玛湖页岩油储层致密, 岩心有效孔隙度 5.00%~10%, 最大孔隙半径 0.06~0.52 μm , 渗透率低于 0.03 mD, 属低孔特低渗储层, 需进行压裂求产。目前国内外针对页岩油储层效益开发, 普遍采用“水平井+体积压裂”模式。北美 Eagle Ford 等油田针对页岩油气储层形成了“3 000 m 长水平段+段内多簇+高强度加砂+配套暂堵”技术体系, 实现了单井产量和估算的最终采收量翻番^[6]; 国内大庆油田古龙页岩油区块采用“1 500~2 000 m 水平段+段内多簇+大排量+混合纤维+CO₂ 蓄能”技术开发, 为该区块页岩油规模化经济动用提供了新思路^[7]; 大港油田古近系孔店组孔二段页岩油采用全程低黏压裂液连续加砂技术开发, 增产效果显著^[8]。“水平井+体积压裂”模式推动了页岩油储层产量突破与效益开发, 但考虑到玛湖页岩油储层埋藏深、闭合压力高, 施工泵压高, 排量提升难度大, 对水平井压裂井口及管柱强度、设备承压要求高; 储层纵向缺乏优势甜点段, 水平段靶窗选择难度大; 该技术在玛湖凹陷页岩油开发中的适用性尚需论证。

为探索该类深层巨厚页岩油储层效益开发方式, 通过射孔簇及层间距优选、大规模组合改造工艺优化、低伤害耐温聚合物压裂液研发, 形成了玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井体积压裂关键技术。先导试验结果表明, 采用该技术施工成功率有较大提高, 压后最高日产油量 50 m³, 较前期邻井提高了 5~10 倍, 360 d 累计产油量 5 480 m³, 为玛湖页岩油规模开发提供了新技术。

1 玛湖页岩油储层改造难点

2009—2017 年, 针对玛湖凹陷风城组页岩油储层先后进行了 7 井次预探井常规压裂试油, 压裂施工成功率 72%, 压后获油率 33%, 日产油量 0.07~12.40 t, 整体施工难度大, 试油效果不理想。分析认为主要存在以下难点:

1) 储层纵向动用程度不足, 射孔簇优选难度大。玛湖页岩油前期采用套管桥塞压裂方式、常规冻胶压裂工艺, 分压 2~3 层, 最大改造厚度仅 94 m, 纵向动用程度普遍较低。储层缺乏优势甜点, 对岩石力学性质认识不清, 射孔簇及层间距优选缺少依据。

2) 现场施工泵压高, 加砂难度大。玛湖页岩油储层埋藏深、闭合压力高, 导致人工裂缝起裂及延伸难度大。同时, 低排量易造成缝宽不足, 支撑剂运移难度增大, 加剧砂堵风险, 加砂参数有待优化。

3) 压后压力衰减速度快, 缺乏连续生产能力。玛湖页岩油储层低孔低渗、基质供液能力差, 采用常规改造方式, 压力衰减速度 2.2~17.5 MPa/d(平均为 7.7 MPa/d), 改造效果不佳。

4) 储层与胍胶压裂液不配伍, 压后存在返胶现象。玛湖页岩油储层采用胍胶压裂液, 压后多井出现返胶现象, 严重影响压裂效果, 亟需查明返胶原因。

2 直井大规模体积压裂关键技术

通过纵向精细分层提高储层动用程度, 指导射孔簇及层间距优选; 针对施工泵压高、加砂难度大, 压后压力衰减速度快、缺乏连续生产能力等技术难点, 采用大规模改造组合工艺, 最大程度提高裂缝复杂度及有效改造体积; 针对储层与胍胶压裂液不配伍的问题, 研发低伤害耐温聚合物压裂液, 解决压后的返胶问题。综合以上对策, 形成了适用于玛湖深层巨厚页岩油储层的直井大规模体积压裂关键技术。

2.1 纵向精细分层

2.1.1 岩石力学性质评价

采用玛湖风城组 $\phi 25.0 \text{ mm} \times 50.0 \text{ mm}$ 标准岩样, 开展了全应力应变三轴岩石力学试验、XRD 全岩矿物分析、声波测试、声发射监测等测试, 结果表明, 玛湖凹陷风城组页岩油具有以下力学特性:

1) 页岩油储层弹性模量和抗压强度高。储层弹性模量 31.2~64.7 GPa, 泊松比 0.24~0.48, 抗压强度 314.7~728.2 MPa, 储层整体偏硬, 人工裂缝起裂、延伸、剪切形成缝网难度大。

2) 储层基质脆性好。采用弹性模量法^[9] 计算出风城组页岩油储层脆性指数在 16.1~86.5。P₁f₃ 段底部(4 588~4 633 m)脆性最好, 脆性指数平均 56.2, 其次为 P₁f₂ 段中部(4 693~4 807 m), 平均 53.1, P₁f₂ 段底部脆性指数相对较低, 平均 32.2(见图 1)。采用矿物组合法计算出的脆性指数与此结果基本吻合, 表明 P₁f₃ 段脆性指数高于 P₁f₂ 段。

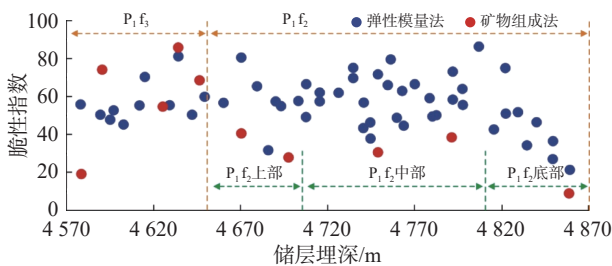


图 1 玛湖凹陷风城组储层不同埋深的脆性指数

Fig.1 Brittleness index of reservoir at different buried depths in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag

3) P₁f₃ 段天然裂缝发育。天然裂缝发育程度是评价页岩储层缝网形成能力的关键因素, 可通过波速应力敏感性系数反映^[10]。波速应力敏感性系数小于 10.0 时, 天然裂缝不发育; 波速应力敏感性系数为 10.0~30.0 时, 天然裂缝较发育; 波速应力敏感性系数大于 30.0 时, 天然裂缝极发育。玛湖页岩油储层室内岩心测试波速应力敏感性系数分布范围较大, 为 4.8~58.9(平均为 21.1), 表明天然裂缝整体较为发育, 有利于缝网形成(见图 2)。其中, P₁f₃ 段(4 578~4 584 m)波速应力敏感性系数平均为 32.7, 天然裂缝极发育, 其次为 P₁f₂ 段底部, 波速应力敏感性系数平均 20.3, 天然裂缝较发育。

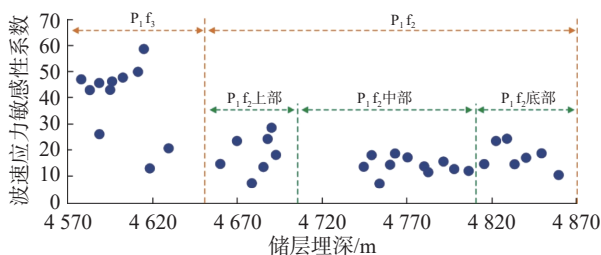


图 2 玛湖凹陷风城组储层不同埋深的波速应力敏感性系数

Fig.2 Velocity-stress sensitivity coefficient of reservoir at different buried depths in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag

4) 储层最大和最小水平主应力差大。玛湖页岩油储层最小水平主应力在 72.7~118.7 MPa, 最大水平主应力在 87.8~122.8 MPa, 两者差分布范围较大。实践经验表明, 水平应力差异系数越小, 越有利于形成裂缝网络^[11], 水平应力差异系数为 0.13~0.25 时, 在高净压力下才能形成较为复杂的裂缝, 玛湖页岩油储层水平应力差异系数为 0.13~0.27, 形成复杂裂缝需高净压力。

5) 形成复杂裂缝的能力有限。声发射 b 值被广泛应用于表征岩石压缩过程中人工裂缝的复杂程度, 形成大量复杂裂缝时, 声发射 b 值普遍大于 1.20; 形成较多复杂裂缝时, 声发射 b 值分布在 0.80~1.20; 基本未形成复杂裂缝时, 声发射 b 值普遍小于 0.80。P₁f₃ 段声发射 b 值在 0.76~1.28, 表明该段储层压裂具备形成较复杂裂缝的潜力, P₁f₂ 段声发射 b 值整体 ≤ 0.80 , 表明储层压裂后形成复杂裂缝的难度较大(见图 3)。整体而言, 玛湖页岩油压裂后形成复杂裂缝的能力有限。

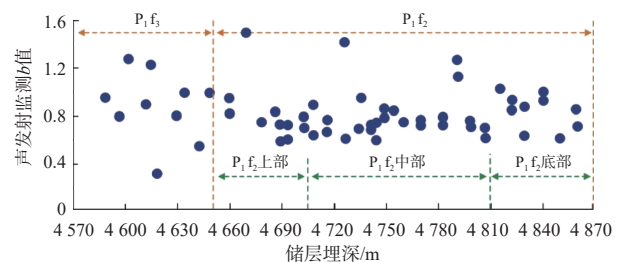


图 3 玛湖凹陷风城组储层不同埋深的声发射 b 值

Fig.3 Acoustic emission b -value of reservoir at different buried depths in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag

2.1.2 可压性指数计算模型的建立

目前普遍认为, 形成复杂裂缝的关键取决于储层的可压性, 然而对于页岩储层可压性的计算, 国内目前尚无统一的计算方法^[12]。为此, 综合考虑岩石强度、弹性模量、泊松比、断裂韧性、抗张强度、脆性等力学性质, 及天然裂缝发育程度、地应力、储层各项异性, 结合岩心压后裂缝形态及岩石力学参数与声发射 b 值的相关性, 明确对玛湖页岩油储层可压性有利的主控因素为储层脆性、天然裂缝发育程度, 不利主控因素为抗压强度、最小水平主应力、两向应力差。

根据岩石力学参数与声发射 b 值的相关性(见表 1), 建立了可压性指数计算模型(见式(1))。由该模型可获取储层可压性连续变化规律。可压性指数高, 即表明该段形成复杂裂缝的能力强。

表 1 岩石力学参数与声发射 b 值的相关性

Table 1 Correlation between rock mechanical parameters with b -value of acoustic emission

| 对可压性影响 | 主控因素 | 相关性系数 |
|--------|----------|--------|
| 有利因素 | 脆性指数 | 0.3450 |
| | 天然裂缝发育程度 | 0.3417 |
| 不利因素 | 抗压强度 | 0.1123 |
| | 两向应力差 | 0.0920 |
| | 最小水平主应力 | 0.1090 |

$$I_F = 0.3450 I'_B + 0.3417 B'_F + 0.1123 p'_c + 0.0920 \sigma_{\Delta Brit} + 0.1090 \sigma_{Brit} \quad (1)$$

其中:

$$I'_B = \frac{I_{Bj} - I_{Bmin}}{I_{Bmax} - I_{Bmin}} \times 100\% \quad (2)$$

$$B'_F = \frac{B_j - B_{cmin}}{B_{cmax} - B_{cmin}} \times 100\% \quad (3)$$

$$p'_c = \frac{p_{cj} - p_{cmax}}{p_{cmin} - p_{cmax}} \times 100\% \quad (4)$$

$$\sigma_{\Delta Brit} = \frac{\sigma_j - \sigma_{\Delta cmax}}{\sigma_{\Delta cmax} - \sigma_{\Delta cmin}} \times 100\% \quad (5)$$

$$\sigma_{Brit} = \frac{\sigma_j - \sigma_{cmax}}{\sigma_{cmax} - \sigma_{cmin}} \times 100\% \quad (6)$$

式中: I_F 为可压性指数; I'_B 为归一化脆性指数; I_{Bmin} 为脆性指数最小值; I_{Bmax} 为脆性指数最大值; B'_F 为归一化裂缝密度; B_{cmin} 为裂缝密度最小值, 条/m; B_{cmax} 为裂缝密度最大值, 条/m; p'_c 为归一化抗压强度; p_{cmin} 为抗压强度最小值, MPa; p_{cmax} 为抗压强度最大值, MPa; $\sigma_{\Delta Brit}$ 为归一化两向应力差; $\sigma_{\Delta cmin}$ 为两向应力差最小值, MPa; $\sigma_{\Delta cmax}$ 为两向应力差最大值, MPa; σ_{Brit} 为归一化最小水平主应力; σ_{cmin} 为最小水平主应力最小值, MPa; σ_{cmax} 为最小水平主应力最大值, MPa。

2.1.3 人工裂缝纵向扩展能力评价

影响人工裂缝纵向扩展的主控因素为层间应力差, 其次为储层基质脆性、天然裂缝发育程度、层理及局部构造等。油田现场实践表明^[13], 大排量下目的层与隔层间应力差大于 6.5 MPa 时, 裂缝纵向扩展可被控制在目的层内。根据声波偶极子测井数据测算玛湖页岩油储层地应力, 层间应力差分布在 5.0~13.0 MPa, 人工裂缝纵向整体受控。储层基质脆性较好, 天然裂缝整体以 15°~30°斜交缝为主, 对人工裂缝纵向扩展影响程度不大。微纳米压痕试验结果表明, 岩心层理与纹层的弹性模量、压入硬度

存在一定差异, 但仍具有较高强度, 在高地应力条件下激活层理和纹层的难度大。

2.1.4 精细分层关键参数优化

根据上述评价结果, 应用可压性指数计算模型, 获取储层纵向可压性分布规律, 选取可压性指数相对较高的层段, 结合储层含油气显示, 优选射孔簇。为确保施工安全, 以距桥塞、套管节箍距离 ≥ 2 m 为原则, 适当调整射孔簇。

通过分析射孔簇上下地应力差、天然裂缝走向及倾角、水平层理及纹层发育程度, 结合前期压裂实践, 预测单层缝高在 15~25 m, 为在纵向上充分改造储层、避免层间过度铺置, 层间距优化为 15~25 m。

2.2 大规模改造工艺优化

2.2.1 施工排量

净压力是形成复杂裂缝的关键, 采用大排量施工是提高缝内净压力最直接、最有效的途径^[14]。玛湖页岩油储层两向应力差平均为 18.5 MPa, 为形成复杂裂缝, 压裂施工过程中缝内净压力需高于 18.5 MPa, 前期采用常规改造方式时, 在 6.0~7.0 m³/min 排量下, 缝内净压力难以满足需求, 导致人工裂缝形态简单。为使施工过程中的净压力能克服水平应力差, 满足复杂裂缝形成条件, 需尽可能提高排量。为实现储层横向充分沟通, 遵循限压不限排量原则, 结合管柱强度及井口限压, 将施工排量提高至 10~12 m³/min。

2.2.2 体积压裂工艺

压裂工艺以“充分打碎储层”为理念, 采用体积压裂方式大规模改造, 提高储层有效动用程度。常规体积压裂工艺前置液阶段采用高黏压裂液造缝、低黏压裂液携带小粒径支撑剂充填微细裂缝, 携砂液阶段采用高黏压裂液携带高浓度支撑剂充填人工裂缝, 形成高渗通道。为提高人工裂缝的横向穿透性, 在此基础上, 优化形成深穿透体积压裂工艺, 前置液阶段采用高黏压裂液携带低浓度、小粒径支撑剂段塞造缝, 增强压裂液造缝强度的同时将支撑剂输送至裂缝前缘, 达到横向深穿透效果, 采用低黏压裂液携带多级小粒径支撑剂充填微细裂缝。

在总加砂量为 50 m³、高黏压裂液施工排量为 8 m³/min、低黏压裂液施工排量为 10 m³/min 的条件下, 采用数值模拟方法模拟常规体积压裂和深穿透体积压裂的改造效果, 结果如图 4 所示。由图 4 可以看出, 与采用常规体积压裂工艺相比, 采用深穿透体积压裂工艺有效支撑缝长增长 30%, 有效改造范围扩大 24%, 表明深穿透体积压裂工艺利于实现人工裂缝横向扩展。

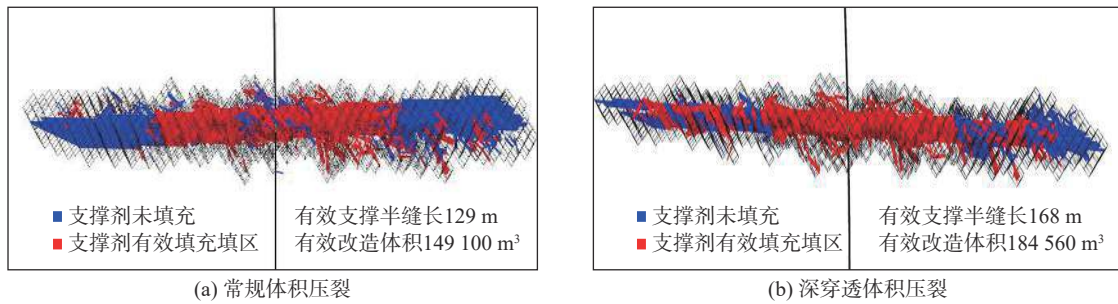


图 4 常规体积压裂与深穿透体积压裂效果的对比

Fig.4 Performance comparison between conventional volumetric fracturing and deep-penetration volumetric fracturing

对于天然裂缝欠发育井段,采用深穿透体积压裂工艺,提高裂缝横向扩展能力;对于天然裂缝发育井段,采用“低黏压裂液造复杂裂缝+高黏压裂液携砂”复合压裂工艺,利用低黏压裂液的低摩阻特性沟通微细裂缝,通过携带的粉陶段塞形成支撑,从而提高近井地带裂缝复杂程度,增大储层改造体积。

结合储层地质特征,通过将深穿透体积压裂工艺与复合压裂工艺结合,促使人工裂缝复杂程度不断提高,达到充分动用储层的目的。

2.2.3 安全加砂工艺

前期压裂主支撑剂采用 30/50 目陶粒,油管压裂平均砂比 15%~23%,套管压裂砂比降至 13%~17%,但施工期间均表现出储层对砂比敏感的特征。为确保支撑剂在人工裂缝内有效输送,采用小粒径高强度陶粒,同时考虑多尺度裂缝充填效果,采用 70/140 目陶粒沟通微细裂缝,主加砂采用 40/70 目陶粒降低砂堵风险,尾追 30/50 目陶粒,确保长期导流能力。鉴于储层加砂风险高,采用低砂比(平均砂比 12%~13%)、缓增幅(20 kg/m³)组合泵注工艺优化支撑剂铺置,实现储层安全加砂。

2.3 低伤害耐温聚合物压裂液

2.3.1 胶状物成因分析

玛湖凹陷风城组页岩油前期采用胍胶压裂液,压裂后多井出现返胶现象,影响现场连续生产。通过开展储层岩石矿物成分检测、地层水分析及压裂液配伍性试验,明确了返胶原因。玛湖页岩油储层粒间或层间多见方解石、碳酸钠钙石、硅硼钠石等碱性充填矿物,其中硼离子含量达 400 μg/g,钛离子含量达 6 000 μg/g。地层水为 NaHCO₃ 型,偏碱性(pH 值平均为 9)。室内岩心配伍性试验中,将 40 g 岩粉与 200 mL 胍胶基液(地层水配制)混合后出现弱交联现象,表明胍胶压裂液在碱性环境下,与地层中的金属离子快速交联,导致出现返胶现象。此

外,地层水矿化度高(21 919~248 251 mg/L),对压裂液抗盐性能提出了较高要求。

2.3.2 低伤害耐温聚合物压裂液性能评价

大量试验结果表明,胍胶等植物胶压裂液在碱性环境中均可与硼、钛、锆等金属离子交联,为此通过优选耐温抗盐单体、优化分子相对质量,合成低伤害且耐温性能好的聚合物稠化剂,配套 pH 值控制剂、交联剂等压裂液功能添加剂,优化形成了针对玛湖页岩油储层的低伤害耐温聚合物压裂液。为评价该压裂液的适用性,开展了室内岩心伤害评价试验,试验结果表明(见表 2),相较于胍胶压裂液,该压裂液耐温可达 180 ℃,交联时间 30~300 s 可调,破胶水化彻底,残渣含量<50 mg/L,岩心伤害率<10%,可满足玛湖页岩油储层低伤害压裂需求。

表 2 低伤害耐温聚合物压裂液与胍胶压裂液岩心伤害试验结果

Table 2 Core damage test results of low damage temperature resistant polymer fracturing fluid and guanidine gum fracturing fluid

| 压裂液类型 | 破胶液体积/mL | 残渣含量/(mg·L ⁻¹) | 损害前渗透率/mD | 损害后渗透率/mD | 伤害率,% |
|-------------|----------|----------------------------|-----------|-----------|-------|
| 低伤害耐温聚合物压裂液 | 50 | 22 | 123.2 | 112.24 | 8.90 |
| 胍胶压裂液 | 50 | 452 | 105.2 | 70.20 | 33.27 |

3 现场试验

玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井体积压裂关键技术在 MY1 井进行了试验。该井为部署在准噶尔盆地西部隆起乌夏断裂带的一口重点风险探井,完钻井深 5 050 m,试油层段埋深 4 579~4 852 m。计算储层纵向可压性指数剖面(见图 5),结合地质显示,射孔 19 簇,根据人工裂缝纵向扩展能力,分 9 层压裂,每层射孔 2~3 簇,层间距 11~25 m。考

虑管柱强度及井口限压,将排量提至10~12 m³/min,根据天然裂缝发育情况,第2、4和9层采用复合体积压裂工艺,其余层采用深穿透体积压裂工艺,在确保横向充分改造的同时,最大限度沟通天然裂缝。采用低伤害耐温聚合物压裂液、70/140目+40/70目+30/50目组合支撑剂,累计入井液量11 282 m³,加砂量443 m³,施工成功率100%。

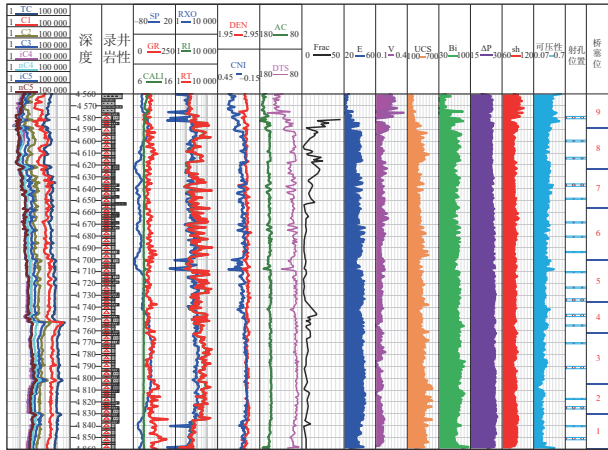


图5 MY1井页岩油储层可压性指数剖面

Fig.5 Compressibility index profile of the shale oil reservoirs in Well MY1

闷井7 d后开井,采用1.5~3.0 mm油嘴试产,最高日产油50 m³,最高含油率61%。试采期间该井日产油量较前期邻井提高了5~10倍,压力衰减速度从前期邻井的平均7.7 MPa/d降至0.4 MPa/d(见图6),该井具备连续生产能力,360 d累计产油5 480 m³,表明该技术具有压后见油早、含油率高、压力衰减慢等显著优势。

压后微地震监测结果表明,人工裂缝横向展布以双翼对称缝为主,个别层位形成了多条平行缝及交叉缝,裂缝复杂程度不高,因此后续还需要针对提高裂缝复杂程度开展更多研究。通过叠加各层施工曲线,对比各层施工压力、停泵压力及压力变化趋势,结合微地震监测人工裂缝方位角,初步判断4~5、7~8层人工裂缝纵向存在沟通的可能性,但未出现支撑剂过度铺置现象。

4 结论与建议

1)通过开展全应力应变三轴岩石力学试验、全岩矿物分析、声波测试、声发射监测,明确玛湖页岩油储层天然裂缝较发育、脆性好,具备复杂裂缝形成条件,但水平两向应力差大、抗压强度高,压裂形成复杂裂缝需要较高净压力。

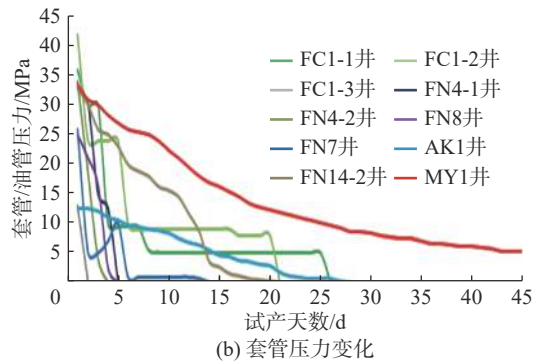
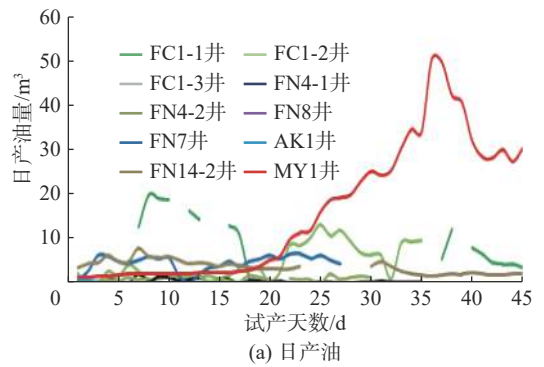


图6 MY1井及邻井试采日产量及油套管压力变化情况
Fig.6 Changes in daily oil production and casing pressure in the trial production of Well MY1 and its adjacent wells

2)针对玛湖页岩油储层特征及开发难题,形成了以纵向精细分层、大规模组合压裂工艺、低伤害耐温聚合物压裂液3项关键技术为核心的直井体积压裂关键技术,施工成功率从之前的72%提高到了100%。

3)试验井MY1井压裂后日产油较邻井提高5~10倍,压力衰减速度由前期的7.7 MPa/d降至0.4 MPa/d,且具备连续生产能力,有效解决了开发难题,同时大幅增大了储层有效动用体积,为玛湖凹陷深层巨厚页岩油高效动用和效益开发提供了新方法。

4)玛湖凹陷页岩油储层埋藏深、抗压强度高、水平应力差大,导致压裂后人工裂缝复杂程度不高。建议在直井体积压裂关键技术基础上,进一步研究提高人工裂缝复杂程度的关键技术。

参 考 文 献

References

[1] 闫林,陈福利,王志平,等.我国页岩油有效开发面临的挑战及关键技术研究[J].石油钻探技术,2020,48(3):63-69.
YAN Lin, CHEN Fuli, WANG Zhiping, et al. Challenges and technical countermeasures for effective development of shale oil in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(3): 63-69.

- [2] 王小军, 杨智峰, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油勘探实践与展望 [J]. 新疆石油地质, 2019, 40(4): 402-413.
WANG Xiaojun, YANG Zhifeng, GUO Xuguang, et al. Practices and prospects of shale oil exploration in Jimsar Sag of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(4): 402-413.
- [3] 支东明, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔盆地中-下二叠统页岩油地质特征、资源潜力及勘探方向 [J]. 新疆石油地质, 2019, 40(4): 389-401.
ZHI Dongming, SONG Yong, HE Wenjun, et al. Geological characteristics, resource potential and exploration direction of shale oil in middle-Lower Permian, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(4): 389-401.
- [4] 许琳, 常秋生, 冯玲丽, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层特征及控制因素 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 649-660.
XU Lin, CHANG Qiusheng, FENG Lingli, et al. The reservoir characteristics and control factors of shale oil in Permian Fengcheng Formation of Mahu sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 649-660.
- [5] 吴宝成, 李建民, 邹元月, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油上甜点地质工程一体化开发实践 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 679-690.
WU Baocheng, LI Jianmin, ZOU Yuan Yue, et al. Development practices of geology-engineering integration on upper sweet of Lucaogou Formation shale oil in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 679-690.
- [6] FIALLOS TORRES Mauricio, MORALES Adrián, YU Wei, et al. 基于嵌入式离散裂缝建模的 Eagle Ford 页岩油复杂水力裂缝综合表征 [J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 713-720.
FIALLOS TORRES Mauricio, MORALES Adrián, YU Wei, et al. Characterization of complex hydraulic fractures in Eagle Ford shale oil development through embedded discrete fracture modeling[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 713-720.
- [7] 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析 [J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 453-463.
SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 453-463.
- [8] 杨灿, 王鹏, 饶开波, 等. 大港油田页岩油水平井钻井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 34-41.
YANG Can, WANG Peng, RAO Kaibo, et al. Key technologies for drilling horizontal shale oil wells in Dagang Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 34-41.
- [9] 刘致水, 孙赞东. 新型脆性因子及其在泥页岩储集层预测中的应用 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 117-124.
LIU Zhishui, SUN Zandong. New brittleness indexes and their application in shale/clay gas reservoir prediction[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 117-124.
- [10] 王剑波, 葛洪魁, 王小琼, 等. 利用超声尾波干涉评价页岩应力敏感性 [J]. 岩土力学, 2016, 37(11): 3299-3308.
WANG Jianbo, GE Hongkui, WANG Xiaoqiong, et al. Using ultrasonic coda wave interferometry to evaluate shale stress sensitivity[J]. Rock and Soil Mechanics, 2016, 37(11): 3299-3308.
- [11] 李旺, 李连崇, 唐春安. 水平井平行裂缝间诱导应力干扰机制的数值模拟研究 [J]. 天然气地球科学, 2016, 27(11): 2043-2053.
LI Wang, LI Lianchong, TANG Chunan. Numerical simulation research on mechanism of induced stress perturbation between parallel fractures in horizontal wells[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(11): 2043-2053.
- [12] 丛平, 闫建平, 井翠, 等. 页岩气储层可压裂性级别测井评价及展布特征: 以川南 X 地区五峰组-龙马溪组为例 [J]. 岩性油气藏, 2021, 33(3): 177-188.
CONG Ping, YAN Jianping, JING Cui, et al. Logging evaluation and distribution characteristics of fracturing grade in shale gas reservoir: a case study from Wufeng Formation and Longmaxi Formation in X area, southern Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(3): 177-188.
- [13] 刘菲菲. 致密储层人工缝网形成能力研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
LIU Feifei. Research on formation ability of artificial fracture network in tight reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2018.
- [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.

[编辑 曹耐]