

鄂尔多斯盆地页岩油水平井细切割体积压裂技术

慕立俊^{1,2},赵振峰^{1,2},李宪文^{1,2},张矿生^{1,2},唐梅荣^{1,2},杜现飞^{1,2},白晓虎^{1,2}

(1. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院,陕西西安710018;

2. 低渗透油气田开发国家工程重点实验室,陕西西安710018)

摘要:鄂尔多斯盆地页岩油资源丰富,而受储层物性致密、原始油藏压力系数低和湖相沉积非均质性强等因素影响,常规直井开发单井产量极低。2011年以来针对页岩油Ⅰ与Ⅱ类储层,水平井+分段体积压裂技术攻关试验成功,单井产量突破10 t/d,但仍面临规模开发单井产量递减大、低油价下效益差的问题,资源向储量、储量向产量和产量向效益转化速度极慢。为进一步提高单井产量和采出程度,从水力裂缝扩展规律及裂缝形态综合认识评价入手,瞄准优质储量裂缝最大化控制,综合岩性、物性、含油性和可压性评价,建立了水平段储层品质和工程品质一体化分级评价标准;创新了基于水平段分类的非均匀细切割多簇裂缝设计和缝控体积压裂参数优化方法;利用限流和架桥原理,集成配套了极限分簇射孔、动态暂堵转向等裂缝控制技术提高多簇有效性;采用可溶桥塞压裂工具、低成本滑溜水压裂液和组合粒径石英砂支撑剂,实现细切割体积压裂成本控降。通过研究与实践,形成了页岩油Ⅰ与Ⅱ类储层规模效益开发的长水平井细切割体积压裂技术模式,2017~2018年共实施85口水平井,初期日产油达到16 t以上,12个月累产油达到4 850 t,较前期提高1 120 t,第一年递减率下降15%,预测单井产量可提高近 1×10^4 t,盈亏平衡点由63美元/桶下降至42美元/桶。矿场实践证实,采用长水平井+细切割压裂+高强度改造是实现页岩油效益开发的有效技术途径,该技术为其它页岩油资源高效动用和效益开发提供了借鉴。

关键词:评价标准;页岩油;水平井;细切割压裂;缝控储量;效益开发;延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Fracturing technology of stimulated reservoir volume with subdivision cutting for shale oil horizontal wells in Ordos Basin

Mu Lijun^{1,2}, Zhao Zhenfeng^{1,2}, Li Xianwen^{1,2}, Zhang Kuangsheng^{1,2}, Tang Meirong^{1,2}, Du Xianfei^{1,2}, Bai Xiaohu^{1,2}

(1. Oil & Gas Technology Research Institute of Changqing Oilfield Branch Company, CNPC, Xi'an, Shaanxi 710018, China;

2. National Engineering Laboratory of Exploration and Development of Low-Permeability Oil/Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: The Ordos Basin is rich in shale oil resources. But due to factors such as tight reservoir, low primary reservoir pressure coefficient and high heterogeneity of lacustrine sedimentation, the production of early conventional vertical single well is extremely low. Since 2011, the multistage SRV (stimulated reservoir volume) fracturing technology for horizontal wells has been successfully applied to shale oil reservoirs of Type I and II, and the daily production per well has increased to more than 10 t/d. However, we still have to face the problems including high decline rate of production, poor benefit under low oil price in large-scale development, and a fairly low transmission efficiency from resource to reserve, then to production, and finally to economical development. With a view to further improving the individual well production and recovery degree, an integrated set of evaluation criteria for horizontal reservoir quality and engineering quality has been established based on the composite evaluation of hydraulic fracture propagation patterns and fracture geometry, and combined with the evaluation of lithology, physical property, oil-bearing property and compressibility, targeting at maximizing the fracture-controlled reserves. The nonhomogeneous multi-cluster fracturing design with subdivision cutting based on the classification of horizontal laterals and the method to optimize the fracture-controlled volume fracturing parameters have been improved. In view of the theory of limited entry and bridging, the fracture-controlled technologies such as limit multi-cluster perforation and dynamic temporary plugging diversion have been integrated to improve the multi-cluster effectiveness. The cost of SRV fracturing with subdivision cutting can be controlled and reduced by applying dissolvable bridge

收稿日期:2019-01-20;修订日期:2019-03-04。

第一作者简介:慕立俊(1969—),男,博士、教授级高级工程师,低渗透油气藏钻采工程及压裂酸化。E-mail: mulj_cq@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05069, 2016ZX05050)。

plug fracturing tools, low-cost slick water fracturing fluid and combined particle-size quartz sand proppants. Following multiple researches and practices, the fracturing technology of SRV with subdivision cutting for long horizontal wells has been created and applied to develop shale oil reservoirs of Type I and II economically. From 2017 to 2018, this technology were put into effect on 85 horizontal wells with the initial oil production per well reaching above 16 t. And their accumulative production was 4 850 t for the first year, which was 1 120 t more year-on-year. While the decline rate fell by 15% in the first year and the single-well production was predicted to be improved by 10,000 t or so. The Break Even Point (BEP) has declined from \$ 60 per barrel to around \$ 40. Field practice has proved that the technique of fracturing with subdivision cutting and intensive reformation for long horizontal wells is effective to efficiently develop shale oil, and it is of reference value for improving the efficient mobilization and development of other shale oil resources.

Key words: evaluation criteria, shale oil, horizontal well, fracturing with subdivision cutting, fracture-controlled reserve, efficient development, Yanchang Formation, Ordos Basin

1 资源与地质特征

鄂尔多斯盆地石油主要发育于中生界三叠系延长组和侏罗系延安组, 延长组为主力油层组, 纵向分为长 1~长 10 共 10 个油层段。其中长 7 段为中生界石油烃源岩发育段, 近年来通过加强攻关研究与勘探发现了丰富的页岩油资源。页岩油是指三叠系延长组长 7 段烃源岩发育层系内致密砂岩和页岩中未经过大规模长距离运移而形成的石油聚集, 属于湖相沉积。按照岩性组合、砂地比与单砂体厚度等因素可将页岩油储层划分为 4 种类型(表 1)。I + II 类页岩油储层主要为厚层细、粉砂岩; III + IV 类页岩油储层主要为薄层细

粉砂岩和泥页岩。其中 I 与 II 类页岩油主要分布于长 7¹、长 7² 段, 以细砂级和粉砂级长石屑砂岩为主(粘土含量 < 15%), 砂地比 > 30%, 是近年来重点攻关开发对象, 地质资源量达到 30 × 10⁸ t。III 与 IV 类页岩油正在进行技术攻关, 远景资源量达 105 × 10⁸ t。

鄂尔多斯盆地页岩油储层埋深为 1 600 ~ 2 200 m, 基质渗透率为 (0.11 ~ 0.14) × 10⁻³ μm², 孔隙度为 6 ~ 12%, 油气比为 75 ~ 122 m³/t, 原油粘度为 1.35 mPa · s, 压力系数为 0.77 ~ 0.84 MPa/100m, 脆性指数为 39 ~ 45%, 水平两向应力差为 3 ~ 5 MPa^[1]。与国内外页岩油(致密油)相比, 长 7 页岩油具有其独特性。相比国内页岩油压力系数低, 物性差, 但原油粘度小, 埋藏浅; 相比北美二叠盆地页岩油脆性指数低、压力系数低(表 2)。

表 1 鄂尔多斯盆地中生界延长组长 7 段页岩油储层 4 种类型

Table 1 Four types of shale oil reservoirs in the 7th member of the Mesozoic Yanchang Formation in Ordos Basin

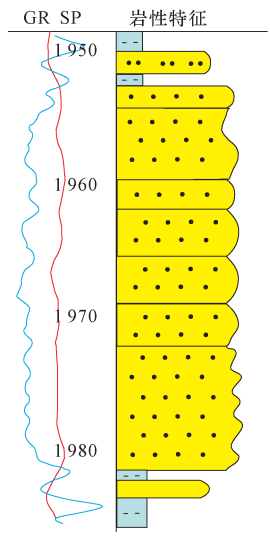
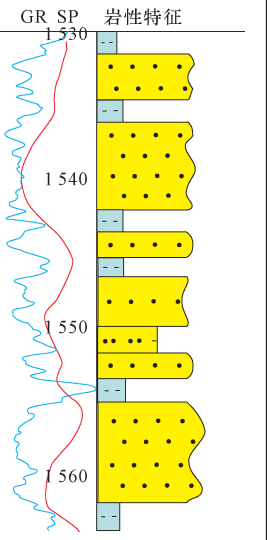
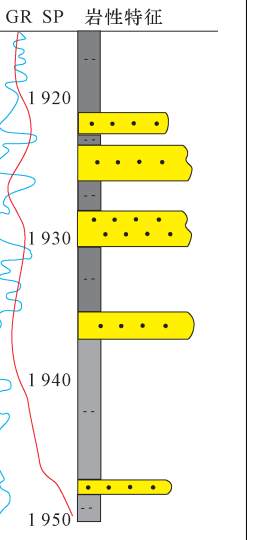
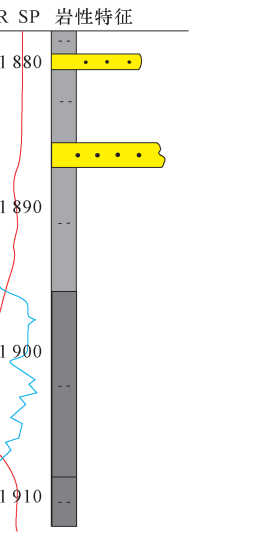
类型	I 类	II 类	III 类	IV 类
岩性组合				
	多期砂叠置厚层型	厚砂与薄砂、泥互层型	含薄砂岩夹层页岩型	纯页岩型
砂地比/%	>48	30 ~ 48	10 ~ 30	< 10
单砂体厚度/m	>10	6 ~ 10	2 ~ 6	<2

表2 鄂尔多斯盆地页岩油与国内外页岩油特征参数对比

Table 2 Characteristic parameter comparison of the shale oil in Ordos Basin and that in other areas both at home and abroad

盆地	鄂尔多斯盆地长7页岩(Ⅰ+Ⅱ类)	国内			国外
		准噶尔玛湖百口泉组	三塘湖条湖组	松辽白垩系	北美二叠盆地
沉积环境	湖相	湖相	湖相	湖相	浅海相
埋深/m	1 600 ~ 2 200	2 700 ~ 3 900	2 000 ~ 2 800	1 700 ~ 2 200	2 134 ~ 2 895
油层厚度/m	5 ~ 15	10 ~ 25	5 ~ 20	10 ~ 30	400 ~ 600
渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.11 ~ 0.14	0.3 ~ 1.6	0.1 ~ 0.5	0.02 ~ 0.5	0.01 ~ 1.0
油气比/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	75 ~ 122	73 ~ 145	—	—	50 ~ 140
原油粘度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	1.35	0.4 ~ 4.1	58 ~ 83	4.0 ~ 8.0	0.15 ~ 0.53
压力系数/($10^{-2} \text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$)	0.77 ~ 0.84	1.2 ~ 1.6	0.9	1.1 ~ 1.32	1.05 ~ 1.5
脆性指数/%	39 ~ 45	50 ~ 51	31 ~ 54	—	45 ~ 60

2 水力压裂裂缝扩展特征

水力压裂裂缝形态受多种因素(如结构弱面与走向及倾向、三向应力差异、岩石脆性等)影响^[2-3]。要形成复杂裂缝网络,先决条件是水平两向应力差较小、天然微裂缝发育及岩石脆性指数较高,同时要配合压裂工艺与施工参数^[4-5]。本文采用大型物模实验、微地震事件带水平检查并取心观察和微地震频度与震级分析,对长庆长7页岩油体积压裂水力裂缝特征开展研究。

2.1 大型物模实验

采集4块长宽高为 $1 \times 1 \times 1 \text{ m}$ 的页岩油天然露头岩样,开展水力压裂大型物模实验,其中1块岩心发育大量的微裂缝和结构弱面,其余3块岩心微裂缝发育程度较低。实验压裂液体采用低粘滑溜水,液体粘度为 $3 \sim 5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,夹持岩样的水平两向主应力相等。实验结果显示微裂缝不发育的3块岩心水力压裂后以单一主裂缝为主(图1),而微裂缝发育的岩心则观察到较复杂的裂缝系统(图2)。实验结果表明,微裂缝与结构弱面是形成复杂裂缝的充分条件,而鄂尔多斯盆地页岩油储层非均质强,天然微裂缝发育并不普遍,总体仍需通过特殊的工艺技术手段来提高储层动用程度。

2.2 水平井取心观察

选取前期页岩油常规大排量压裂改造直井,采用水平井取心评价认识水力压裂裂缝。A1井采用大排量压裂改造,排量为 $6.0 \text{ m}^3/\text{min}$,入地液量为 630 m^3 ,井下微地震监测裂缝带长 310 m ,带宽 80 m 。在垂直最大水平主应力方向(即垂直水力裂缝方向)、距离A1



图1 裂缝不发育的岩心水力压裂后以单一裂缝为主
Fig. 1 A picture showing the dominant single fractures under hydraulic fracturing in the core featuring less developed fractures

(岩样尺寸 $1.0 \times 1.0 \times 1.0 \text{ m}$,天然微裂缝不发育,红色痕迹为水力压裂裂缝扩展形态,呈单一的椭圆形。)



图2 微裂缝发育的岩心水力压裂后可见复杂的裂缝系统
Fig. 2 A picture showing a complex fracture network under hydraulic fracturing in the core featuring well developed micro-fractures

(岩样尺寸 $1.0 \times 1.0 \times 1.0 \text{ m}$,天然微裂缝发育,红色痕迹为水力压裂裂缝扩展形态,呈复杂的不规则缝网。)

井东侧 50 m 的微地震监测事件区域内,部署 1 口水平井 APJ 取心,水平段长 80 m 与微地震带宽相同。岩心观察发现 3 条人工裂缝迹象,且集中在垂直最大水平主应力方向 10 m 范围内,裂缝总体波及痕迹远小于与微地震事件的带宽,表明采用集中射孔条件下常规大排量压裂形成的人工裂缝对侧向控藏程度不够,需要进一步地提高水平段射孔簇数来提高有效改造体积。

2.3 微地震频度与震级分析

因井下微地震监测到的带宽与实际取心观察结果差异较大,利用 Gutenberg - Richter 经验公式计算地震频度与震级关系(式 1)。研究表明,微地震震级与一定震级下的微地震事件数量对数之间呈负相关关系^[6],如果天然裂缝/微断层对微地震整体事件的影响程度越大,则公式中 b 值越小。当 b 值在 1.5 ~ 2.0 时,主要是水力压裂响应;当 b 值小于 1.5 且越接近 1.0 时,天然裂缝/微断层裂缝越多,总体复杂程度越高。统计分析页岩油体积压裂微地震事件, b 值在 1.5 以上的井段占 60% ~ 70%,表明裂缝系统以人工主裂缝为主、微裂缝为辅的裂缝形态,需要通过进一步增加人工裂缝密度来提高裂缝控制程度。

$$\lg N = a - bM \quad (1)$$

式中: M 为微地震震级,范围为 -4 ~ 0; N 为某一震级下监测到的微地震事件数量; a 为常数; b 为天然裂缝影响程度。

3 压裂技术优化

鄂尔多斯盆地 I 与 II 类页岩油储层改造经历了直井常规压裂、直井体积压裂、水平井分段压裂和水平井

分段体积压裂 4 个阶段的探索与实践^[7-9],最终确定了水平井分段体积压裂是实现储层有效动用和提高单井产量的有效途径。前期页岩油水平井布井井距为 600 ~ 800 m,水平段长为 800 ~ 1 000 m,单井压裂为 10 ~ 15 段,单段簇数为 2 ~ 3 簇,簇间距为 10 ~ 30 m,压裂排量为 6 ~ 8 m³/min,加砂强度为 1.5 ~ 2.0 t/m,进液强度为 10 ~ 15 m³/m,采用准自然能量开发。初期产量突破 10 t,达到常规直井的 8 ~ 10 倍,但长期生产递减较大,第一年递减率达到 35% ~ 50%,预测采收率较低(4% ~ 8%),低油价下规模效益开发挑战巨大。水力裂缝扩展特征研究表明,鄂尔多斯盆地长 7 页岩油常规大排量压裂形成复杂缝网难度大,因此由大排量打碎储集体向细分切割高密度完井方向发展是大幅提高单井产量和累积产量的现实方向。另外伴随着页岩油水平段长度大幅增加(主体为 1 500 ~ 2 000 m,最长 3 035 m)和井距进一步缩小(200 ~ 400 m),如何开展长水平段细分切割体体积压裂优化设计,实现水平段优质储层缝控程度最大化,是进一步提高页岩油开发效益关键。

3.1 压裂改造甜点

水平井常规曲线(时差、伽马)划分储层快速、简单,但准确性与精细度较低,现场压裂极易出线与储层解释结果不匹配的情况。为此在水平井常规测井系列的基础上,通过加测电成像与阵列声波系列,精细解释物性、含油性、脆性与地应力等参数,厘定分类阈值,建立水平井储层品质(RQ)和完井品质(CQ)九宫格分段分级评价标准,在地质评价基础上赋予了工程评价,优选水平段“储层工程甜点”,为水平井压裂布缝和方案优化提供依据。其中储层品质 I 和工程品质 A 为综合品质好,储层品质 II 和工程品质 B 为综合品质中等,其余为综合品质差(表 3)。

表 3 鄂尔多斯盆地页岩油水平井 RQ 与 CQ 分级评价标准

Table 3 A standard table for RQ and CQ classification and evaluation of horizontal wells in developing shale oil in Ordos Basin

综合品质	储层品质		
	I	II	III
工程品质	A $\Phi_e \geq 5\%, S_o \geq 70\%$ $\sigma_h \leq 30 \text{ MPa}, BI \geq 50\%$	$3 \leq \Phi_e < 5\%, 50 \leq S_o < 70\%$ $\sigma_h \leq 30 \text{ MPa}, BI \geq 50\%$	$\Phi_e < 3\%, S_o < 50\%$ $\sigma_h \leq 30 \text{ MPa}, BI \geq 50\%$
	B $\Phi_e \geq 5\%, S_o \geq 70\%$ $30 < \sigma_h \leq 34 \text{ MPa}, 40 \leq BI < 50 \text{ MPa}$	$3 \leq \Phi_e < 5\%, 50 \leq S_o < 70\%$ $30 < \sigma_h \leq 34 \text{ MPa}, 40 \leq BI < 50 \text{ MPa}$	$\Phi_e < 3\%, S_o < 50\%$ $30 < \sigma_h \leq 34 \text{ MPa}, 40 \leq BI < 50 \text{ MPa}$
	C $\Phi_e \geq 5\%, S_o \geq 70\%$ $\sigma_h > 34 \text{ MPa}, BI < 40 \text{ MPa}$	$3 \leq \Phi_e < 5\%, 50 \leq S_o < 70\%$ $\sigma_h > 34 \text{ MPa}, BI < 40 \text{ MPa}$	$\Phi_e < 3\%, S_o < 50\%$ $\sigma_h > 34 \text{ MPa}, BI < 40 \text{ MPa}$

注:表中, Φ_e 有效孔隙度,%; S_o 含油性,%; σ_h 最小水平主应力,MPa; BI 脆性指数,%。红色底色为综合品质好,黄色底色为综合品质中等,灰色底色为综合品质差。

3.2 裂缝间距

裂缝间距是影响页岩油水平井压裂效果和作业成本的关键因素。多射孔和缩短裂缝间距,可提高多簇裂缝复杂性,增大与储层接触面积,但过小又会大幅增加作业成本;少射孔和增加裂缝间距,可提升裂缝质量,但过大又会导致裂缝对储层控制程度不够。针对长7页岩油裂缝形态特征,建立非常规复杂缝网模型^[10],可综合考虑储层非均质性、应力各向异性、水力裂缝和天然裂缝的相互作用、水力裂缝之间相互作用(应力阴影效应),真实模拟裂缝扩展机理和支撑剂运输过程。模拟50 m水平段长,分别设计20、15、10、5、2.5 m裂缝间距下的多簇裂缝扩展形态。从模拟结果图中可以看出(图3),间距为20、15 m时应力阴影影响非常小,水力裂缝呈独立扩展;间距为10、5 m时应力阴影对裂缝扩展有一定影响,有的裂缝发生侧弯,有的裂缝扩展有限,整体裂缝复杂程度有所增加,且获得一定的扩展长度;间距为2.5 m时水力裂缝之间有强烈竞争,导致很多水力压裂裂缝扩展有限,整体裂缝改造范围较小。在不同裂缝间距多簇裂缝扩展形态模拟基础上,利用油藏数值模拟软件计算了各套方案的产量。模拟结果表明,当裂缝间距在5 m时,不同时间阶段的累计产量均为最高(图4)。综合考虑压裂产出投入比及施工难度,采用差异化细切割多簇裂缝设计模式:I类水平段密集布缝强化改造,簇间距为5~10 m,段内设计为5~6簇;II类水平段均衡布缝充分改造,簇间距为10~15 m,段内设计为4~5簇;III类水平段精准布缝辅助改造,簇间距为15~20 m,段内设计为3~4簇。段间距以安全封隔作业距离为下限(通常为20 m),上限则根据甜点分布特征进行优化。

3.3 压裂液类型及用量

针对页岩油水平井体积压裂工艺特点,需要综合考虑滑溜水、低携砂和高携砂三种功能为一体的压裂液体系^[11]。根据页岩油储层矿物组分及压裂降低作业成本需求,在室内研究基础上优化简化体系构成,降低压裂液成本。其中针对水敏矿物含量较低,室内测试发现粘土稳定剂对防膨率影响甚小,减除了压裂液中粘土稳定剂;同时滑溜水具有表面活性功能,压裂液表界面性能受助排剂加入变化不大,同时考虑低压储层充分利用滞留液量补能,减除了压裂液中助排剂。现场应用试验表明,压裂液配方简化优化试验井与未简化实施井相比,相同时间的返排率与见油速度基本接近。

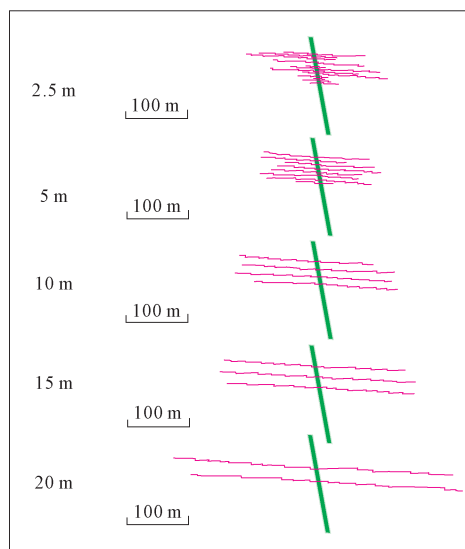


图3 一定水平段不同间距多簇裂缝扩展形态

Fig. 3 Multi-cluster fracture propagation patterns with different spacing in a 50-meter horizontal section

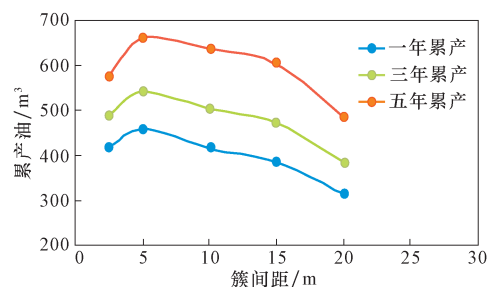


图4 一定水平段不同间距多簇裂缝累产油变化

Fig. 4 Cumulative oil production of multi-cluster fractures with different spacing in a 50-meter horizontal section

入地液量具有增加裂缝改造体积和补充地层能量作用,鄂尔多斯盆地页岩油为典型的低压油藏,地层压力系数为0.77~0.84,大都压后需要人工举升生产。考虑井组缝网全覆盖和初期自喷生产,将压裂造缝与超前补能相融合,根据液体效率、水平段长、井距等参数优化入地液量。根据压裂入地液体物质守恒,定义页岩油改造后地层压力系数 α_p (式2),以其大于1.0、实现自喷为目标进行优化,按照有效油层厚度15~25 m、1 500 m水平段、400 m井距压裂20段,孔隙度10%,原始地层压力为15.8 MPa,地层垂深为2 100 m,液体效率为60%~80%,滞留比例为80%~90%,岩石有效压缩系数为 $0.001\ 2\ \text{MPa}^{-1}$,单井入地液量优化为 $2.5 \times 10^4\ \text{m}^3$,单段压裂3~6簇优化入地液量为800~1 600 m^3 。

$$\alpha_p = \frac{V \times \eta \times \lambda / (C_f \times (L \times D \times H \times \text{Por} + P_i) / H * 100}{(2)}$$

式中: α_p 为地层压力系数,无量纲; V 为压裂液量, m^3 ; η 为液体效率,%; λ 为滞留比例,指压裂总液量与压后至投产返排量之差,%; C_f 为岩石有效压缩系数, MPa^{-1} ; L 为水平段长度,m; D 为水平井井距,m; H 为储层厚度,m; Por 为孔隙度; P_i 为原始地层压力,MPa; H 为储层垂深,m。

3.4 支撑剂类型及用量

页岩水力裂缝扩展特征及综合研究表明,页岩油储层体积压裂形成的是以“主缝为主、支缝为次、微缝为辅”的裂缝系统,不同级次的复杂裂缝尺度差异大,主要包括长度和宽度。压裂模拟即露头观察发现,一般主裂缝半长为井距一半(200 m左右),宽度为5~10 mm;支裂缝长度则不超过簇间距(5~20 m),宽度为1~2 mm;微裂缝则更小,一般长度小于1 m,宽度小于1 mm。利用无因次导流能力公式计算不同尺度裂缝所需的导流能力,裂缝尺度越小,导流能力需求越低,反之亦然(图5)。计算结果表明,主缝需要较高的导流能力($\geq 5 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$),支缝则需要一定的导流能力($\geq 0.6 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$),微缝仅需要较小的导流能力($\geq 0.1 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)。同时支撑剂运移铺置实验证实,支撑剂粒径越小,运移更远,裂缝铺置更均匀。因此采用“小+中+大”组合粒径支撑剂,有助于实现裂缝全尺度支撑,提高页岩油稳产能力。

支撑剂长期导流能力评价实验显示,在鄂尔多斯盆地页岩油闭合应力条件下(32 MPa),20/40目、40/70目、70/140目石英砂可以分别满足“主缝-支缝-微缝”导流能力需求(图6)。进而利用 Eclipse 油藏数值模拟软件,模拟400 m井距下最优支撑裂缝半长为180~200 m。在单段簇数(4~6簇)、液量(800~1 200 m^3)、液体效率(60%~80%)一定的条件下,优化单段支撑剂用量为150~220 m^3 。根据差异化压裂改造原则,推荐Ⅰ类甜点加砂强度4.0~5.5 t/m,Ⅱ类甜点加砂强度3.0~4.0 t/m,Ⅲ类甜点加砂强度2.0~3.0 t/m。

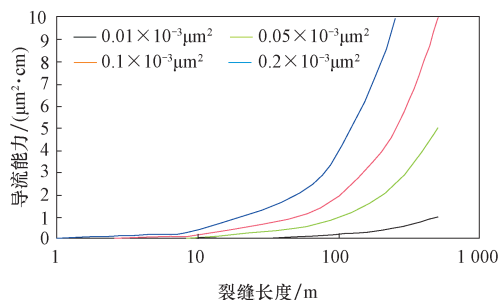


图5 不同级次裂缝长度导流能力需求

Fig.5 Conductivity requirements for fracture length of different grades

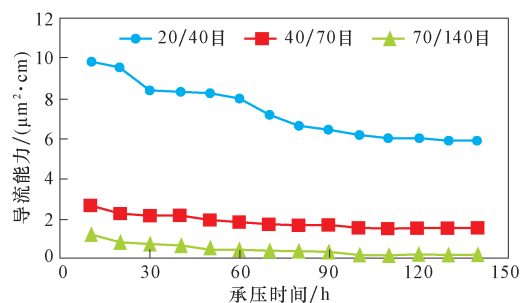


图6 不同粒径石英砂长期导流能力测试曲线

Fig.6 Test curves of long-term conductivity of quartz-sand of various particle sizes

3.5 多簇裂缝精细控制

压裂模拟表明,鄂尔多斯盆地页岩储层单簇裂缝在纵向充分扩展所需的排量为2.5 m^3/min ,每段射孔4~6簇则所需排量为10~15 m^3/min 。因长水平段非均质性较强(簇间应力差1~3 MPa),多簇裂缝起裂及扩展不均衡。为此在大排量注入的基础上,通过集成应用差异化分簇射孔和动态暂堵转向的多簇裂缝控制技术,进一步提升多簇起裂有效性,防止形成超级缝导致井间裂缝窜通,影响整体改造效果。

3.5.1 差异化分簇射孔

多簇射孔起裂效率的评价难度极大,诸如光纤产液剖面测试、电磁支撑剂成像测试因价格昂贵及对生产井筒条件要求较高,在国内应用极少,而阶梯降排量测试方法可通过录取不同排量下的井口压力,计算孔眼摩阻来确定孔眼有效率,具有操作简便、经济适用的优点。常规多簇射孔通常采用均衡射孔方式,即射孔段长度一致(单簇长0.6 m、单簇射9孔),阶梯排量测试分析孔眼有效率仅50%~60%,分析主要原因是簇间应力差异导致。为此根据限流原理,开展段内簇间差异化射孔,即根据测井解释结果和地应力公式,计算水平段各簇射孔位置处水平主应力值,对于段内低应力簇减少孔眼数(最少至3孔),对于高应力簇则增加孔眼数(最多至12孔),阶梯排量测试分析差异化分簇孔眼有效率70%以上。同时按照极限限流理念,探索开展了极限分簇射孔技术试验,即通过大幅减少单簇孔数提高井底压力^[12],单簇孔数2孔,阶梯排量测试分析极限分簇孔眼有效率达80%以上(图7)。

3.5.2 动态暂堵转向

在地层压开液体及支撑剂顺利注入时,受天然裂缝或缝间干扰影响,部分井段多簇裂缝沟通呈现出自

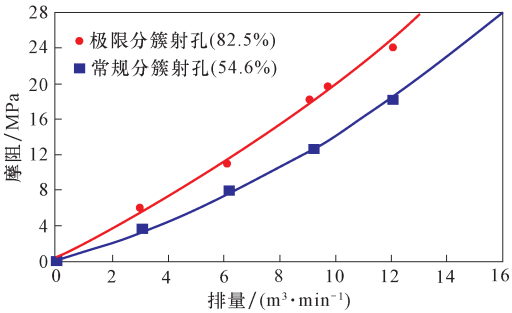


图7 极限分簇与常规分簇裂缝起裂有效性对比

Fig.7 Fracturing efficiency comparison between extreme multi-cluster perforation and conventional multi-cluster perforation

口施工压力较低、单一主缝特征明显^[13-14]。为进一步提高裂缝控制体积,采用多粒径可溶暂堵转向剂,其中大粒径封堵已压开裂缝缝口,小粒径运移并封堵缝端,实现裂缝转向至未起裂射孔簇或高应力区域^[15-16]。考虑施工安全,根据井口压力高低确定是否采取暂堵措施(因井口限压 55 MPa,预留 20 MPa 的升压空间,通常施工压力低于 35 MPa 时进行暂堵)。建立暂堵剂加注前后压力响应特征判别准则,即暂堵升压和暂堵前后工作压力差异是否大于簇间应力差(3 MPa)。现

场规模应用 32 口水平井 312 段,裂缝转向成功率达到 70% 以上(表 4)。

4 矿场实践及效益评价

2017 年以来,鄂尔多斯盆地页岩油 I 与 II 类储层共开展水平井细切割体积压裂技术试验及应用 85 口井,采用可溶桥塞分段多簇体体积压裂工艺,平均水平段长 1 618 m,井均改造 23 段 94 簇,入地液量 28 590 m³,支撑剂量 3 418 m³,压裂排量为 10 ~ 15 m³/min,段间距为 20 ~ 50 m,裂缝间距为 5 ~ 15 m,裂缝密度为 6.3 条/百米,进液强度 25.3 m³/m,加砂强度 4.8 t/m。水平井初期单井产量显著提高,2017 年由 13.5 提高至 16.7 t/d,2018 年进一步提高至 18.1 t/d(图 8),改造后地层压力系数均达到 1.0 以上,自喷投产井数大幅增加,占比达到 92%,平均套压 1.0 ~ 3.0 MPa。跟踪 2017 年投产时间较长的井,平均单井 12 个月累产油达到 4 850 t,较前期提高 1 120 t,第 1 年递减率由前期 42.5% 下降至 27.8%,展现出良好的增产和稳产态势(图 9)。

表 4 鄂尔多斯盆地长 7 段暂堵压力响应特征评价

Table 4 Characteristic evaluation of pressure response during temporary plugging in Chang 7 horizons, Ordos Basin

序号	暂堵升压是否明显?	暂堵前后工压差异是否明显?	特征曲线	判断	段数/个	占比/%
I	是	是		有效	158	50.6
II	否	是		有效	66	21.2
III	是	否		疑似	52	16.7
IV	否	否		无效	36	11.5

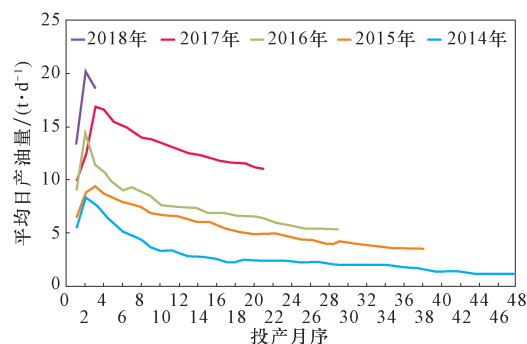


图8 长7段页岩油历年水平井单井产量变化

Fig. 8 Shale oil production of single horizontal well over the years in Chang 7

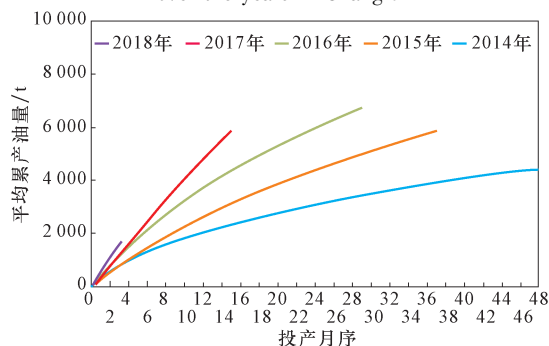


图9 长7段页岩油历年水平井累计产量变化

Fig. 9 Cumulative shale oil production of horizontal wells over the years in Chang 7

4.1 不同水平段长

开展了不同水平段长度矿场对比实践,水平段长总体分为600、1 000、1 500和2 000 m以上四类。长期生产动态表明,随着水平段长度的增加,单井日产量和累积产油量呈增大的趋势(图10,图11)。从图中可以看出,大于2 000 m水平井单井产量达到16 t以上,18个月累计产量达到8 500 t,表明长水平井是页岩油提高单井产量的重要方向。其中XP238-77井水平段长2 740 m,有效段长2 260 m,采用非均匀细分切割布缝,簇间距为10~20 m,压裂改造30段108簇,入地液量53 000 m³,支撑剂量4 400 m³,压裂排量12 m³/min,日产量达到25~30 t/d,21个月累积产油达 1.85×10^4 t,生产1.5年即可回收投资。

4.2 不同裂缝条数

开展了不同压裂裂缝条数矿场对比实践,统计了同区块45口水平井每百米压裂段数及簇数与每百米一年累产油量关系表明,随着压裂段数和簇数的增加,产量明显提高(图12,图13),表明了增加压裂段数和裂缝密度有利于提高单井产量。

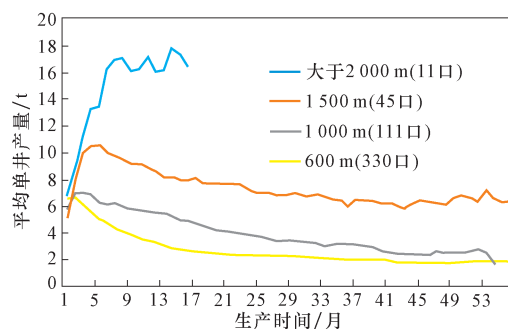


图10 不同长度水平井初期产量

Fig. 10 Initial production of horizontal wells with various lengths

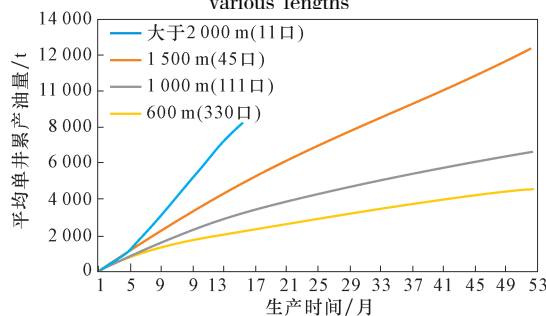


图11 不同水平段长度水平井累积产油量

Fig. 11 Cumulative oil production of horizontal wells with different horizontal lengths

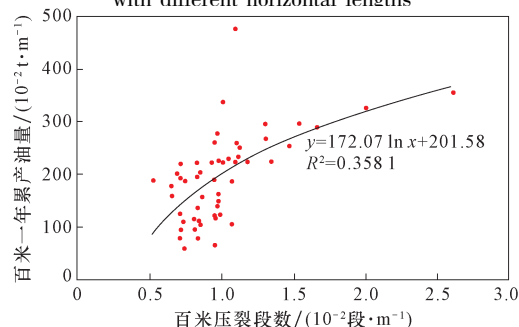


图12 百米压裂段数与每百米一年累产油关系

Fig. 12 The relationship between the number of fracturing sections per 100 m and the yearly cumulative oil production per 100 m in horizontal wells

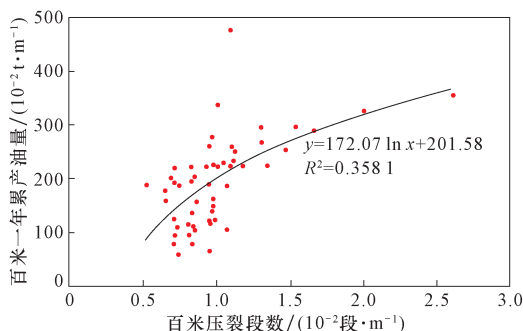


图13 百米裂缝密度与每百米一年累产油关系

Fig. 13 The relationship between fracture density per 100 m and yearly cumulative oil production per 100 m in horizontal wells

4.3 不同压裂强度

开展了不同压裂强度矿场对比实践,统计了同区块水平井百米进液强度、百米加砂强度与百米一年累计产油关系。结果表明进液强度、加砂强度与累计产量正相关性较明显(图14,图15),同时随着每百米进液强度增大,水平井第1年产量递减率明显减小,表明增大压裂强度是致密油水平井提高产量、降低递减的有效途径。

4.4 效益评价

矿场实践表明,长水平段、细分切割及高强度压裂改造是页岩油水平井提高单井产量的有利方向。定义页岩油水平井缝控因子 FI 表征水力裂缝对储层的控制程度(式3)。统计分析显示水平井缝控因子 FI 与百米一年累计产油量具有明显的正相关性,表明增大改造强度有利于提高单井产量(图16)。利用实际产量及递减规律预测页岩油水平井累计产量,考虑单井投资、原油商品率、吨油操作成本等因素,测算不同油

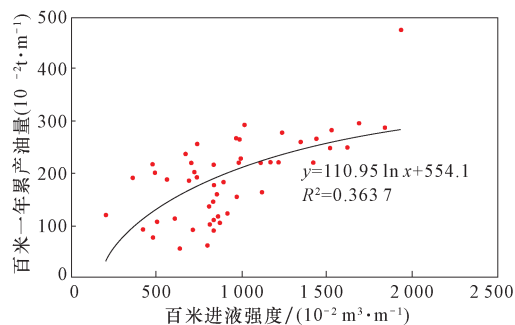


图14 百米进液强度与百米一年累计产油量关系
Fig. 14 The relationship between 100 m fluid injecting intensity and yearly cumulative oil production per 100 m in horizontal wells

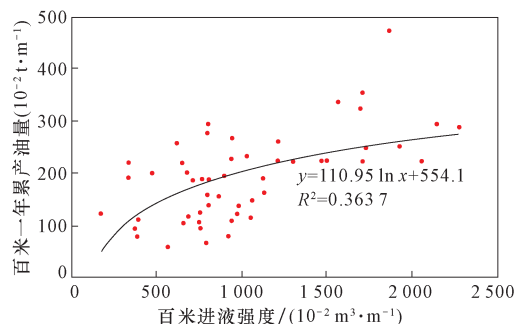


图15 百米加砂强度与百米一年累计产油量关系
Fig. 15 The relationship between proppant injecting intensity and yearly cumulative oil production per 100 m in horizontal wells

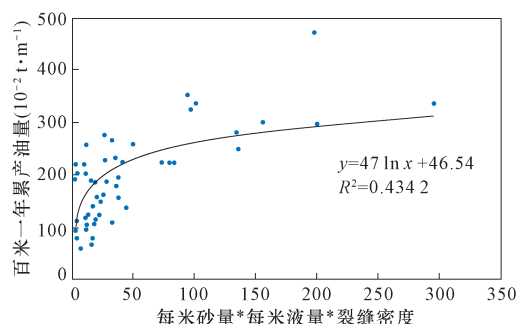


图16 页岩油水平井缝控因子与百米一年累计产油关系
Fig. 16 The relationship between FI and yearly cumulative oil production per 100 m in horizontal shale oil wells

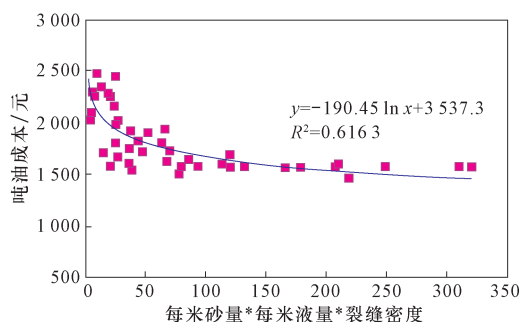


图17 页岩油水平井改造强度与吨油成本关系
Fig. 17 The relationship between stimulated intensity of horizontal shale oil wells and oil cost per ton

价下的产出投入比,当油价为42美元/桶时产出投入比为1.0,较前期63美元/桶大幅降低。证实通过体积压裂技术进步及参数持续优化提升,能够实现单井产量进一步增加,摊薄吨油开发成本,有效实现了开发成本下降和低油价下效益开发(图17)。

$$FI = V_p \times V_l \times \rho_f \quad (3)$$

式中, FI 为缝控因子; V_p 为每米砂量,t/m; V_l 为每米液量, m^3/m ; ρ_f 为百米裂缝裂缝密度,条/100 m。

5 结论

1) 长水平井细分切割体积压裂可有效提高页岩油储层缝控程度,大幅提高单井产量和摊薄开发成本。

2) 地质工程一体化深度融合,是水平段优选改造甜点位置和差异化细分切割布缝设计的基础。

3) 差异化分簇射孔和动态暂堵转向技术集成是实现非均质地层多簇裂缝均衡起裂和扩展的关键手段。

参 考 文 献

- [1] 石道涵,张兵,何举涛,等. 鄂尔多斯长7致密砂岩储层体积压裂可行性评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2014,29(1):52-55.
Shi Daohan, Zhang Bing, He Jutao, et al. Feasibility evaluation of volume fracturing in Ordos Chang 7 tight sandstone reservoir[J]. Journal of Xi'an Petroleum University (Natural Science Edition), 2014, 29(1): 52-55.
- [2] 翁定为,雷群,胥云,等. 缝网压裂技术及其现场应用[J]. 石油学报,2011,32(2):281-282.
Weng Dingwei, Lei Qun, Xu Yun, et al. Fracturing technology of fracture mesh and field application[J]. Acta Petrolei Sinica, 11, 32(2): 281-282.
- [3] 张矿生,王文雄,徐晨,等. 体积压裂水平井增产潜力及产能影响因素分析[J]. 科学技术与工程,2013,13(35):10477-10478.
Zhang Kuangsheng, Wang Wenxiong, Xu Chen, et al. Analysis of productivity increasing potential and influencing factors of volume fracturing horizontal wells[J]. Science and Technology and Engineering, 2013, 13(35): 10477-10478.
- [4] Warpinski N R, Mayerhofer M J, Vincent M C, et al. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity[J]. SPE, 2008, 114173.
- [5] Taleghani A D. Modeling simultaneous growth of multi-branch hydraulic fractures; 45th U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 26-29 June, 2011, San Francisco, California[R]. San Francisco: ARMA, 2011.
- [6] 王进强,胡乃联,姜福兴,等. 微地震震源地震波能量的计算方法[J]. 北京科技大学学报,2013,35(6):703-707.
Wang Jinqiang, Hu Nailian, Jiang Fuxing, et al. Calculation method for the seismic wave energy of microseismic hypocenters[J]. Journal of University of Science and Technology Beijing, 2013, 35(6): 703-707.
- [7] 韩继勇,逢仁德,王书宝,等. 水力喷射环空压裂技术在长庆油田的应用[J]. 钻采工艺,2015,38(1):48-50.
Han Jiyong, Feng Rende, Wang Shubao, et al. Application of hydraulic jet annular fracturing technology in Changqing Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(1): 48-50.
- [8] 李宪文,樊凤玲,杨华,等. 鄂尔多斯盆地低压致密油藏不同开发方式下的水平井体积压裂实践[J]. 钻采工艺,2016,39(3):34-36.
Li Xianwen, Fan Fengling, Yang Hua, et al. Volume fracturing practice of horizontal wells in low pressure compact reservoirs of Ordos Basin under different development modes[J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(3): 34-36.
- [9] 白晓虎,齐银,陆红军,等. 鄂尔多斯盆地致密油水平井体积压裂优化设计研究[J]. 石油钻采工艺,2015,37(4):83-86.
Bai Xiaohu, Qi Yin, Lu Hongjun, et al. Optimization design for volume fracturing of horizontal wells in tight oil reservoir of Ordos Basin[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(4): 83-86.
- [10] 翁定为,付海峰,梁宏波,等. 水力压裂设计的新模型和新方法[J]. 天然气工业,2016,36(3):49-54.
Weng Dingwei, Fu Haifeng, Liang Hongbo, et al. New model and new method for hydraulic fracturing design[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(3): 49-54.
- [11] 吴奇,胥云,张守良,等. 非常规油气藏体积改造技术核心理论与优化设计关键[J]. 石油学报,2014,35(4):706-714.
Wu Qi, Xu Yun, Zhang Shouliang, et al. The core theories and key optimization designs of volume stimulation technology for unconventional reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 706-714.
- [12] Paul Weddle, Larry Griffin, Mark Pearson C. Mining the Bakken: Pushing the envelope with extreme limited entry perforating[J]. SPE, 2018, 189880-MS.
- [13] Paul Weddle, Larry Griffin, Mark Pearson C. Mining the Bakken: Driving cluster efficiency higher using particulate diverters[J]. SPE, 2017, 184828-MS.
- [14] Stephen Rassenfoss. Getting more from fracturing with diversion[J]. SPE, 2017, 0617-0042-JPT.
- [15] Chris Carpenter. Enhancing well performance by in-Stage diversion in unconventional wells[J]. SPE, 2017, 0717-0070-JPT.
- [16] Senters C W, Johnson M D, Leonard R S, et al. Diversion optimization in new well completions[J]. SPE, 2018, 189900-MS.

(编辑 董立)