

束鹿页岩油密切割压裂技术 ——以 SY302X 井为例

吴刚, 刘其伦, 钟小军, 王孝超, 冯汉斌, 赵政嘉

中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司勘探部 河北任丘 062552

通讯作者: Email: ktb_wugang@petrochina.com.cn

引用: 吴刚, 刘其伦, 钟小军, 等. 束鹿页岩油密切割压裂技术——以 SY302X 井为例[J]. 油气井测试, 2023, 32(5): 36-43.

Cite: WU Gang, LIU Qilun, ZHONG Xiaojun, et al. Intensive fracturing technology for Shulu shale oil: a case study on well SY302X[J]. Well Testing, 2023, 32(5): 36-43.

摘要 为评价束鹿凹陷中洼槽沙三下段砾岩体致密油气藏, 最大程度释放储层产能. 钻探水平井 SY302X 井, 水平段长 1 160 m, 储层钻遇率 95.60%, 为充分改造储层, 在总结以往大型体积酸压改造经验的基础上优选无限级滑套的改造工艺, 段间距缩短到 10 m 左右, 可实现对水平段密切割压裂. 该井使用 140 MPa 高压管汇撬、140 型井口、5 500 m³ 储液池、连续输砂装置等设备, 并完成 26 段压裂, 单段最大液量达 1 850.2 m³, 单段最大加砂 51 m³, 全井累计泵注液体 2.41×10⁴ m³, 累计加砂 956.6 m³. 该井的顺利完成为束鹿凹陷非常规储层改造积累了宝贵经验, 为后续改造指明了方向.

关键词 束鹿凹陷; 页岩油; 密切割; 无限级滑套; 压裂; 水平井; 砾岩体

中图分类号: TE357 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.05.007

Intensive fracturing technology for Shulu shale oil: a case study on well SY302X

WU Gang, LIU Qilun, ZHONG Xiaojun, WANG Xiaochao, FENG Hanbin, ZHAO Zhengjia

Exploration Department of Petrochina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei 062552, China

Abstract: To evaluate the tight oil and gas reservoirs in the lower Sha3 member in central Shulu sag, and maximize reservoir productivity, a horizontal well, SY302X, was drilled with a horizontal section length of 1 160 m and a reservoir encounter rate of 95.60%. In order to effectively stimulate the reservoir, based on summarization of the previous experience in large-scale acid fracturing stimulation, an infinite-stage sliding sleeve stimulation process was selected. With this process, the interval spacing was reduced to approximately 10 m, enabling intensive hydraulic fracturing in the horizontal section. For this well, equipment such as a 140 MPa high-pressure manifold, 140-type wellhead, 5 500 m³ fluid storage tank, and continuous proppant injection system were utilized. A total of 26 fracturing stages were completed, with the maximum liquid volume in a single stage reaching 1 850.2 m³ and the maximum proppant volume in a single stage reaching 51 m³. The well had a cumulative pumped fluid volume of 2.4×10⁴ m³ and a cumulative proppant volume of 956.6 m³. The successful completion of this well accumulates valuable experience for unconventional reservoir stimulation in the Shulu sag, guiding future efforts in this area.

Keywords: Shulu sag; shale oil; intensive fracturing; infinite-stage sliding sleeve; fracturing; horizontal well; conglomerate body

自页岩油革命以来, 美国页岩油产量开始爆发式的增长^[1]. 压裂作为页岩油革命的核心技术, 在上产阶段起到了非常重要的作用^[2].

2016 年到 2021 年, 北美的水平井数逐渐增加, 且有效水平段长度也保持逐年增加的趋势, 基本在 2 000~3 000 m. 改造段数与水平井长度相关, 基本在 40 段以上, 部分达到 60 段^[3]. 压裂段长度基本保持一致, 不同区块略有不同, 大致在 60~70 m 之间. 北美采用多簇射孔模式较多, 改造簇数基本

在 8~13 簇左右^[4]. 簇间距不断缩小, 改造簇间距整体降低趋势, 总体在 6~15 m 之间.

目前, 束鹿页岩油储层改造工艺主体为直井多层桥塞分段压裂工艺, 压裂技术与北美页岩油技术仍存在差距, 为了评价束鹿凹陷砾岩体致密油气藏, 同时探索新型页岩油密切割压裂技术, 进行水平井束页 302X 井的钻探与压裂. 该井的顺利完成为束鹿凹陷非常规储层改造积累了宝贵经验, 为后续改造指明了方向.

1 束鹿页岩油发展历程

束鹿凹陷页岩油改造经历了从小规模酸化-大规模酸压-压裂改造-大规模复合体积改造四个阶段(见图1),通过不断的探索、丰富、完善逐渐形成以桥塞分段(分层)体积改造工艺,有力的支撑了前期束鹿凹陷页岩油的勘探工作^[5]。

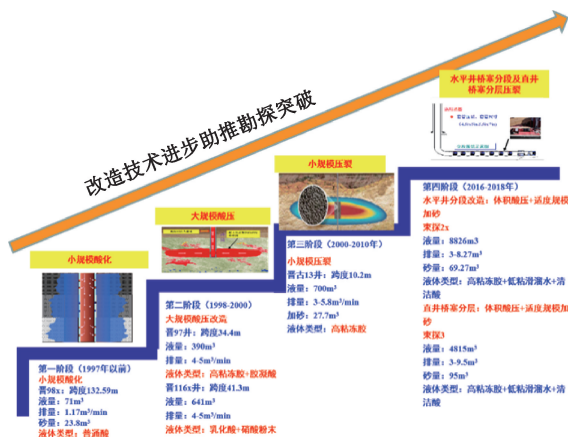


图1 束鹿凹陷改造技术发展图

Fig.1 Technical development map of Shulu depression

目前,束鹿页岩油储层改造工艺主体为直井多层桥塞分段压裂工艺。通过多年的探索,形成“酸压与加砂”相结合体积改造技术,打破了束鹿页岩油“口口见油,口口难获工业油气流”的历史,攻克油气流稳产难关,实现产量的突破^[6]。

2 束鹿凹陷页岩油前期改造分析

束鹿凹陷页岩油改造不同的阶段,以直井多层桥塞分段压裂工艺为主,其中ST1H井、ST2X井、ST3井、SY1井为代表^[7]。

2.1 束鹿凹陷页岩油单井改造情况

ST1H井采用“筛和管组合+桥塞分簇射孔”实施体积压裂改造^[8]。完成3段改造,累积入地液量4 630.1 m³,注入酸液1 259.5 m³、压裂液2 913.5 m³、加砂128.9 m³。通过对优质甜点段实施规模改造,油单9 mm放喷,油压18.20~16.38 MPa,折日产油243.6 m³/d,折日产气量72 196 m³/d。

ST2X井整体表现出施工难度大,施工压力较高,施工排量低的特征,前4段的施工排量均小于7 m³/min,第四段块状泥灰岩段,出现了难以有效压开的问题。ST2X井改造段长1 280 m,分7段实施体积压裂改造^[9-10]。现场由于施工压力高,第四段未改造,实际实施6段,累计注入酸液4 005.8 m³、

压裂液3 115.4 m³、加砂69.27 m³。

ST3井为直井,改造段跨度264 m,分5层实施体积压裂改造,累计注入液量4 815.49 m³,其中酸液1 783.98 m³、压裂液3 115.4 m³、加砂94.86 m³。但前3段施工难度大,压力在75 MPa左右,排量仅3~9 m³/min,都未能实现规模加砂,停泵压力在60 MPa以上。

SY1井压裂9层,每层2~4簇,每层射孔厚度4.0~6.6 m,平均施工排量12 m³/min,施工压力75.3~95.9 MPa,入井液量1.41×10⁴ m³,加砂量888 m³,最高砂比240 kg/m³,最高单段加砂量140 m³。2022年2月20日套单2 mm油嘴放喷,放喷首日见油,初始油压32 MPa,日产油23.7 m³/d,日排压裂液19.9 m³/d。

2.2 束鹿凹陷页岩油前期改造认识

(1)角砾岩是本区优质储层段,泥灰岩相对品质较差。

角砾岩段普遍裂缝更发育^[11],储层品质更好,泥灰岩段储层品质相对较差,深层裂缝和层理缝不发育段,多表现出施工压力高,停泵压力高的特征,ST2井第四段为块状泥灰岩(见图2),施工压力超过80 MPa,仍无法建立有效排量。

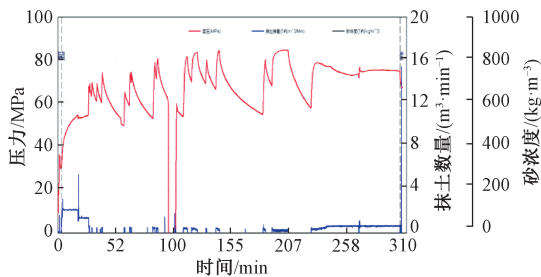


图2 束探2井第四段压裂曲线

Fig.2 Fracture curve of the fourth member in Shelu 2 well

(2)设计段/簇间距较大,多簇桥射起裂不均匀,难以实现对储量的“全”动用。

束鹿凹陷页岩油储层流度低、启动压裂梯度高^[12-13],前期实施的井平均段间距超100 m,平均簇间距超50 m,并且常规分簇射孔压裂工艺受到储层物性、地应力非均质的影响易导致起裂不均匀,无法充分改造地层(见图3)。

(3)酸压为主体的改造模式,有效改造体积受限。储层埋藏深,温度在130℃~150℃,酸岩反应速率快,酸液有效作用距离短,酸裂后导流能力较低^[14],加之施工压裂高多段难以有效加砂,使得裂缝导流能力保持能力差,有效改造体积受限。

(4)用液规模较小,难以实现大规模体积改造

的目标。

压裂规模决定了改造体积,前期由于酸液成本高,导致用液规模较低,均低于 $1\times 10^4\text{ m}^3$,改造

体积较小^[15]。从 ST2X 井 和 ST3 井的微地震事件可以看出裂缝波及体积较小,ST3 井第一段泵注液体 575 m^3 ,SRV 仅为 $34.8\times 10^4\text{ m}^3$ (见图 4)。

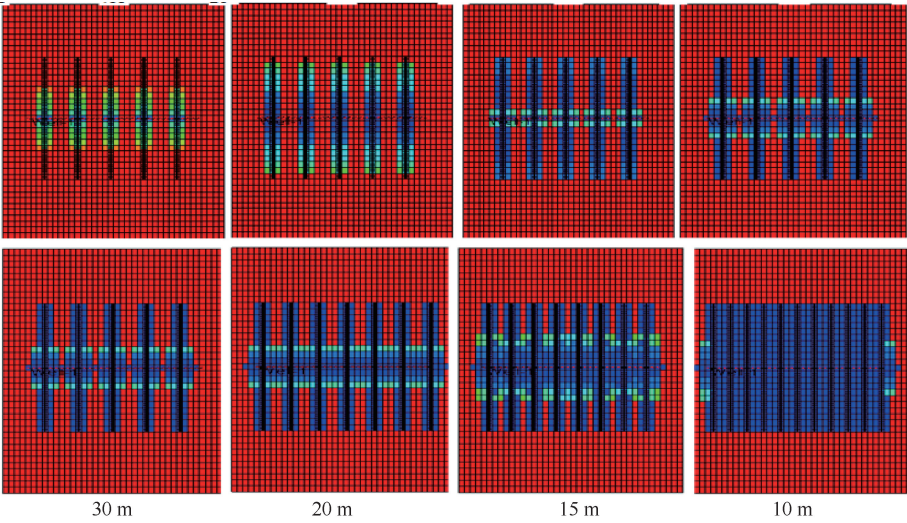


图 3 低流量高启动压力梯度储层不同间距生产情况

Fig. 3 Low mobility and high starting pressure gradient reservoir production at different intervals

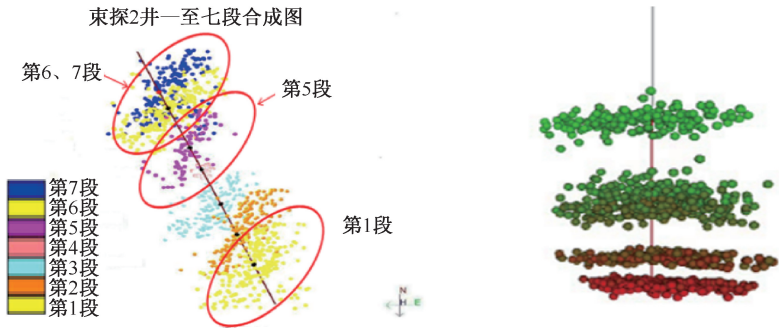


图 4 ST2 井微地震特征和束探 3 井微地震特征

Fig. 4 Micro-seismic characteristics of well ST2 and well Shutan 3

3 SY302X 井基本情况

SY302X 井采用三开完井(见表 1),油层套管的钢级为 Q125V,壁厚为 12.7 mm,套管承压为抗内压

110.7 MPa,满足大排量、大规模改造要求。地质导向情况:水平井段 4 231~5 391 m,段长 1 160 m,目的层箱体钻遇率 100%,储层(1 109 m)钻遇率 95.60%。

表 1 SY302X 井钻头及套管程序数据表
Table 1 SY302X bit and casing program data sheet

开次	开钻日期	钻头程序	套管程序
导管	2022-07-16	φ660.00 mm×37.00 m	φ508.00 mm×37.00 m
一开	2022-07-25	φ444.5 mm×659.00 m	φ339.70 mm×658.35 m
二开	2022-07-31	φ311.2 mm×3 549.00 m	φ244.5 mm×3 548.34 m
三开	2022-08-26	φ215.9 mm×5 391.00 m	

本井油气显示集中在沙三下段,全井解释 1 048 m/127 层,油层 130 m/25 层,油水同层 18 m/4 层,差油层 697 m/59 层,含油水层 10 m/2 层,水层 5 m/1 层,干层 188 m/36 层。4 231 m 着陆,着陆后共解释 680 m/43 层,油层 49 m/4 层,差油层 567 m/28 层,干层 64 m/11 层。

测井共解释 1 424.0 m/70 层,其中Ⅱ类储层:405.6 m/23 层,Ⅲ类储层:1 018.4 m/47 层,本井水平段为主要含油气层段。

前期试油效果看,主力油气全烃峰型呈块状或多尖峰状显示,峰型呈块状表明油气储集饱满且孔隙较发育,峰型呈尖峰状表明油气储集欠饱满且裂

缝较发育,试油表明块状峰型的储层油气更富集。SY302X 井气测多表现为箱状、块状、尖峰状显示,反映较好含油气特征。

根据岩屑录井矿物分析,本井改造段岩性以褐灰色荧光细砾岩和含砾泥灰岩为主,优质储层段主要矿物为方解石和白云石,含量在 60%~80%之间,含有少量的黄铁矿。

SY302X 井水平段储层含油性 2~99,测井孔隙度 2.1~7.9(平均 4.3),脆性矿物含量 6%~87%,对比 SY1 井层序 2、3、4、5 段核磁有效孔隙度主要分布在 1.2%~3.2%(基质孔极低),核磁渗透率分布在 0.01~1 mD,主要均低于 0.1 mD,束鹿凹陷裂缝、溶蚀孔是致密油重要的储集和渗流空间。储层的基质储渗性较差。

束鹿凹陷储层岩石力学参数测试结果表明:储层岩石杨氏模量高在 40 000~60 000 MPa 之间,岩石模量较高^[16],压裂改造的缝宽度受限,加砂的难度较大;储层岩石泊松比在 0.2~0.28 之间,较高的泊松比使得储层地应力较高;储层岩石抗压强度在 200 MPa 以上,反应出储层压开难度较大,地层破裂压力较高。

前期体积压裂 3 口井停泵压力梯度差异大^[17],总体反映储层应力较高:束探 1 H 井改造段品质较好,停泵压力梯度在 0.017 8~0.021 8 MPa/m 之间;ST2X 井改造段品质较差,停泵压力梯度在 0.021 1~0.028 4 MPa/m 之间,主体位于 0.025 MPa/m;ST3 井改造段储层同样较差,停泵压力梯度在 0.022 7~

0.026 9 MPa/m 之间,沟通缝洞段停泵压力梯度为 0.019 6 MPa/m。SY1 井改造段品质差异大,停泵压力梯度在 0.019 4~0.023 9 MPa/m 之间,主体位于 0.020~0.021 MPa/m。

从 RoqSCAN 及荧光薄片分析看本井的天然裂缝是较发育的。4 250~4 300 m:孔隙较为发育,平均孔隙度 5.1%,微裂缝发育,平均有效裂缝数 38 条,裂缝密度 103 条/cm²,4 650~4 750 m:孔隙亦较为发育,平均孔隙度 5.0%,微裂缝相对发育,平均有效裂缝数 27 条,裂缝密度 77 条/cm²。

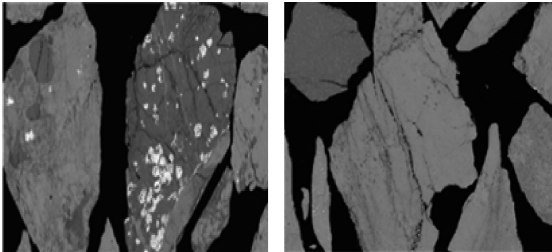


图 5 SY302X 井储层天然裂缝
Fig. 5 SY302X well reservoir natural fracture

束鹿凹陷页岩油原油性质差异大^[18],ST1 井原油密度在 0.83 g/cm³ 左右,50 ℃黏度在 5 mPa·s 左右(含气),晋 97 井原油密度 0.87~0.9 g/cm³ 之间,50 ℃黏度在 20~35 MPa·s 之间,原油凝固点较高。

束鹿凹陷页岩油前期试油井地层压力系数较高,压力系数在 1.28~-1.5 之间,地层含气越高,储层压力系数越高,属于正常地温梯度范围,但由于储层埋藏较深,因此,储层温度在 130~150 ℃之间(见表 2)。

表 2 储层温压情况
Table 2 Temperature and pressure of reservoir

井号	深度/m	渗透率/mD	表皮参数	地层压力/MPa	压力系数	地层温度/℃
束探 1H 井	4 006.00	/	/	67.81	1.50	141.00
晋 97 井	3 838.00~3 886.60	0.05	0.18	49.89	1.33	128.00
晋 98x 井	3 959.86~4 092.45	0.15	-1.66	46.61	1.28	126.00

4 SY302X 井改造思路

为充分改造储层,总结以往大型体积酸压改造经验,针对 SY302X 井的改造难题提出针对性技术对策。

4.1 SY302X 井改造难点

改造难点一:本井储层基质物性差,孔隙度 2.1%~7.9%(平均 4.3%)、渗透率主要均低于 0.1 mD,裂缝和层理是主要的储集空间,实现高产和稳产面临挑战。

改造难点二:本区块前期施工压力高,束探 2 井第四段施工压力超过 80 MPa 仍无法建立有效排量,

本井岩石力学测试存在高杨氏模量($4\times10^4\sim6\times10^4$)、高泊松比(0.2~0.28)特征,施工难度大。

改造难点三:本区块前期采用酸压为主加砂为辅的改造模式,但高应力下导流能力保持性较差,本井改造段垂深 4160~4340 m,加砂难度大,需探索以加砂为主体的改造模式。

改造难点四:本井储层纵向岩性、物性、储层类型、脆性存在较大差异,针对性改造措施选择难度大。

4.2 SY302X 井改造技术对策

技术对策一:本井采用精准可控密切割压裂工艺,无限级压裂滑套工具,在缩短裂缝间距的同时,

实现单点压裂施工,彻底改善多簇合压导致的改造不均匀,大幅度提高压裂改造的针对性和有效性,

实现“人造渗透率”,提高储层整体渗流能力,提高改造效果(见图6)。

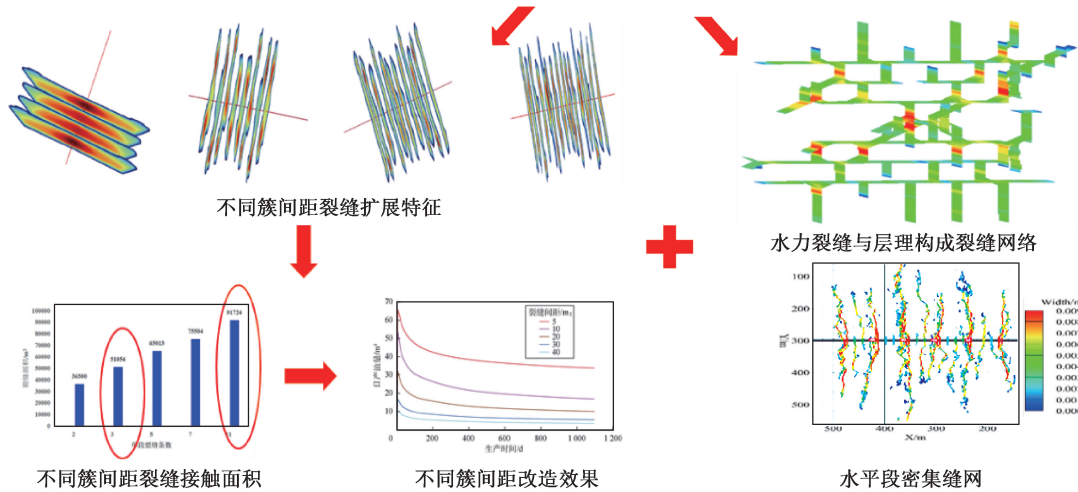


图 6 复杂裂缝
Fig. 6 Complex cracks

技术对策二:通过配套承压等级更高的井口、地面管汇,提高本井施工限压,为施工排量提升创造条件,同时在裂缝起裂困难的情况下,采用酸处理,降低地层破裂压力。

技术对策三:采用提高施工排量、小粒径、中低砂比,变黏滑溜水体系相结合的方式,降低施工难度,提高施工成功率。初期:小粒径+低砂比+低黏滑溜水+大排量注入;中期:小粒径+中砂比+中黏滑溜水+大排量注入;后期:中小粒径+中高砂比+高黏滑溜水+大排量注入(见图7)。

4.4 压裂液及支撑剂优选

本区块加砂难度较大,同时复杂缝下需要支撑剂粒径与裂缝开度匹配,更好地实现分支缝和裂缝端部的支撑,因此,采用 70/140 目+40/70 目两种粒径组合模式,保证主缝充分充填的基础上,最大程度提高支缝的铺置程度和长期有效性。其中 70/140 目选用石英砂,40/70 目选用石英砂+陶粒组合,其中陶粒选用 69 MPa 等级陶粒,就能够满足需求。通过提高石英砂量,弥补强度不足,按 1.5 倍加量替代。

结合本井防膨实验和本井降阻和携砂的需求,初步确定免配压裂液主体配方:

低黏压裂液配方:0.1%~0.2%降阻剂+0.1%破乳助排剂+0.5%黏土稳定剂,主要实现 10% 以内的支撑剂携砂。

中黏压裂液配方:0.3%~0.4%降阻剂+0.1%破乳助排剂+0.5%黏土稳定剂,初始黏度 45 mPa·s,剪切 30 min 降到 20 mPa·s 内,在高排量下满足 10%~20%支撑剂携砂。

高黏滑溜水:0.6%~1.0%降阻剂+0.1%破乳助排剂+0.5%黏土稳定剂,在较低排量下满足不同砂比携砂液的加砂要求。

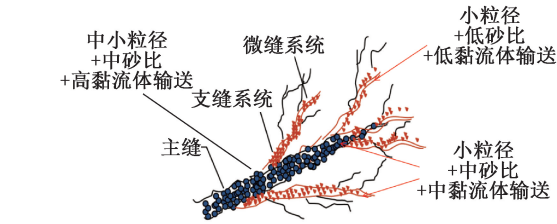


图 7 排量、支撑剂粒径和液体粘度结合形成不同施工阶段
Fig. 7 Displacement, proppant particle size and liquid viscosity combine to form different construction stages

技术对策四:通过套管滑套精细分层,针对各层段的岩性、物性、裂缝发育程度采用“一段一策”的改造方式,提高改造针对性。

4.3 分段压裂工具优选

本井选用无限极套管滑套为主体分段工艺。由压裂滑套和螺卡系统构成,压裂滑套(外径 165 mm,内径 109.6 mm,长度 1.16 m),分段数不受限制,可实现不停泵连续单段压裂作业施工,减少射孔程序时间和风险。

4.5 压裂工艺

高角度裂缝发育页岩储层,以提高裂缝复杂度和有效改造体积为目标;采用控近扩远技术模式,降低砂堵风险;初期变排量注入结合前置小粒径段塞控制天然裂缝开启条数,降低近井复杂,控制缝

高过度延伸;中期采用大排量注入,提高缝内净压力,提高裂缝复杂度,结合段塞实现缝网支撑。后

期采用大排量高黏滑溜水连续携砂,实现支缝高效支撑(见图 8)。

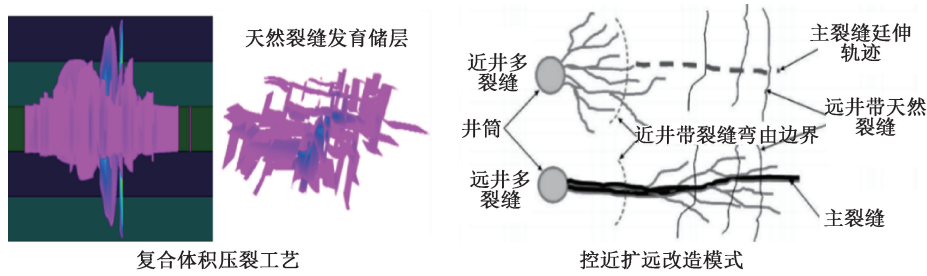


图 8 施工工艺优化
Fig. 8 Optimization of construction technology

水平层理缝(纹层)发育页岩油(见图 9),层理和天然裂缝对裂缝形态影响大,层理限制缝高扩展;层理发育岩样:高排量高净压力裂缝穿过层理,低排量

低净压力裂缝被层理限制;层理和天然裂缝均发育岩样:水力裂缝沟通天然裂缝,被层理缝限制,裂缝形态更为复杂,但缝高延伸受限。

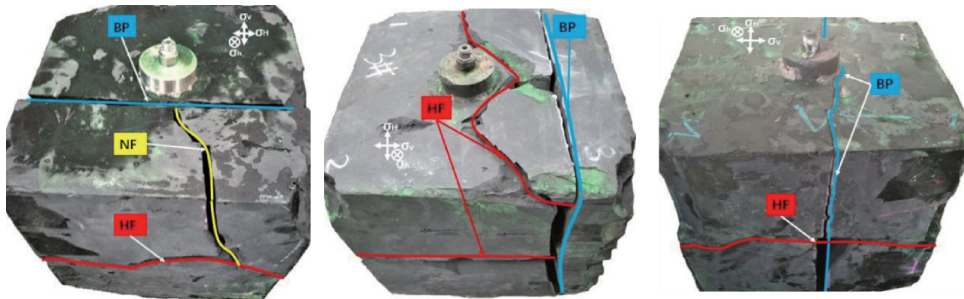


图 9 层理发育泥灰岩裂缝扩展
Fig. 9 The bedding developed marl crack propagation

针对层理较发育的泥灰岩储层(见图 10),以突破层理,实现改造体积最大化为目标,采用逆混合工艺实施:初期利用高黏滑溜水大排量注入,提高初始阶段裂缝纵向的扩展能力;中期利用低黏滑溜水大排量注入,激活层理和天然裂缝,提高裂缝复杂度;后期利用高黏滑溜水大排量连续携砂支撑主缝,提高主缝导流能力(见图 11)。

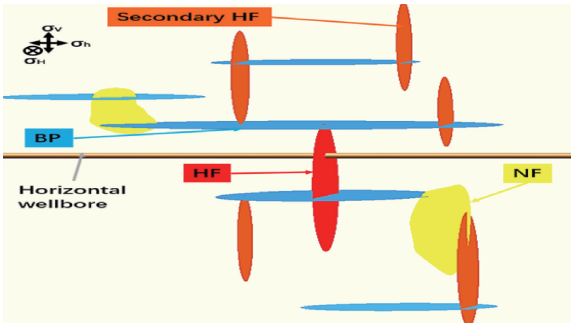


图 11 改造体积最大化
Fig. 11 The volume of the transformation is maximized

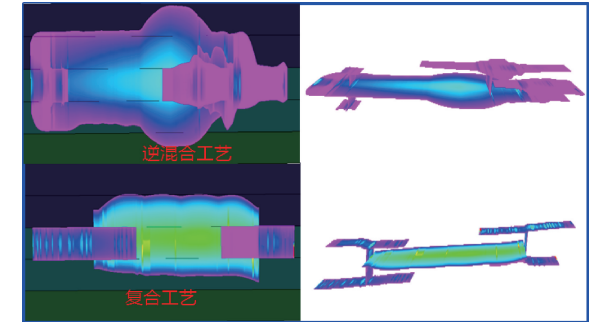


图 10 层理发育储层
Fig. 10 Bedding develops reservoirs

5 SY302X 井施工情况

SY302X 井施工经过了打开趾段滑套、压裂阶

5.1 SY302X 井趾段滑套打开情况

束页 302X 井井口升压至 71.8 MPa 时打开趾端滑套被打开,泵注清水 85.6 m³,泵压 44.5~87.5 MPa,打开趾段滑套后建立排量。

5.2 SY302X 井压裂情况

本井共进行 26 段压裂,累计泵注液量 2.41×10⁴ m³,累计加砂 965.6 m³,每段最高施工压力均超过 90 MPa,施工最高压力 100.81 MPa,施工排量 7~11 m³/min。

5.3 SY302X 井螺卡定位监测情况

螺卡定位监测系统是一种压力声学检测装置,螺卡泵入井筒后,可以根据噪声和压力信号变化判断螺卡在井筒中的位置。

5.4 SY302X 井裂缝监测情况

对本井进行裂缝监测(见图12),合计 srv 体积 $553.35 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

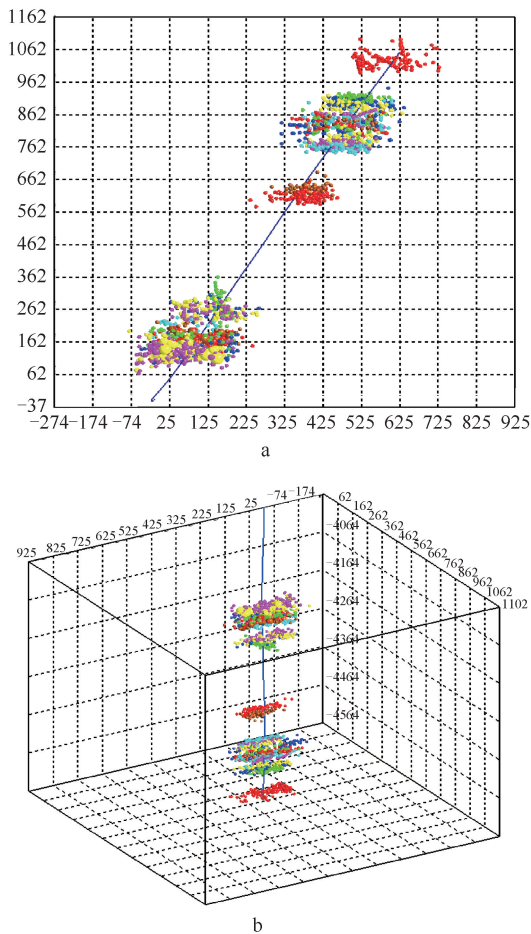


图12 整体监测成果

Fig.12 Overall monitoring results

6 结论

(1)施工时效上,从送螺卡至施工结束停泵,每段的施工时间2 h左右;理论上,早8点~18点最高可连续施工5段,施工时效大幅度提高。

(2)从精准压裂的角度分析,无限级滑套压裂工艺相比常规套管桥塞射孔工艺,可实现单个射孔簇精准压裂,提高密切割压裂裂缝起裂效率,及改造效果。

(3)施工难易程度受储层地质条件影响较大,地质显示较好的储层,反映在压裂施工方面,施工压力更低,改造体积更大。

致谢:感谢李琳琳等在论文修改、压后评价方面做出的贡献。

参考文献

- [1] 邢玉洁. 渤海湾盆地与北美典型盆地页岩油形成条件对比研究[D]. 中国石油大学(北京),2017.
XING Yujie. Comparative study on shale oil formation conditions in Bohai bay basin and North American typical basins[D]. China University of Petroleum(Beijing),2017.
- [2] 李志明,芮晓庆,黎茂稳,等. 北美典型混合页岩油系统特征及其启示[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2015,45(4):1060-1072.
LI Zhiming, RUI Xiaoqing, LI Maowen, et al. Characteristics of typical hybrid shale-oil system in North America and its implications[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition),2015,45(4):1060-1072.
- [3] 陈作,刘红磊,李英杰,等. 国内外页岩油储层改造技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术,2021,49(4):1-7.
CHEN Zuo, LIU Honglei, LI Yingjie, et al. The current status and development suggestions for shale oil reservoir stimulation at home and abroad[J]. Petroleum Drilling Techniques,2021,49(4):1-7.
- [4] 陈志海. 北美非常规油气开发主要特征、面临挑战与对策[C]//西安石油大学,陕西省石油学会. 2019 油气田勘探与开发国际会议论文集,2019:829-830.
CHEN Zhihai. Main characteristics, challenges and countermeasures of unconventional oil and gas development in North America[C]//Xi'an Shiyou University, Shaanxi Petroleum Society. Proceedings of the 2019 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development,2019:829-830.
- [5] 刘羽汐,白斌,曹健志,等. 海陆相页岩型页岩油地质特征的差异与甜点评价——以北美二叠盆地 Wolfcamp D 页岩油与松辽盆地古龙页岩油为例[J]. 中国石油勘探,2023,28(4):55-65.
LIU Yuxi, BAI Bin, CAO Jianzhi, et al. Differences in geological characteristics and sweet spots evaluation of marine and continental shale oil: a comparative case study between Wolfcamp D shale oil in Permian Basin in north America and Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. China Petroleum Exploration,2023,28(4):55-65.
- [6] 吕传炳,庞雄奇,马奎友,等. 渤海湾盆地束鹿凹陷“牙刷状”油藏成藏特征与模式[J]. 石油与天然气地质,2022,43(3):566-581.
LYU Chuanbing, PANG Xiongqi, MA Kuiyou, et al. Characteristics and reservoiring patterns of “teeth-brush-shaped” oil pools in the Shulu Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology,2022,43(3):566-581.
- [7] 付君豪,陈再贺,付宪,等. 利用随机森林算法预测束鹿凹陷束21井区馆陶组储层砂地比[J/OL]. 大庆石油地质与开发,2023,(4):1-8.

- FU Junhao, CHEN Zaihe, FU Xian, et al. Prediction of sand-to-ground ratio of Guantao Formation of Shulu Sag 21 Well District by random forest algorithm[J/OL]. Petroleum Geology and Development in Daqing, 2023, (4): 1-8.
- [8] 曹晓峰, 陈朝兵, 李静, 等. 碳酸盐质砾岩致密油成藏主控因素研究——以束鹿凹陷沙河街组沙三下亚段砾岩储层为例[J]. 西北地质, 2021, 54(2): 187-202.
- CAO Xiaofeng, CHEN Chaobing, LI Jing, et al. Study on the main controlling factors of tight oil accumulation in carbonate conglomerate-taking the conglomerate reservoir of the lower 3rd member of Shahejie formation in Shulu Sag as example[J]. Northwest Geology, 2021, 54(2): 187-202.
- [9] 张锐锋, 陈柯童, 朱洁琼, 等. 渤海湾盆地冀中坳陷束鹿凹陷中深层湖相碳酸盐岩致密储层天然气成藏条件与资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(5): 623-632.
- ZHANG Ruifeng, CHEN Ketong, ZHU Jieqiong, et al. Tight gas reservoir forming condition and resource potential in the lacustrine carbonate in the middle-deep layer of Shulu Sag of Jizhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(5): 623-632.
- [10] 刘哲, 鱼占文, 吕延防, 等. 束鹿凹陷沙三下亚段致密泥灰岩储层特征与含油性[J]. 广东石油化工学院学报, 2020, 30(4): 1-4.
- LIU Zhe, YU Zhanwen, LYU Yanfang, et al. Characteristics and oil content of tight oil marlreservoirs in Es^{3L} of Shulu sag [J]. Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology, 2020, 30(4): 1-4.
- [11] 陈朝兵, 宗超伦, 焦立芳, 等. 束鹿凹陷西斜坡油藏分布规律及成藏模式[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(4): 1-6.
- CHEN Chaobing, ZONG Chaolun, JIAO Lifang, et al. Reservoir distribution regularity and accumulation patterns of western slope in Shulu sag[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(4): 1-6.
- [12] 张明扬, 姜维寨, 孟庆峰, 等. 冀中束鹿西斜坡潜山油水界面判识技术[J]. 录井工程, 2020, 31(2): 91-96.
- ZHANG Mingyang, JIANG Weizhai, MENG Qingfeng et al. Identification technique of oil-water interface of buried hill in the west slope of Shulu sag, Jizhong[J]. Mud Logging Engineering, 2020, 31(2): 91-96.
- [13] 周磊, 卢双舫, 吴建平, 等. 束鹿凹陷沙三下亚段致密油储层特征及有利目标区预测[J]. 地质论评, 2020, 66(S1): 123-125.
- ZHOU Lei, LU Shuangfang, WU Jianping. Characteristics of tight-oil reservoir and accumulation area prediction in Lower part of the 3rd Shahejie Formation of Shulu sag[J]. Geological Review, 2020, 66(S1): 123-125.
- [14] 朱洁琼, 张以明, 黄远鑫, 等. 冀中坳陷束鹿凹陷潜山多样性油气成藏特征[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(6): 791-798.
- ZHU Jieqiong, ZHANG Yiming, HUANG Yuanxin, et al. The hydrocarbon accumulation characteristics of diverse buried hills in the Shulu sag, Jizhong depression[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(6): 791-798.
- [15] 祗淑华, 洪晶, 吕鹏, 等. 束鹿凹陷致密油储层可压裂性评价方法[J]. 测井技术, 2019, 43(5): 536-541.
- DI Shuhua, HONG Jing, LYU Peng, et al. Method for fracturability evaluation of tight oil reservoirs in the Shulu sag[J]. Well Logging Technology, 2019, 43(5): 536-541.
- [16] 江涛, 杨德相, 吴健平, 等. 渤海湾盆地冀中坳陷束鹿凹陷古近系沙三段下亚段致密油“甜点”主控因素与发育模式[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(8): 1199-1211.
- JIANG Tao, YANG Dexiang, WU Jianping, et al. controlling factors and patterns of tight oil sweet spots in paleogene lower Es₃ of Shulu sag of Jizhong depression, Bohai bay basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(8): 1199-1211.
- [17] 赵政嘉. 华北油田束鹿凹陷泥灰-砾岩油藏酸压技术研究与应[D]. 中国石油大学(华东), 2019.
- ZHAO Zhengjia. Research and application of acid compression technology in Shulu sag marl-conglomerate reservoir in North China Oilfield[D]. China University of Petroleum(East China), 2019.
- [18] 王嵩. 华北束鹿凹陷致密油地球化学特征及其成因研究[D]. 浙江大学, 2017.
- WANG Song. Geochemical characteristics and causes of tight oil in Shulu sag in North China[D]. Zhejiang University, 2017.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 吴刚, 男, 1971 年出生, 高级工程师, 1993 年毕业于西南石油学院测井专业, 现主要从事钻完井、录测井、石油压裂等工作。电话: 0317-2721631; Email: ktb_wugang@petrochina.com.cn。通信地址: 河北省沧州市任丘市渤海路街道会战南道 5 号, 邮政编码: 062552。