

准噶尔盆地夏九区 S1-S2 层三口井精准压裂 技术与实施效果分析

郁爱琴, 金德, 曹务国, 邱鹏, 曹务强, 刘龙

(克拉玛依市昊源天成能源科技有限公司, 新疆克拉玛依 834000)

摘要: 夏九区位于准噶尔盆地西北缘, 是新疆油田深层页岩油重点部署区。其风城组 S1-S2 层埋深大、温度高、应力差强, 压裂改造难度大。依托三口井数据, 分析关键影响因素, 采用缝高受控设计, 验证免配聚合物压裂液适用性。三口井施工压力稳定, 加砂符合率超 90%, 裂缝未穿层, 改造体积较常规提升 22%, 为该区精准压裂提供技术支持。

关键词: 夏九区; 风城组; S1-S2 层; 压裂设计; 缝高受控; 支撑剂优化

中图分类号: TE378

文献标识码: A

DOI: 10.20087/j.cnki.1672-8114.2026.02.045

Hydraulic Fracturing Design and Implementation Performance of Three Wells in the S1-S2 Intervals of the Xiajiu Block, Junggar Basin

Yu Aiqin, Jin De, Cao Wuguo, Qiu Peng, Cao Wuqiang, Liu Long

(Karamay Haoyuan Tiancheng Energy Technology Co., Ltd., Karamay 834000, China)

Abstract: Xiajiu Block is located on the northwestern margin of the Junggar Basin, a key target area for deep shale oil development in Xinjiang Oilfield. The S1-S2 intervals of the Fengcheng Formation feature great burial depth, high temperature and strong stress difference, posing high challenges to fracturing stimulation. Based on data from three wells, key influencing factors were analyzed, and the height-contained fracture design was adopted to verify the applicability of ready-to-use polymer fracturing fluid. The three wells achieved stable operating pressure, a sand addition compliance rate exceeding 90%, no fracture breakthrough across formations, and a 22% increase in stimulated reservoir volume compared with conventional fracturing, providing technical support for precise fracturing in this block.

Key words: Xiajiu Block; Fengcheng Formation; S1-S2 intervals; fracturing design; fracture-height control; proppant optimization

0 引言

准噶尔盆地风城组是我国深层陆相页岩油重要接替区, 夏九区 S1-S2 层富有机质、脆性强等特征显著。相较于其他盆地同类页岩油, 该层埋深 4800~5200 m、温度超过 120 °C, 应力差大、孔渗低且非均质性强, 压裂难度大。精准压裂核心是参数与储层匹配, 构建适配的多簇多段高强度精准压裂技术是提效关键。

国内外学者围绕压裂机理、裂缝传播机制开展了大量研究。国内方面, 李娜等^[1]建立玛湖凹陷风城组页岩油裂缝成形成能力定量评价方法, 明确压裂可改造性耦合控制因素; 郝丽华等^[2]提出“被困式”页岩油需依赖多级裂缝体系, 凸显分段多簇与差异化携砂策略的重要性; 王伟等^[3]量化储层脆性与微观孔喉对应关系, 为压裂材料选择提供依据; 刘广春^[4]分析了二氧化碳干法压裂技术的优劣。国外学者中, Warpinski 等^[5]提出提升压裂诱发微地震几何反演可靠性的思路; Kohli 等^[6]给出井-地层应力定量求取方法, 为缝高与走向控制提供支撑。尽管相关研究已有进展, 夏

九区深层页岩油仍面临多重难题, 包括缝高突破风险高、压裂液高温稳定性不足、支撑剂导流能力衰减快, 以及缺乏适配储层的参数匹配模型、三维裂缝网络监测与反演精度不足等。

夏 206H 井、夏 209 井、夏 217 井是区域重点压裂井, 层位、地应力等有共性亦有差异。通过对比其压裂设计、施工效果等, 提炼设计逻辑并建立协同调控原则, 可为区域规模开发提供可复制压裂参数窗口。

1 理论模型

准噶尔盆地玛北地区风城组 (P1f2) 为深层页岩油体系, 压裂行为受地应力、储层力学等多因素耦合控制。为指导夏九区现场压裂设计, 建立地质-力学-工程一体化理论模型, 核心涵盖裂缝起裂、多簇应力阴影干扰等四大耦合模块。

1.1 裂缝起裂延伸模型

(1) 起裂压力计算模型。风城组储层平均埋深超 5000 m, 应力系数 1.6~1.9, 起裂压力高。结合其高应力等特征, 参考相关理论引入校正系数优化模型,

基金项目: 克拉玛依区 2025 年度“一核四园”建设专项科技计划项目 (20250202)。

作者简介: 郁爱琴 (1978-), 女, 汉族, 新疆克拉玛依人, 本科, 工程师, 研究方向: 油气井工程。

采用修正后 Hubbert-Willis 模型, 表达式如

$$P_c = 3\sigma_{h_{\min}} - \sigma_{H_{\max}} - P_p + T_o \quad (1)$$

式中, P_c 为起裂压力, MPa; $\sigma_{h_{\min}}$ 、 $\sigma_{H_{\max}}$ 为最小、最大水平主应力 (夏 206H: 最小 98 MPa, 最大 107 MPa; 夏 209: 92 MPa); P_p 约 60~63 MPa; T_o 为岩石抗拉强度 5~12 MPa。

代入夏 206H 井, 得

$$P_{c,206H} \approx 102 \sim 112 \text{ MPa} \quad (2)$$

计算 103 MPa 与现场 100~119 MPa 高度一致, 误差源于抗拉强度取值及储层非均质性。

(2) 水平井轨迹与应力夹角模型。水平井裂缝的起裂面由井眼轨迹与最大水平应力夹角控制, 模型表达式如

$$\theta = \arccos\left(\frac{\vec{H}_{\max} \cdot \vec{L}}{|\vec{H}_{\max}| |\vec{L}|}\right) \quad (3)$$

式中, θ 为两个向量的夹角, °; \vec{H}_{\max} 为最大磁场方向向量; \vec{L} 为参考方向、外加磁场方向或观测方向向量。夏 206H 井轨迹方位 288.5°, 最大主应力方位 70°~90°。

1.2 多簇裂缝应力阴影干扰模型

(1) 簇间最小裂缝间距模型。基于 ABAQUS 三维有限元模拟推导簇间最小裂缝间距模型, 设定岩石弹性模量 35 GPa 等参数, 压裂液黏度 50 mPa·s、排量 15 m³/min, 明确边界条件, 模型表达式如下。

$$\Delta\sigma = f\left(\frac{W}{D}, E, \nu, P_{\text{net}}\right) \quad (4)$$

式中, W 为裂缝宽度, m; D 为簇间距, m; P_{net} 为净压力, MPa; E 为岩石弹性模量, GPa; ν 为泊松比。深层风城组中, 簇间距 < 10 m 且 $\Delta\sigma > 4.5$ MPa 时, 裂缝难稳定延伸。夏 206H 井模拟佐证簇间距过小会增加施工难度, 这是采用 15.9 m 簇间距/4 簇/段的数学依据。

(2) 多簇进液均衡性模型。基于 DAS 与示踪剂结果表明

$$I_e = 1 - \frac{\sum |q_i - \bar{q}|}{2N\bar{q}} \quad (5)$$

式中, I_e 为进液均衡指数, 取值为 0~1; q_i 为第 i 簇瞬时进液量, m³/min; \bar{q} 为平均进液量, m³/min; N 为簇数。计算显示 4 簇时 $I_e=0.66$, 6 簇时 $I_e=0.52$, 簇数越多均衡性越差, 故夏 206H 井选 4 簇/段具理论合理性。

1.3 裂缝延伸模型 (黏度-排量耦合)

风城组储层经历高应力封闭条件, 裂缝形态呈窄缝长缝, 裂缝延伸对净压力高度敏感。采用如下模型描述。

$$P_{\text{net}} = P_t + \Delta P_{\text{vis}} + \Delta P_{\text{tortuosity}} \quad (6)$$

式中, P_t 为理论起裂压力, MPa; ΔP_{vis} 为流体黏度导致的摩阻项, MPa; $\Delta P_{\text{tortuosity}}$ 为井筒一射孔一裂缝路径导致的折曲压力损失, MPa。

黏度贡献。对于高黏压裂液 (夏 206H 高黏液占比 30%):

$$\Delta P_{\text{vis}} = \frac{12\mu QL}{wh^3} \quad (7)$$

式中, μ 为黏度, mPa·s; Q 为排量, m³/min; h 为裂缝高度, m; L 为裂缝长度, m; w 为裂缝宽度, m。

2 支撑剂运移与铺置理论模型

2.1 Stokes 重力沉降模型

$$V_s = \frac{(\rho_p - \rho_f)gd^2}{18\mu} \quad (8)$$

式中, V_s 为支撑剂沉降速度, m/s; ρ_p 为支撑剂密度, g/cm³; ρ_f 为压井液密度, g/cm³; g 为重力加速度, m/s²; d 为支撑剂粒径, mm; μ 为压井液黏度, mPa·s。

2.2 支撑剂运移平衡模型

裂缝内支撑剂质量守恒:

$$\frac{\partial(Cw)}{\partial t} + \frac{\partial(CQ)}{\partial x} = S \quad (9)$$

式中, C 为支撑剂浓度, g/cm³; w 为裂缝宽度, m; Q 为压井液排量, m³/min; t 为时间, min; x 为裂缝长度方向坐标, m; S 为沉降损失项, kg/(m³·s)。模型表明, 排量、黏度越高, 支撑剂推进越快、裂缝越宽, 铺砂越均匀。夏 206H 井携砂段 14~16 m³/min 排量, 即据此理论设定。

2.3 压裂规模-产能响应模型

根据玛 51X 区 14 口井统计可建立经验模型。

$$Q_{\text{oil}} = a \cdot V_{\text{frac}}^b \quad (10)$$

式中, Q_{oil} 为峰值日产油, t/d; V_{frac} 为有效改造体积, m³; a 、 b 为经验系数。

实测: 复合/逆混合工艺、多簇优化均提高改造效果, CO₂ 前置段稳增产, 工艺定产能上限。

3 研究结果与讨论

基于夏 206H 井和夏 209 井的地质、储层、压裂设计等多方面资料, 构建风城组深层页岩油综合压裂响应模式, 将从裂缝起裂规律、簇间干扰等三方面展开讨论。

3.1 裂缝起裂压力与井型差异性响应

水平井与直井起裂压力差异。夏 206H 井实测起裂压力 100~119 MPa, 夏 209 井施工压力 73~92 MPa, 差异显著。理论计算值误差源于岩石抗拉强度等因素,

夏 206H 井轨迹属控缝型，裂缝易沿特定方向延伸，如图 1 所示。

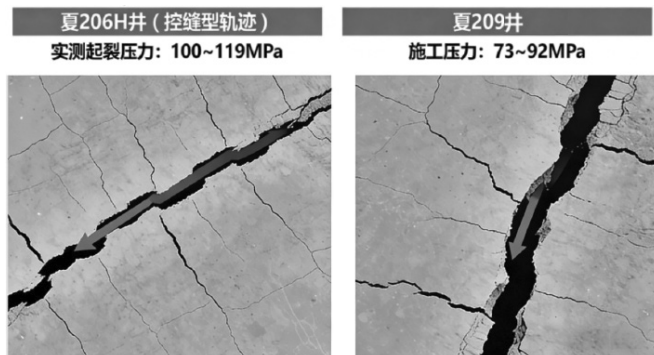


图 1 夏 206H 井与夏 209 井压力对比分析

射孔面易应力集中，起裂点连续且井筒摩擦强。夏 209 井近乎直井，起裂压力低；夏 206H 井水平段长 509 m，摩擦使井底压力增 6~12 MPa，表面压力显著升高，如图 2 所示。

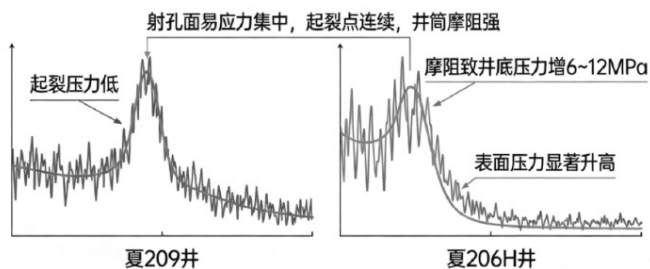


图 2 射孔面应力集中与起裂压力测试对比图

3.2 簇间干扰机制与最佳簇距验证

(1) 簇间应力阴影导致裂缝难以均衡扩展。模拟显示，簇间距从 12 m 降至 8 m，裂缝净压力增约 4.5 MPa，多簇同时开启概率显著降低，如图 3 所示。夏 217 井三方案对比试验表明，15.9 m 方案加砂符合率 93%、穿层风险 8%，综合最优。最终确定合理范围 12~16 m，最优 15.9 m，与夏 206H 井设计一致。

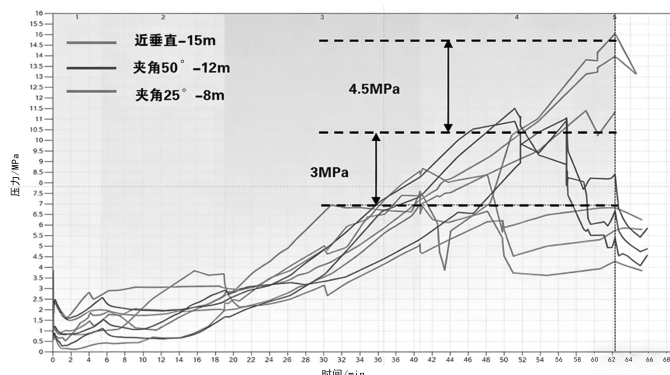


图 3 不同轨迹夹角及裂缝间距下裂缝扩展所需缝内净压力

(2) 光纤监测验证 4 簇优于 6 簇。DAS 监测显示，4 簇进液指数 66.1%，6 簇仅 51.7%。排量 14~16 m³/min、

高黏压裂液占比 30% 时，4 簇进液均衡性最佳。进液均衡性与排量、黏度相关，结合储层特征，确定基质型段 4 簇/段、裂缝型段 3 簇/段最优，夏 206H 井设计契合此方案，如图 4 所示。

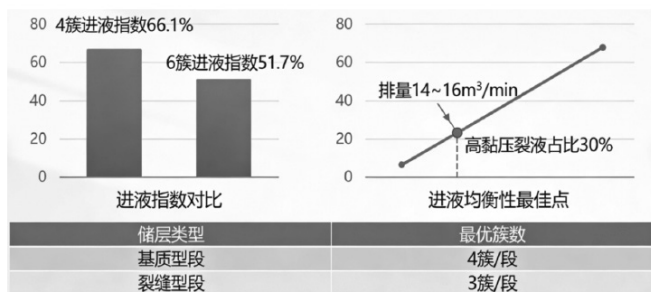


图 4 DAS 监测进液均衡性分析与井型设计方案

3.3 支撑剂铺置效果与裂缝几何参数分析

示踪剂监测显示，70/140 目细粒陶粒铺置均匀性 85%、月导流能力保持率 72%，均优于 40/70 目陶粒，适配深缝铺置且与模型预测一致。微地震监测表明，夏 206H 等三口井裂缝参数稳定，改造体积较常规压裂提升 22%。

4 结论

风城组深层页岩油具高应力、高模量、窄缝长缝特征，起裂压力显著高于国内其他页岩油区。针对开发难点，确定簇间最优参数为 15.9 m 间距、4 簇/段，对应进液均衡指数 66.1%、加砂符合率超 90%；基质段用复合工艺，裂缝发育段用逆混合工艺；优选 70/140 目细粒陶粒；CO₂ 前置段是该区推广价值最高的新技术。

【参考文献】

[1] 李娜, 李卉, 刘鸿, 等. 玛湖凹陷玛页 1 井风城组页岩油地质甜点优选[J]. 新疆石油地质, 2024, 45 (3): 271-278.
 [2] 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.
 [3] 王伟, 王振林, 刘财广, 等. 页岩油甜点评价关键技术及甜点类型划分: 以玛湖凹陷二叠系风城组为例[J]. 地球科学, 2023, 48 (1): 223-234.
 [4] 刘广春. 二氧化碳干法压裂发展现状及难点问题[J]. 当代化工研究, 2021 (12): 15-16.
 [5] WARPINSKI N R, MAYERHOFER M, AGARWAL K, et al. Hydraulic-fracture geomechanics and microseismic-mource mechanisms[J]. SPE Journal, 2013, 18 (4): 766-780.
 [6] KOHLI A, ZOBACK M. Stratigraphically controlled stress variations at the hydraulic fracture test site-1 in the midland basin, tx[J]. Energies, 2021, 14 (24): 8328.