

San Jorge 盆地凝灰质砂岩储层改造特征及措施优化

李行船¹, 黎赵红¹, 朱山青²

- 1. 中国石化国勘阿根廷公司 北京 100083
- 2. 中国石化国工阿根廷有限公司 湖北武汉 430223

通讯作者:Email:xcli. sipc@sinopec. com

引用:李行船,黎赵红,朱山青. San Jorge 盆地凝灰质砂岩储层改造特征及措施优化[J]. 油气井测试,2021,30(1):52-58.

Cite: LI Xingchuan, LI Zhaozhong, ZHU Shanqing. Stimulation characteristics and measures optimization of tuffaceous sandstone reservoir in San Jorge basin [J]. Well Testing, 2021,30(1): 52-58.

摘要 针对 San Jorge 盆地 Sinopec Argentina 工区作业井改造强度越大、效果越差的压后生产动态特征,通过典型井的特征对比、结合储集体展布特征、凝灰质影响、地应力状态、水力裂缝扩展规律的研究,揭示了造成反常表现的主要因素。在此基础上,从裂缝规模、工作液体系、泵注参数等方面入手,进行了针对性的措施优化。实践证明,低强度改造工艺成功率更高,相比中等强度改造提高了近 10%;压后一年内,单井平均日产油高出 3.0 m³,增效显著。针对工区特征采取的小规模、低强度的加砂改造方案提高了水力压裂作业成功率和有效率,为下步工艺挖潜提供了新的技术思路。

关键词 水力压裂; 压裂优化; 改造强度; 凝灰质砂岩; 缝高控制; 生产动态

中图分类号:TE357 **文献标识码**:B **DOI**:10. 19680/j. cnki. 1004-4388. 2021. 01. 010

Stimulation characteristics and measures optimization of tuffaceous sandstone reservoir in San Jorge basin

LI Xingchuan¹, LI Zhaozhong¹, ZHU Shanqing²

- 1. Argentina Branch, Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing 100083, China
- 2. Argentina Co., Ltd., Sinopec International Chemical Corporation, Wuhan, Hubei 430223, China

Abstract: In Sinopec Argentina area of San Jorge Basin, the stronger the stimulation intensity of the operated wells, the worse the fracturing effect. Aiming at the dynamic producing performance after fracturing, through the characteristic comparison of typical wells, the key factors causing the abnormal performance are revealed combining with the distribution characteristics of the reservoir, the influence of tuff, the in-situ stress state, and the study on the expansion law of hydraulic fractures. Based on which the stimulation optimization has been performed from fracture scale, working fluid system and pump injection parameters, etc. The practice proves that the low-intensity stimulation process has a higher success rate, which is nearly 10% higher than medium-intensity stimulation. Within one year after fracturing, the average single-well daily oil production is 3.0 m³ higher, which is a significant increase in production. Aiming at the characteristics of the working area, the modified plan with small-scale and low-intensity sand addition improves the success rate and efficiency of hydraulic fracturing operations, providing a new technical idea for tapping the potential of the next process.

Keywords: hydraulic fracturing; fracturing optimization; stimulation intensity; tuffaceous sandstone; fracture height control; dynamic producing performance

水力压裂增产机理在于通过水力作用造出的填砂或自支撑裂缝来改善井底流动型态、提高储层供给流体能力。因而多年来,以“大砂量+大排量+高砂比”作为压裂改造思路,形成以增大裂缝穿透比、扩大油层泄油面积、改善油藏开发效果为目的的高强度压裂改造技术几乎成为行业的共识^[1-2]。

胜利油田、鄂尔多斯盆地延长组储层、辽河油

田、新疆某油田、海拉尔盆地等多个油田的改造实践都表明^[3-6],在一定范围内,压后产量与加砂强度大致呈正相关关系,即加砂强度越大,增产效果越明显;随后,随着加砂量的增加,产量增加程度变缓。不同的油田,最优加砂强度不同,大都在 2.0~2.5 m³/m 范围内浮动,苏里格气田甚至达到了 10 m³/m 以上^[7]。

但是,在阿根廷 San Jorge 盆地凝灰质河道砂体储层改造中,却表现出截然相反的特征,表现出加砂强度/压裂规模越大,压后效果越差的现象。其作用机制值得深入探究。

1 工区地质及储层改造简况

San Jorge 是在古生界变质基底上发育的中新生代盆地。项目工区位于阿根廷 San Jorge 盆地 San Jorge 盆地东部拉张带的南翼,面积 4 069 km²。主要储层为白垩系 Chubut 群砂岩。在作业工区的中/东部,主力储层为 Canadon Seco/MDC 组;在西部 Bajo Barreal/Castillo 组与之对应;Canadon Seco 组又细分为 CS-1 和 CO 段。

工区储层平均孔隙度 14%~23%,低渗层平均渗透率 $21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;垂向渗流能力低 ($K_v/K_h \leq 0.15$)。地层压力系数较低,仅为 0.93(折合地层压力梯度为 0.092 MPa/m),而钻固井时所用泥浆密度在 1.09~1.22 g/cm³ 区间,高于储层压力,钻完井液的侵入不可避免。加之油藏岩石润湿性偏亲水性,油藏原始含水饱和度 (35%~65%)、残余油饱和度中等偏低,两相流区间窄,油藏水驱油效率中等偏低;当钻井液、作业液侵入后,易造成水相为连续相,降低油相相对渗透率,导致储层伤害。

储层低渗、低压、易伤害的特点,使得从 1990s 起,水力压裂就成为各油公司在盆地内部各油区重要的增产措施^[8]。期间,工区实施了多种形式的工艺改造:第 I 类为高强度加砂压裂,表现为排量高 (3.5~7.0 m³/min)、液量大(加液强度约 100.0 m³/m)、加砂量大(加砂强度一般大于 5.0 m³/m);第 II 类为中等强度的加砂压裂,加砂强度一般在 1.5~3.0 m³/m 之间,加液强度在 20.0~50.0 m³/m 范围,排量一般在 2.0~3.0 m³/min 之间;第 III 类为低强度加砂压裂,加砂强度小于 1.5 m³/m,加液强度小于 20.0 m³/m,排量一般小于 2.0 m³/min。

典型井的压后生产动态显示(图 1):①小规模、低强度(与清洁压裂液作业同规模)的水力压裂效果高于中等规模的水力压裂效果;②中等规模/强度的加砂压裂改造效果好于以往实施的大规模加砂压裂作业效果。

工区以往实施的主要是中高强度的压裂作业,其工艺成功率仅有 81%,且约有 40% 的井存在加砂困难问题,不能按设计顺利加砂。

因而,深入探究导致加砂困难的机理、锁定制

约压后生产效果的关键因素,是制定针对性优化措施的重要基础。

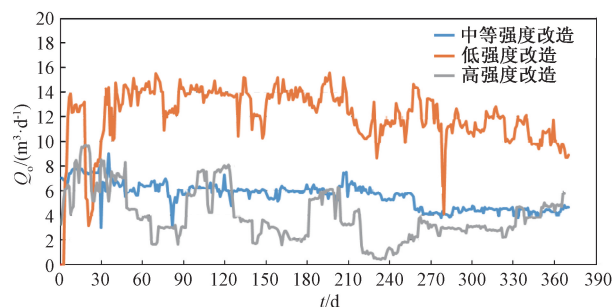


图 1 不同类型压裂作业效果对比

Fig. 1 Effect comparison of different types of fracturing operations

2 储层改造特征形成机制探讨

储层改造特征形成机制的探讨需结合地层物性参数、压裂泵注参数及所形成的水力裂缝参数与压后动态对比分析,锁定影响产量的关键参数,在此基础上探讨影响该参数的主控因素。

2.1 典型井储层改造特征参数对比

为进一步认识各种工艺的改造特征,对上述三种压裂类型中选取的 9 口典型井开展特征对比(表 1)。其中高强度加砂压裂井 3 口,中等强度加砂压裂井 4 口,低强度加砂井 2 口。

对于中高强度的改造作业来说,其穿透深度更高(工区中等强度作业的半缝长为 81.5 m,高于低强度作业井的平均 54.6 m 半缝长),改造后油井的泄油面积更大;不仅如此,中等强度作业层地层系数值也要高于低强度作业井(图 2),产量应更高。

同是低强度改造作业井,ME-4030 井的改造强度、地层系数、含油饱和度均低于 ME-4039 井(表 2),但压后无论产液量还是产油量都要高(图 3)。

根据垂直裂缝井产能评价理论^[9-11],改造井产量与压裂规模(加砂/加液强度/裂缝长度)、地层系数、水力裂缝导流能力呈正相关关系。而工区压后产量表现出与压裂规模、地层系数负相关特征,凸显出裂缝导流能力是工区压后产能表现的主要影响因素。

按照传统理论,影响填砂裂缝导流能力的主要因素包括支撑剂的嵌入、铺砂浓度(加砂强度)、支撑剂破碎及压裂液残渣滞留有关。前两者影响裂缝宽度、后两者与裂缝渗透率相关。工区措施井的

压后表现已显示出与缝宽及铺砂浓度呈负相关,与传统理论不符。而对于压裂液残留,由于现场应用的是改性瓜胶,“大排量、高砂比”的压裂思路正是

改性瓜胶广泛应用背景下提出的^[12],不应是降低裂缝导流能力的主因。种种迹象都表明,影响填砂裂缝导流能力的应该另有它因。

表 1 不同加砂方式的压裂井信息
Table 1 Information of fractured wells with different sand adding methods

井号	层厚/ m	加砂强度/ ($\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-1}$)	加液强度/ ($\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-1}$)	缝高与 层厚比	缝高与 单翼缝长比	排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-1}$)	缝长与 层厚比	缝宽/ mm	备注
EH-3225	6.0	2.3	38.3	6.2	0.9	2.2	6.8	6.6	中等强度 瓜胶携砂压裂
EH-3227	5.0	1.7	31.6	7.5	0.6	2.0	13.7	4.8	
EH-3227	4.0	5.4	59.0	7.3	0.2	2.9	34.0	5.4	
EH-3271	5.0	1.8	34.0	7.5	0.4	2.0	20.4	1.5	
EH-3271	5.5	2.0	30.4	6.1	0.4	2.0	16.2	2.4	
MEN-3157	8.0	1.7	31.9	2.7	0.3	2.4	7.8	7.4	
MEN-3157	9.0	1.6	26.7	3.4	0.4	2.4	8.0	4.4	低强度清洁 压裂液作业
ME-4043	8.0	0.3	5.6	3.6	0.4	1.9	7.7	1.5	
ME-4043	6.0	0.4	6.7	5.6	0.5	2.4	11.0	1.0	
ME-4039	3.0	0.9	12.3	6.3	0.3	1.3	20.1	2.5	低强度瓜胶 携砂作业
ME-4039	18.0	0.2	2.8	1.3	0.5	1.9	2.7	3.6	
ME-4039	19.0	0.3	2.6	1.0	0.6	1.9	1.7	2.8	
PC-3075	8.0	7.1	115.1	/	0.9	6.4	/	/	高强度瓜胶 携砂压裂
EHa-4301	17.3	1.8	29.5	/	0.6	3.8	/	/	
PCa-3113	8.4	6.7	107.5	/	0.2	5.6	/	/	

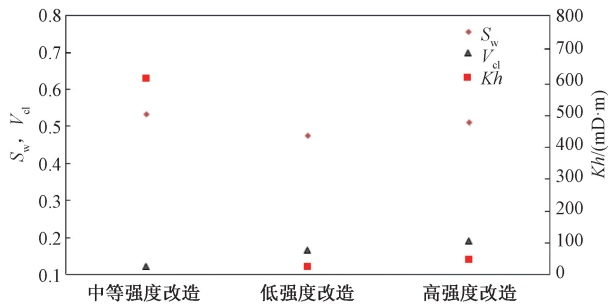


图 2 岩石物性资料统计结果

2.2 反常储层改造特征主控因素探讨

典型井压裂特征参数中(表 1),中等加砂强度平均缝高与层厚之比(5.8)、裂缝半长与层厚之比(15.3)均高于低强度加砂井比值(3.6、8.6),预示着裂缝产状可能对水力裂缝渗透率有重要影响。

水力裂缝产状(方位及长/宽/高)与储层及围岩应力状态^[13-16]、泵注参数、工作液黏度相关^[17-18]。水力裂缝最理想型态是充分在储层内造缝,即长度达到预设要求、纵向上尽量围限于层内。

表 2 不同方式压裂井的岩石物性资料
Table 2 Rock petrophysical data of different fractured wells

井号	层顶/m	层底/m	层厚/m	ϕ	S_w	V_{cl}	K/mD	$Kh/(\text{mD} \cdot \text{m})$
EH-3225	2 515.0	2 521.0	5.8	0.13	0.39	0.11	296.0	651.0
EH-3227	2 406.0	2 411.0	2.9	0.13	0.63	0.08	1.9	0.3
EH-3227	2 338.0	2 342.0	4.1	0.13	0.43	0.11	24.4	61.8
EH-3271	2 629.0	2 634.0	4.4	0.13	0.35	0.11	897.8	2 630.5
EH-3271	2 188.0	2 193.5	8.2	0.13	0.58	0.10	31.3	118.6
MEN-3157	1 916.0	1 925.0	12.2	0.15	0.54	0.14	285.7	1 480.4
ME-4043	1 505.0	1 513.0	3.5	0.05	0.70	0.21	0.4	1.3
ME-4043	2 340.0	2 346.0	3.5	0.11	0.64	0.12	1.1	0.5
ME-4039	2 227.0	2 230.0	3.4	0.16	0.45	0.16	21.7	56.3
ME-4039	2 335.0	2 353.0	8.8	0.13	0.45	0.17	11.3	17.2
ME-4039	2 609.0	2 628.0	8.5	0.10	0.53	0.18	2.6	3.2
PC-3075	2 041.0	2 049.0	7.2	0.15	0.56	0.27	10.6	39.9
EHa-4301	3 085.7	3 103.0	8.0	0.09	0.45	0.13	2.3	0.3
PCa-3113	1 807.0	1 815.4	14.9	0.16	0.53	0.17	17.2	109.6

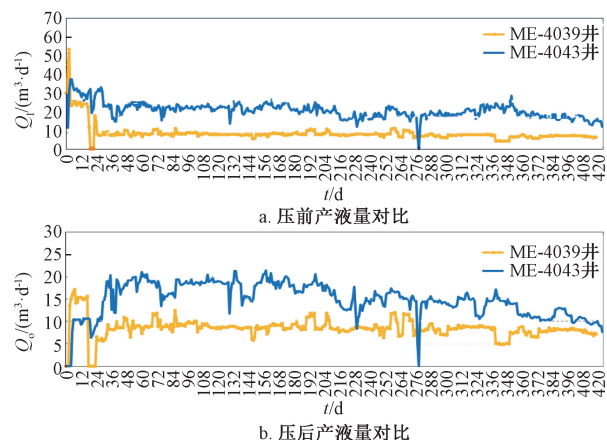


图3 相近规模的瓜胶/清洁压裂液携砂改造效果对比
Fig. 3 Comparison of sand-carrying reconstruction effects between guar gum and clean fracturing fluids with similar scale

水力裂缝在缝内的穿透深度一般由设计时根据井网、储层展布特征或规划的单井控制面积来确定。项目接手初水力的压裂设计相对粗放,水力裂缝规模以300 m井距为依据设计。而随后的研究发现^[19-20]:对于工区的河道砂体储集层,不同于国内近源山麓洪积扇、水下扇、冲积扇、湖底扇重力流沉积为主的低渗透储集体普遍存在的范围广、厚度大特点;其储集砂体主要为以季节性河流相为主,主要为直流河道沉积,而辫状河道砂体较为少见;物源方向主要为盆地南缘高地,河道砂体大致沿南北

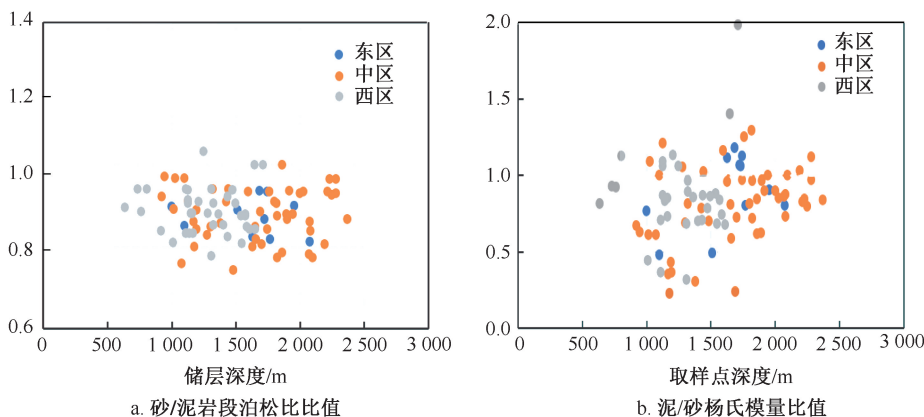


图4 岩石力学参数实验结果
Fig. 4 Experimental results of rock mechanical parameters

图5是MEN-5045井压裂前后用声波扫描技术解释处理的水力裂缝扩展情况。作业目的层段1547.5~1551.0 m,测试处理显示水力裂缝在1534.0~1559.0 m,缝高25 m,缝高纵向扩展严重。小型压裂测试分析也证实了这一点。在该工区的测试表明,约有66%井属于裂缝在高度上过度扩展情形^[24],与邻区监测结果基本一致^[25-26]、水力压裂时裂缝都是以纵向扩

向展布,直流河道迁曲度小于1.23,82.9%的砂体厚度为1~4 m;河道砂体宽度与厚度存在一定统计规律,即 $W/T \approx 30$ 。

根据单井成像资料处理成果,最大水平主压应力方向为NE87°,即实施水力压裂作业时,水力裂缝沿东西向近乎垂直切割河道,且极易贯穿河道进入凝灰质泥岩,导致水力裂缝的无效填充。因而,以往根据井网条件来设计缝长的做法缺乏充分依据。

对于水力裂缝在纵向上的扩展规律研究,凝灰质的影响不容忽视。在成盆演化过程中,盆地内部及周缘一直有频繁的火山活动,致使沉积体系深受中、酸性凝灰质影响,其含量由东往西、由上往下逐渐增加^[21-22]。中酸性火山岩的主要造岩矿物是石英^[23],其在泥岩中的大量掺杂必将引起围岩机械性能的变化、改变泥岩与改造目的层的应力差异,从而影响水力裂缝的扩展。

为深入地认识其对应力差异的影响,实验抽取了工区8个区块51口井138个岩样开展岩石力学参数实验。实验结果显示(图4),砂/泥岩泊松比大致在0.8以上,泥/砂段杨氏模量比值大都在0.7以上。机械参数的接近意味着压裂目的层与顶、底层地应力差值减小。由实验结果校核分层地应力解释结果显示,储层与泥岩应力差约3 MPa,应力差值较小,不利于水力压裂缝高的控制。

展为主。

图6模拟结果还可看出,水力裂缝不但纵向扩展严重,还保持了较高渗透率,极易导致泥岩层黏土矿物带入储层填砂裂缝内,造成严重堵塞,极大降低水力裂缝导流能力。因而,同是瓜胶携砂作业低强度改造井(ME-4039井)作业效果好于中高强度/大规模加砂压裂作业,应主要与水力裂缝泥岩内扩展程度有关。

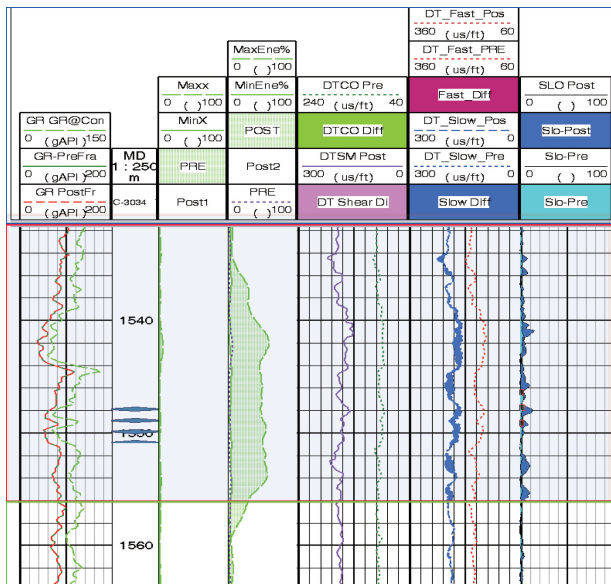


图5 声波扫描监测造缝段 1534.0~1559.0 m (25.0 m)
Fig.5 Fracture generating section monitoring with sonic scanning 1534.0~1559.0 m (25.0 m)

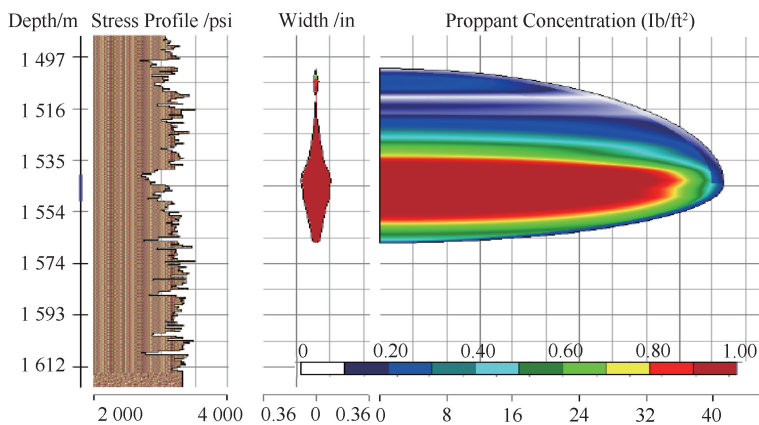


图6 SPC-3034井水力裂缝缝高模拟结果
Fig.6 Simulation results of hydraulic fracture height of Well SPC-3034

综上所述,工区储层窄而薄、围岩富含凝灰质的特点,使得压裂改造作业时水力裂缝纵向上、横向上都易穿透储层,一方面造成裂缝的无效延伸、加大作业中的砂堵风险;另一方面围岩中的黏土矿物易沿水力裂缝侵入到储层内,严重降低水力填砂裂缝的导流能力、降低改造效果。低强度改造因为规模小,降低了水力裂缝穿透地层能力,使得能量分散、裂缝变窄,从而易导致砂堵的风险,这是低强度改造工艺成功率高于中、高强度作业的根本原因;另一方面降低了围岩中黏土矿物沿水力裂缝进入储层内填砂裂缝造成的伤害,这是其压后改造效果高于中高强度作业井的主要因素。低强度清洁压裂液显著的增产效果体现出低黏度、低残留携砂液在 Sanjorge 盆地的应用潜力。

裂缝纵向上窜层越厉害,储层内填砂裂缝的导流能力降低得越快,伤害程度越高,对产量的影响也就越大。

对同等规模的瓜胶携砂压裂和清洁压裂液携砂作业,清洁压裂液携砂作业井(ME-4043井)的含水饱和度高于临井(ME-4039井),孔隙度、渗透率和地层系数均低于临井,作业效果却好于临井。应主要有两方面的因素:清洁压裂液作业的缝高更小,降低了填砂裂缝作为高速渗流通道将泥岩层黏土矿物带入储层填砂裂缝内,从而有利于保持填砂裂缝的高导流能力;所用清洁压裂液的残渣含量更低,伤害率更低(约为瓜胶伤害率的20%)。

即便对清洁压裂液作业井本身,因为其黏度值仅为瓜胶压裂液的20%,模拟裂缝扩展结果显示其半缝长减少了7.5 m,缝高减少了3.5 m。从另一侧面反映了缝高对产量的影响。

3 针对性措施优化

鉴于工区储层窄而薄、水力裂缝易窜入围岩扩展、造成填砂裂缝无效充填等因素,措施的优化主要从裂缝规模、工作液体系、泵注参数几方面着手,将增产工艺从中高强度改造模式转为以低强度改造模式为主。

(1)根据储层厚度大致所对应的河道宽度限定水力裂缝设计长度,半缝长不超过1/3河道宽;

(2)工作液体系方面,减少20%稠化剂用量以降低压裂液浓度;前置液用量降低近50%;

(3)降低作业泵注排量,由原先平均 $2.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 降到 $2.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 以下;

(4)加砂强度亦从以往 $1.6 \text{ m}^3/\text{m}$ 调至 $1.0 \text{ m}^3/\text{m}$,

在西部 Castillo 层甚至降到了 $0.75\text{ m}^3/\text{m}$ 。

现场实践表明,优化改造方案成效显著(表 3,图 6):①低强度改造工艺成功率更高,相比中等强度改造提高了近 10 个百分点;②压后一年内,单井平均日产油高出 3.0 m^3 。

表 3 中、低强度压裂改造工艺特征参数对比

Table 3 Characteristic parameter comparison of medium and low intensity fracturing stimulation technology

改造类型	施工井次	加砂强度/ ($\text{m}^3\cdot\text{m}^{-1}$)	加液强度/ ($\text{m}^3\cdot\text{m}^{-1}$)	工艺成功率/%	排量/ ($\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1}$)
低强度改造	720	1.20	13	90.0	2.0
中等强度改造	476	1.61	26	80.8	2.4

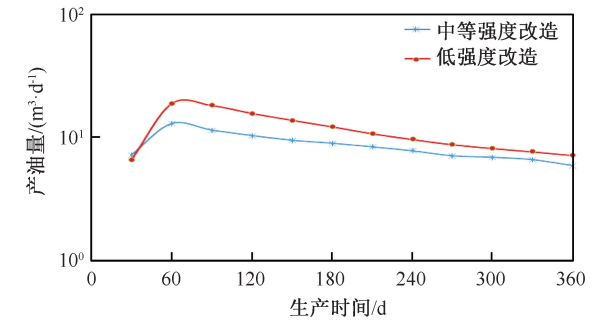


图 6 中、低强度改造压后产油量对比

Fig. 6 Oil production comparison after medium and low intensity stimulation

结合典型井例压裂特征对比分析,通过工区储集体展布特征、凝灰质影响、地应力状态、水力裂缝扩展规律的研究,揭示了影响填砂裂缝导流能力的主要因素,有效解释了工区改造井生产特征的反常现象,促进了针对性优化措施的制定与实施,取得了显著效果。

4 结论

- (1)工区河道砂体自南向北展布、具有窄而薄的特点。储层外围岩的凝灰质发育;凝灰质的存在会显著降低储层与围岩的应力差值。
- (2)压裂作业时,水力裂缝横向上易贯穿河道砂体、纵向上易窜入顶、底部泥岩,导致裂缝的无效充填。
- (3)以往中、高强度加砂压裂效果较差主要是因为裂缝的无效扩展,泥岩层黏土矿物进入储层填砂裂缝,加剧了对填砂裂缝导流能力伤害导致。
- (4)小规模、低强度的加砂改造方案,降低了水力裂缝向围岩扩展的程度,减轻了对填砂裂缝导流能力的伤害,从而可以取得更高的工艺成功率及更好的作业效果,是针对工区特征的有效改造措施。
- (5)低强度清洁压裂液作业增产效果更为显

著,揭示出低黏度、低残留携砂液在 Sanjorge 盆地的应用潜力,是下步工艺挖潜的主要方向。

致谢:该项工作在开展过程中得到了李贵恩、邢庆河、刘振兴、张高玖、樊庆真等人的大力支持,在此表示感谢。

参考文献

[1] 温庆志,张士诚,李林地. 低渗透油藏支撑裂缝长期导流能力实验研究[J]. 油气地质与采收率,2006,13(2): 97-99.

WEN Qingzhi, ZHANG Shicheng, LI Lindi. Experimental research of long-term flow capacity of propping fractures in the low permeability oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006,13(2): 97-99.

[2] 闫怀荣,蒲三龙,魏江伟,等. 姬塬油田高强度压裂改造工艺技术研究[J]. 石油化工应用,2017,36(4): 84-88.

YAN Huairong, PU Sanlong, WEI Jiangwei, et al. Study on high strength fracturing technology in Jiyuan Oilfield [J]. Petrochemical Industry Application, 2017, 36(4): 84-88.

[3] 吴柏志. 胜利油田低渗透油藏压裂关键技术研究及应用[J]. 内蒙古石油化工,2010,36(24): 140-142.

WU Baizhi. Research and application of key fracturing technology in low permeability reservoir of Shengli Oilfield [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2010, 36(24): 140-142.

[4] 崔显涛,马玉生,焦保富,等. 特低渗油田水力压裂参数优化研究[J]. 石油钻探技术,2001,29(5): 61-63.

CUI Xiantano, MA YUsheng, JIAO Baofu, et al. Study on optimization of hydraulic fracturing parameters in extra low permeability oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2001,29(5): 61-63.

[5] 王玲. 中孔低渗复杂断块油藏压裂效果评价及影响因素分析[J]. 非常规油气,2019,6(6): 95-99,109.

WANG Ling. Evaluation of fracturing effect and analysis of influencing factors of complex fault reservoir with low permeability and middle hole [J]. Unconventional Oil & Gas, 2019,6(6): 95-99,109.

[6] 黄有泉. 海拉尔油田苏德尔特复杂岩性储层压裂技术研究[D]. 大庆:大庆石油学院,2007.

HUANG Youquan. Research on hydraulic fracture technologies for development of unconventional formations of Sudert region in Hailaer Oilfield [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2007.

[7] 吴晓利. 苏里格东区压裂工艺优化研究[D]. 西安:西安石油大学,2010.

WU Xiaoli. Sulige east area compression fracture craft optimization research [D]. Xi'an: Xi'an Shiyu University, 2010.

[8] DA P G, COLO C, MARTINEZ R, et al. A new approach to evaluate layer productivity before well completion [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1999,2(1): 75-84.

[9] 蒋廷学,单文文,杨艳丽. 垂直裂缝井稳态产能的计算

- [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 61-63.
JIANG Tingxue, SHAN Wenwen, YANG Yanli. The calculation of stable production capability of vertically fractured well [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(2): 61-63.
- [10] 王晓东, 张义堂, 刘慈群. 垂直裂缝井产能及导流能力优化研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 78-81.
WANG Xiaodong, ZHANG Yitang, LIU Ciqun. Productivity evaluation and conductivity optimization for vertically fractured wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6): 78-81.
- [11] PRATS M. Effect of vertical fractures on reservoir behavior-incompressible fluid case [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1961, 1(2): 105-118.
- [12] 卢拥军. 九十年代国外压裂液技术发展的新动向[J]. 石油与天然气化工, 1998, 27(2): 115-118, 125.
LU Yongjun. Recent advances of 90's foreign fracturing fluid technology [J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 1998, 27(2): 115-118, 125.
- [13] DANESHY A A. True and apparent direction of hydraulic fractures [J]. Society of Petroleum Engineers Journal. 1973, 149-163, .
- [14] WARPINSKI N R, SCHMIDT R A, NORTHROP D A. In-situ stresses: The predominant influence on hydraulic fracture containment [C]. SPE 10308, 1981.
- [15] HOTTMAN C E, SMITH J H, PURCELL W R. Relationship among earth stresses, pore pressure, and drilling problems offshore gulf of Alaska [J]. Journal of Petroleum Technology, 1979, 31(11): 1477-1484.
- [16] ABOU-SAYED A S, AHMED U, JONES A H. Systematic approach to massive hydraulic fracturing treatment design [C]. SPE 9877, 1981.
- [17] 葛赓. 工艺参数对压裂效果影响的三维模拟分析 [D]. 大连: 大连理工大学, 2018.
GE Yan. Three-dimensional simulation analysis of effect of process parameters on fracturing effect [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2018.
- [18] 周祥, 张士诚, 马新仿, 等. 薄差层水力压裂控缝高技术研究[J]. 陕西科技大学学报(自然科学版), 2015, 33(4): 94-99.
ZHOU Xiang, ZHANG Shicheng, MA Xinfang, et al. Research on fracture height containment in thin and poor pay zones [J]. Journal of Shannxi University of Science & Technology (Natural Science Edition), 2015, 33(4): 94-99.
- [19] CARLOS O L, SERGIO R G. Unraveling multiple provenance areas using sandstone petrofacies and geochemistry: An example in the southern flank of the Golfo San Jorge basin (Patagonia, Argentina) [J]. Journal of South American Earth Sciences, 2016, 66(1): 208-231.
- [20] PAREDES J M, FOIX N, PIFIOL F C, et al. Volcanic and climatic controls on fluvial style in a high-energy system: The lower cretaceous matasiete formation, Golfo San Jorge basin, Argentina [J]. Sedimentary Geology, 2007, 202(1-2): 96-123.
- [21] SYLWAN C A. Geology of the Golfo San Jorge basin Argentina [J]. Journal of Iberian Geology, 2001, 27(27): 123-158.
- [22] FOLGUERA A, IANNIZZOTTO N. The lagos La Plata and Fontana fold-and-thrust belt: Long-lived orogenesis at the edge of western Patagonia [J]. Journal of South American Earth Sciences, 2004, 16(7): 541-566.
- [23] 郝立波, 赵洪振, 陆继龙, 等. 中酸性火山岩中造岩矿物含量的定量计算方法[J]. 岩石学报, 2006, 22(2): 480-484.
HAO Libo, ZHAO Hongzhen, LU Jilong, et al. The quantitative calculation method of the petrogenetic mineral content in intermediate-acid volcanic rock [J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(2): 480-484.
- [24] 李行船, 尚会昌. 阿根廷 San Jorge 盆地凝灰质砂岩压裂测试特征分析[J]. 油气井测试, 2019, 28(4): 1-6.
LI Xingchuan, SHANG Huichang. Fracturing test characteristics analysis of tuffaceous sandstone in San Jorge basin, Argentina [J]. Well Testing, 2019, 28(4): 1-6.
- [25] HUTEAU E D, BREDA E, HOMOVIC J, et al. Stimulation with hydraulic fracture of an upper cretaceous fissured tuff system in the San Jorge basin, Argentina [C]. SPE 69586, 2001.
- [26] GHALAMBOR A, ECONOMIDES M J. Formation damage abatement: A quarter-century perspective [J]. SPE Journal, 2002, 7(1): 4-13.

编辑 王 军

第一作者简介: 李行船, 男, 1971 年出生, 博士, 高级工程师, 1993 年毕业于石油大学(华东)油藏工程专业, 2007 年毕业于中国地震局地质所构造地质专业, 获构造流体运移方向博士学位, 现从事油气井工程技术应用等工作。电话: 13811789289; Email: xcli_sipc@sinopec.com。通信地址: 北京市海淀区志新西路 1 号院 1-4-401, 邮政编码: 100083。