

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2019088

特低渗透油藏定面射孔压裂技术研究与应用

段鹏辉¹, 雷秀洁², 来昂杰³, 张同伍¹, 康博¹

(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. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西西安 710018; 3. 中国石油长庆油田分公司第一采油厂, 陕西西安 716000)

摘要: 安塞油田长6特低渗透油藏注水开发多年, 水驱前缘已经波及储层高渗透带, 大量剩余油分布于储层纵向低渗段。为开发低渗段剩余油, 采用定面射孔压裂技术, 利用定面射孔形成垂直于井筒轴向的扇形应力集中面, 引导水力裂缝沿井筒径向扩展, 控制裂缝纵向延伸, 实现低渗段剩余油挖潜。在研究长期注采条件下的剩余油分布及岩石力学参数变化特征的基础上, 模拟分析不同定面射孔相位角下的裂缝起裂效果, 根据裂缝融合面积优选出最佳射孔相位角; 同时, 根据较小应力差条件下的裂缝模拟结果, 优化压裂改造参数, 控制裂缝高度。安塞油田78口井长6油藏开发中应用了定面射孔压裂技术, 平均单井增油量达1.8 t/d, 是常规压裂的2倍以上, 取得了较好的效果。研究与应用表明, 定面射孔压裂技术可为特低渗透油藏低渗段剩余油挖潜提供新的技术手段。

关键词: 特低渗透油藏; 低渗段; 定面射孔; 压裂; 剩余油; 挖潜; 安塞油田

中图分类号: TE357.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)05-0104-06

Research and Application of Fixed-Plane Perforating and Fracturing Technologies in Ultra-Low Permeability Reservoirs

DUAN Penghui¹, LEI Xiujie², LAI Angjie³, ZHANG Tongwu¹, KANG Bo¹

(1. Oil & Gas Technology Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710018, China;
2. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710018, China;
3. The No.1 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 716000, China)

Abstract: The Ansai Chang 6 ultra-low permeability reservoir has been developed for many years. The front edge of water flooding has swept the high permeability reservoir zone, and a large amount of remaining oil was distributed in the longitudinal low permeability zones of this reservoir. In order to tap the remaining oil in the low-permeability zone, a fixed-plane perforating and fracturing technology was put forward to form a fan-shaped stress concentration plane perpendicular to the wellbore axis, guide the radial extension of hydraulic fractures along the wellbore and control the longitudinal extension of the fractures, so as to tap the potential of remaining oil in the low permeability zone. Based on the studies of remaining oil distribution and the variation characteristics of rock mechanics parameters under long-term injection and production conditions. Then, the effect of fracture initiation under different fixed-plane perforating phases was simulated and analyzed, and the optimized the perforating phase angle according to the size of fractures fusion area. At the same time, the parameters of fracturing stimulation were optimized according to the results of fracture simulation under weak stress difference, by which the fracture height was controlled effectively. The fixed-plane perforating and fracturing technology was applied in 78 wells of the Ansai Chang 6 reservoir. The average daily oil increase per single well was 1.8 t/d after the stimulation, about twice higher than that of the conventional fracturing technologies, with the good results. The research and application of fixed-plane perforating and fracturing technology has provided a new technical means for tapping the potential of remaining oil in low-permeability zone of ultra-low permeability reservoirs.

Key words: ultra-low permeability reservoir; low permeability interval; fixed-plane perforating; fracturing; remaining oil; tap production potential; Ansai Oilfield

安塞油田长6特低渗透油藏经过多年的注水开发, 目前主力区块均已进入中高含水开发期, 受储层非均质性及微裂缝发育影响, 剩余油分布复杂, 稳产及提高采收率难度极大。随着油田开发的深入, 剩余油挖潜逐渐由平面、层间和连片向剖面、层内和分散转变, 通过对加密井、检查井的资料及野

收稿日期: 2018-11-25; 改回日期: 2019-06-24。

作者简介: 段鹏辉(1981—), 男, 陕西富平人, 2006年毕业于西安石油大学石油工程专业, 工程师, 主要从事老油田增产改造技术研究。E-mail: duanph_cq@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司勘探与生产项目“长庆油田5000万吨持续高效稳产关键技术研究与应用”(编号: 1602-1-4)部分研究内容。

外露头对比分析,并结合测井解释结果,认为长 6 单砂体储层内的窜流、绕流等“非活塞式”驱替非常严重,水驱波及系数较小,水洗程度差异较大,纵向未水洗的油层厚度高达 40% 以上,剩余油富集区主要集中在油层纵向低渗段^[1-2]。近年来,该油田采取了以常规压裂为主的老井重复改造措施,平均单井增油量小于 1.0 t/d,且部分井产量递减快,有效期短,其主要原因是纵向低渗段难以有效改造。

为了充分动用低渗段剩余油,提高重复改造效果,笔者提出了以控制裂缝高度为主的定面射孔压裂技术,通过改变射孔方式,并将压裂施工与控水材料相结合,在较小应力差条件下改造油层低渗段,取得了较好的增产效果,为安塞油田老井特低渗透油藏重复改造探索了新的技术途径。

1 长 6 油藏增产潜力分析

1.1 纵向剖面动用程度低,增产潜力较大

安塞油田已注水开发多年,测井及剩余油监测资料显示,长 6 层纵向高水淹层厚度占比 24.7%,而未水淹的低渗段厚度占比 34.4%,剩余油饱和度 48.1%,剩余油比较富集^[3](见表 1)。研究表明,受层内非均质性影响,油井水淹仅仅是局部某一高渗透层段见水,目前注采条件下水驱难以波及低渗及

致密层段,形成剩余油富集区^[4]。

表 1 长 6 层水淹状况统计
Table 1 Statistics on the water flooding condition of Chang 6 Formation

分类	总厚度/m	厚度占比, %	原始平均含油饱和度, %	剩余油饱和度, %	含油饱和度下降幅度, 百分点
未水淹	186.8	34.4	52.7	48.1	4.6
低水淹	222.0	40.9	53.9	39.1	14.8
高水淹	18.5	24.7	50.5	28.5	22.0
平均	142.4	33.3	52.4	38.6	13.8

1.2 层内物性差异大,油层低渗段剩余油丰富

依据储层物性、孔喉特征及自然伽马等参数,建立了单砂体内部储量精细划分标准^[5],并进行了储量分类:I 类储量主要分布在油层物性好的部位,渗透率大于 0.8 mD,采出程度较高,容易建立(舌进)水淹通道,水洗程度较高,大部分层段已经高含水,这类油层占比 43.7%,层内剩余储量仅 17.9%,挖潜难度较大。II 类储量主要分布在油层物性相对较差部位,渗透率 0.2~0.8 mD,水驱推进速度慢,采出程度低,这类油层占比 33.4%,层内剩余储量较大,占比 29.7%,应是挖潜的重点。III 类储量基本未动用,占比 22.9%,是今后的增产潜力方向。

表 2 单砂体内部储量划分标准
Table 2 Division standard for reserves inside the single sand body

分类	动用驱替特征	孔隙度, %	渗透率/mD	微观孔喉半径/ μm	自然伽马/API
I 类	物性好,容易建立水淹通道过早水淹,驱替效果好,采注程度高	≥ 14	≥ 0.8	≥ 0.25	0.3~0.5
II 类	水驱推进速度慢,物性相对较差,波及体积小,分布广,泥质含量高	$\geq 10\sim 14$	$\geq 0.2\sim 0.8$	$\geq 0.10\sim 0.25$	1.5~0.3
III 类	属于致密油,暂时无法驱替动用,但可计算储量,待今后气驱开发	< 10	< 0.2	< 0.10	0~1.5

2 重复压裂面临的问题

安塞油田长 6 油藏油层厚度较大,层内非均质性较强,油层高渗段受注水影响较大,含水达到 60% 以上,油层纵向低渗段剩余油成为挖潜的主要方向,近年来针对性地采取了重复压裂、补孔压裂等措施,均未达到理想的增产效果,相关技术措施和工艺面临诸多问题。

2.1 增产效果逐年变差,老裂缝挖潜潜力不足

根据近年措施效果分析,常规重复压裂措施增油量呈明显下降趋势,措施效果逐年变差,初期单

井增油量由 1.50 t/d 下降到 1.00 t/d,特别是部分井经过多轮次重复压裂措施后,单井增油量逐次降低,含水率不断上升,且随着选井空间的不断缩小,多轮次措施井已占措施工作量的 30%,措施后初期增油量由 0.81 t/d 下降到 0.67 t/d,含水率上升幅度达 13.7 百分点。在原有裂缝进行重复改造已经难以满足开发需求,需要探索新的技术途径。

2.2 受层内应力影响,储层纵向改造不充分

2.2.1 层内应力剖面较弱,裂缝容易突破隔夹层

安塞油田长 6 油藏单砂体油层厚度较大,在长期水驱波及作用下,储层含水饱和度发生变化,岩

石力学参数也随之发生变化^[6]。室内岩心测试结果表明,岩石的弹性模量、Biot系数随着孔隙压力的增大而减小;岩石的泊松比随着孔隙压力的增大而增大,但增大幅度较小^[7],表明岩石的塑性不断增强,脆性不断减弱。在相同孔隙压力($p_p=8.0$ MPa)条件下,室内三轴岩石压缩测试求得储层水平方向上杨氏模量和泊松比分别为19.6 GPa和0.28,垂直方向上杨氏模量和泊松比分别为20.3 GPa和0.24。

研究表明,长期注采条件下岩石的杨氏模量、最小水平主应力等相应发生变化;同时,室内实验发现储层非均质性对岩石应力影响较大。综合考虑岩石力学参数的影响,改进了应力剖面计算模型^[8]。综合考虑层间孔隙压力变化、岩石力学参数变化结果及非均质性的影响,计算得出长期注采条件下储隔层应力差为2.2~3.3 MPa。

2.2.2 较小应力差条件下裂缝纵向容易压窜

为验证较小应力差条件下重复压裂后裂缝的扩展特征,利用Stimplan压裂软件模拟了X18-06井常规补孔压裂后,在层内较小应力差作用下裂缝的延伸扩展,模拟基本参数为:垂深1 160.00 m,有效渗透率2.0 mD,孔隙度12%。油层上部采用常规螺旋射孔,射孔段1 570.00~1 574.00 m,压裂施工参数为:砂量 10 m^3 ,排量 $1.0\text{ m}^3/\text{min}$,入地液量 75 m^3 。结果表明,压裂后有70%的压裂液充填扩展在原裂缝(1 555.00~1 595.00 m井段),裂缝高度40.00 m,裂缝纵向窜通明显,仅有30%左右压裂液压入新裂缝,低渗层段改造程度较低^[9],说明在层内储隔层应力面较弱情况下常规补孔压裂难以控制裂缝的纵向延伸(见图1)。

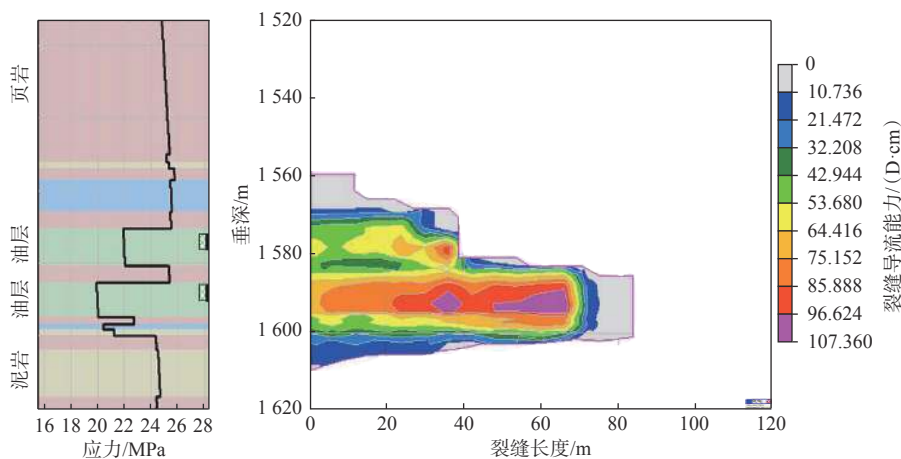


图1 X18-06井常规压裂裂缝模拟结果

Fig.1 Fracture simulation results for conventional fracturing in Well X18-06

3 定面射孔压裂技术研究

3.1 技术思路

根据安塞油田长6储层特征,要提高油层纵向动用程度,需要控制裂缝高度,尽可能避免新裂缝与原裂缝沟通压窜^[10]。常规螺旋射孔与定面射孔的地层应力分布情况如图2和图3所示。

从图2可以看出,常规螺旋射孔孔眼主要沿垂直方向分布,最大主应力点在垂向分布较密,裂缝易沿着垂直方向起裂贯通,最终形成垂直裂缝。从图3可以看出,定面射孔孔眼呈扇形平面分布,由于同一平面内孔眼间的相互影响^[11],最大主应力点在水平方向分布较密,形成水平应力集中面^[12],两侧的最大主应力向中间孔眼集中,引导水力裂缝优

先从该平面起裂,并向外延伸扩展贯通形成径向平面裂缝,从而减缓裂缝的纵向扩展幅度。

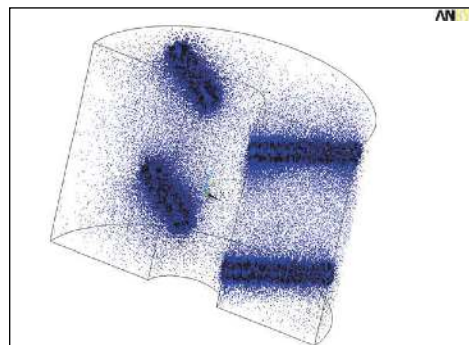


图2 常规螺旋射孔地层应力分布矢量图

Fig.2 Formation stress distribution vector plot for conventional spiral perforation

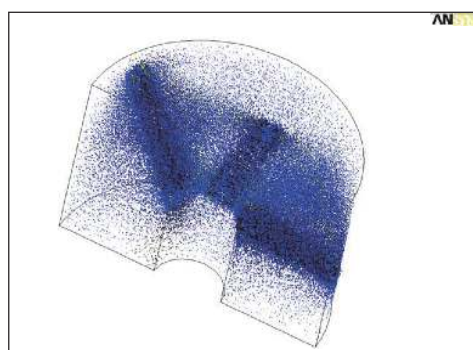


图 3 定面射孔地层应力分布矢量图

Fig. 3 Formation stress distribution vector plot for fixed-plane perforating

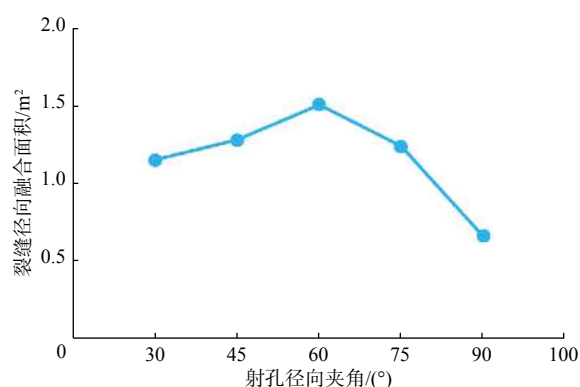


图 4 定面射孔压裂裂缝扩展模拟结果

Fig. 4 Simulation results of fracture propagation on fixed-plane perforating and fracturing

3.2 定面射孔压裂机理分析

3.2.1 裂缝延伸规律

为验证定面射孔压裂的裂缝扩展规律, 利用有限元软件 Abaqus6 进行建模, 研究不同压力、不同射孔相位角情况下的岩体应力场、变形场及射孔孔道连通-融合特征^[13], 得到裂缝延伸扩展规律: 在井筒平行于 y 轴的情况下, 射孔相位角分别为 30° , 45° , 60° , 75° 和 90° 时, 定面射孔压裂裂缝主要沿井筒径向扩展^[14], 同一压力作用下, 射孔相位角由 30° 增大到 60° 时, 裂缝径向融合面积呈增加趋势; 射孔相位角大于 60° 时, 裂缝径向融合面积减小, 不利于形成径向裂缝面 (见图 4)。综合分析, 射孔相位角为 60° 条件下裂缝径向融合面积最大, 更有利于裂缝沿径向扩展。

3.2.2 储层较小应力差条件下控制缝高

根据 W90-242 井油藏地质参数及现场施工情况, 建立了地应力剖面模型, 模拟定面射孔压裂对缝高的影响。模拟基本参数为: 井深 1 200.00 m, 有效渗透率 2.1 mD, 孔隙度 12.8%, 储隔层应力差 2.0 MPa。在油层上部低渗段进行定面射孔, 研究裂缝扩展规律, 施工参数以实际为准, 该井射孔井段为 1 152.00~1 154.00 m, 采用 102-16-180-70 定面射孔枪和 SDP44HMX32 射孔弹, 射孔密度 12 孔/m, 加砂量 15 m^3 , 排量 $1.4 \text{ m}^3/\text{min}$, 入地液量 60 m^3 。模拟结果表明: 80% 左右的裂缝在低渗段扩展延伸 (1 140.00~1 160.00 m 井段), 裂缝纵向扩展距离得到有效控制^[15], 油层低渗段得到有效改造 (见图 5)。

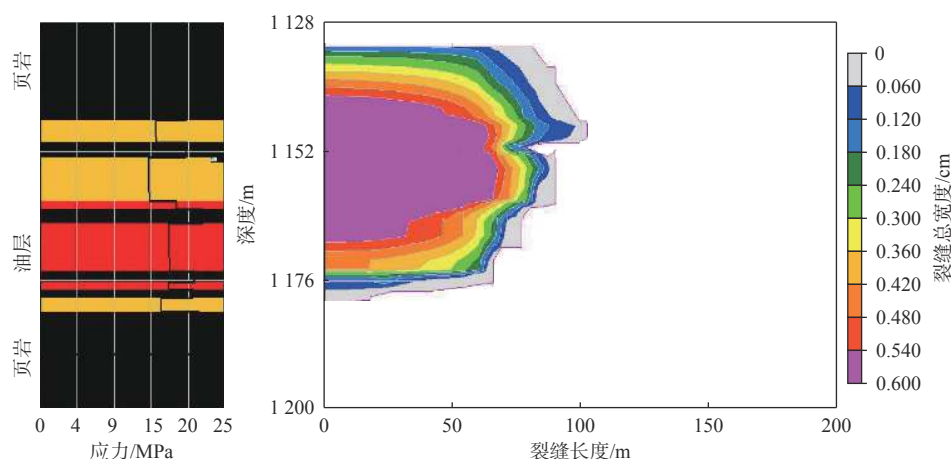


图 5 W90-242 井定面射孔压裂裂缝模拟结果

Fig. 5 The results of fractures simulation on fixed-plane perforating and fracturing in Well W90-242

3.3 压裂参数优化

考虑现场施工条件, 在工艺上考虑控制裂缝纵

向延伸参数条件, 尽可能在施工时将新裂缝纵向高度控制在低渗段油层内部, 避免沟通已经水洗的老裂缝, 确保能够充分改造低渗段油层。

3.3.1 施工排量

根据前文 2.2 的研究结果,要使储层压裂裂缝受储隔层应力控制,缝内净压力需小于 3.0 MPa^[16]。通过理论计算,得到了净压力与排量之间的关系曲线(见图 6)。从图 6 可以看出,要达到控制裂缝高度所需的缝内净压力,排量需小于 1.6 m³/min;排量大于 1.6 m³/min 后,裂缝高度出现突升,储层纵向裂缝延伸易失控,从而影响改造效果。综合考虑,施工排量优选为 1.4~1.6 m³/min。

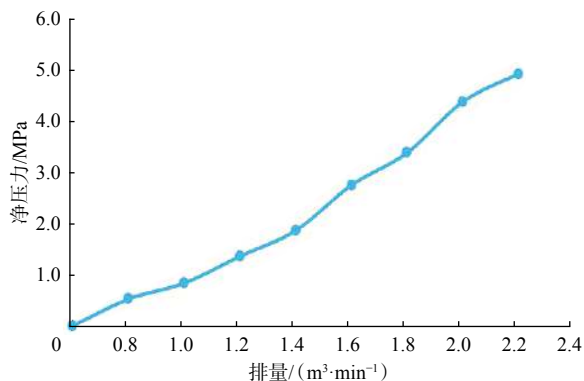


图 6 净压力与排量的关系曲线

Fig. 6 Net pressure versus discharge capacity curve

3.3.2 液量

为了充分发挥水力裂缝的作用,避免油井过早水淹或压裂裂缝过长引起水窜,需要研究入地液量对水力裂缝长度的影响,以便确定不同井网形式和井距下的最优水力裂缝参数,设计优化油井压裂改造方案^[17]。安塞油田长 6 油藏 300 m×120 m 矩形反九点井网经过多年注采,水驱前缘逼近原裂缝周围,需要控制压裂裂缝长度。模拟结果表明,入地液量大于 80 m³ 时,裂缝长度大于 90 m,裂缝穿透比大于 0.3,容易沟通水线。因此,要控制裂缝穿透比小于 0.3,最终优化缝长 60~80 m,入地液量 60~80 m³。

3.3.3 支撑剂及压裂液优选

为了控制含水率上升,采用选择性润湿支撑剂与石英砂支撑剂组合来支撑裂缝,根据储层闭合应力大小和支撑剂导流试验评价结果^[18],优选 40/70 目选择性润湿支撑剂与 20/40 目石英砂的组合。

为了更好地控制缝内净压力和措施后的含水率,前置阶段注入 10 m³ 可改变相渗特性的压裂液,控制裂缝端部含水率,加砂初期加入 40/70 目选择性润湿支撑剂 5~10 m³,利用包裹树脂技术改变相

渗透率,阻止裂缝内含水率的上升;主压裂阶段加入 20/40 目的石英砂 10~15 m³,采用弱交联压裂液作为携砂液,降低液体黏度及砂比,控制裂缝纵向延伸,平均砂比控制在 20%~25%。

4 现场应用

4.1 总体应用情况及效果

安塞油田 78 口井的长 6 特低渗透油藏应用定面射孔压裂技术进行了压裂改造,平均单井增油量 1.80 t/d,含水率 43.0%。与常规补孔压裂技术的应用效果相比,平均单井增油量提高 0.70 t/d,含水率降低 20.0 百分点。从长期生产数据可以看出,该技术增油控水作用明显,稳产效果较好,且措施效果持续有效(见图 7)。

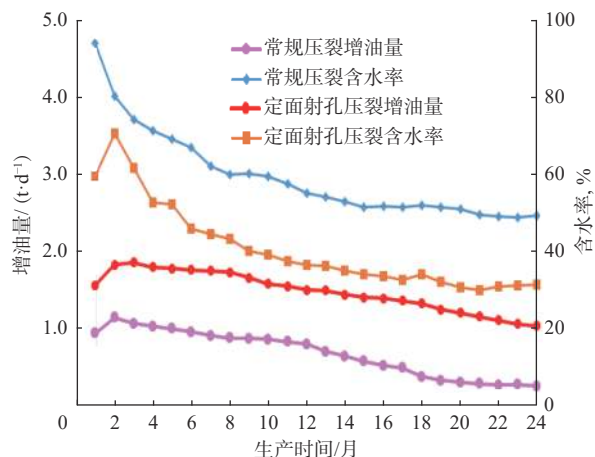


图 7 定面射孔压裂试验井生产曲线

Fig. 7 Production curve of fixed-plane perforating and fracturing test well

4.2 实例分析

W101-232 井位于安塞油田长 6 区块中部,2015 年 7 月投产,初期产油量 2.10 t/d,含水率 8.3%;措施前产油量 0.68 t/d,含水率 70.6%,累计产油量 13 460 t。

2017 年 6 月,综合分析该区井网、水驱系统和地层压力等情况,对 W101-232 井长 6 下段低渗段油层实施定面射孔压裂,开发低渗段剩余油。设计采用选择性润湿支撑剂,增大裂缝中水的流动阻力,降低措施后的含水率。单井施工参数优化设计为:阶段排量 1.4 m³/min,前置液注入 10 m³ 可改变相渗特性的压裂液,携砂液前段加入 40/70 目选择性润湿支撑剂 5.0 m³,携砂液后段加入常规 20/40 目支撑剂 15.0 m³ 进行裂缝充填,总入地液量 75 m³。

该井措施后产液量 $2.98 \text{ m}^3/\text{d}$, 产油量 1.63 t/d , 含水率 35.6%, 取得了较好的压裂增产效果。

5 结论与建议

1) 安塞油田长 6 油藏老裂缝周围水驱波及程度较高, 储层纵向低渗段剩余油是油田增产的主要方向。

2) 储隔层应力差变弱对重复压裂效果的影响较大, 对射孔方式、压裂液(包括控水材料)、支撑剂和施工参数进行优化, 形成了定面射孔压裂技术, 解决了应力面较弱条件下的压裂改造难题。

3) 从裂缝监测和压裂效果来看, 定面射孔压裂实现了纵向低渗段油层的充分改造, 增产效果显著。

4) 定面射孔是诱导裂缝沿径向起裂的重要方式, 需进一步研究岩石地应力与裂缝起裂的关系及其影响因素, 提高该技术的应用效果。

参 考 文 献

References

- [1] 王东琪, 殷代印. 特低渗透油藏水驱开发效果评价[J]. 特种油气藏, 2017, 24(6): 107–110.
WANG Dongqi, YIN Daiyin. Waterflooding performance evaluation in ultra-low permeability oil reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2017, 24(6): 107–110.
- [2] 张浩, 仲向云, 党永潮, 等. 鄂尔多斯盆地安塞油田长 6 储层微观孔隙结构[J]. 断块油气田, 2018, 25(1): 34–38.
ZHANG Hao, ZHONG Xiangyun, DANG Yongchao, et al. Microscopic pore structure of Chang 6 reservoir in Ansai Oilfield, Ordos Basin[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2018, 25(1): 34–38.
- [3] 董晓军, 全方超, 蒲阳峰, 等. 基于岩石物理相研究特低渗透油藏宏观剩余油分布[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(4): 167–172.
DONG Xiaojun, TONG Fangchao, PU Yangfeng, et al. A study on macroscopic remaining oil distribution of ultra-low permeability oil reservoir using petrophysical facies[J]. *Science Technology and Engineering*, 2016, 16(4): 167–172.
- [4] 刘晓峰, 梁积伟, 郭晓丹, 等. 延安地区长 6 储层非均质性特征[J]. 西安石油大学学报, 2019, 39(3): 507–514.
LIU Xiaofeng, LIANG Jiwei, GUO Xiaodan, et al. Reservoir heterogeneity characteristics of Chang 6 reservoir in Yan'an Area[J]. *Journal of Xi'an University of Science and Technology*, 2019, 39(3): 507–514.
- [5] 王友启. 特高含水期油田“四点五类”剩余油分类方法[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(2): 76–80.
WANG Youqi. “Four Points and Five Types” remaining oil classification in oilfields with ultra-high water cut[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(2): 76–80.
- [6] 杨刚, 孟尚志, 夏诗语. 孔隙压力对砂岩岩石力学特性影响试验[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(2): 67–72.
YANG Gang, MENG Shangzhi, XIA Shiyu. Influencing experiment of the pore pressure on the sandstone mechanical properties[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(2): 67–72.
- [7] 张志强, 师永民, 卜向前, 等. 低渗透油藏注水开发中地应力方向变化的研究分析[J]. 北京大学学报(自然科学版), 2016, 52(5): 861–870.
ZHANG Zhiqiang, SHI Yongmin, BU Xiangqian, et al. A study of in-situ stress direction change during waterflooding in the low permeability reservoirs[J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2016, 52(5): 861–870.
- [8] NARASIMHAN S, SHAIKH H, GARY J K, et al. Effect of horizontal stress models and Biot poro-elasticity on predicted fracture geometry[R]. SPE 179162, 2016.
- [9] 张鹏海, 张子麟, 李明, 等. 低渗储油层水力压裂裂缝延伸过程及成缝机理[J]. 东北大学学报(自然科学版), 2019, 40(5): 745–749.
ZHANG Penghai, ZHANG Zilin, LI Ming, et al. Extension process and fracture mechanism of hydraulic fractures in low permeability reservoir[J]. *Journal of Northeastern University (Natural Science)*, 2019, 40(5): 745–749.
- [10] 郭兴午, 刘强, 张楠乔, 等. 页岩定面射孔水力裂缝起裂特征探索及应用[J]. 断块油气田, 2018, 25(2): 254–257.
GUO Xingwu, LIU Qiang, ZHANG Nanqiao, et al. Exploration and application of hydraulic fracture initiation characteristics of shale set surface perforating[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2018, 25(2): 254–257.
- [11] 赵振峰, 唐梅荣, 逢铭玉, 等. 定面射孔对压裂初始裂缝形态的影响研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(22): 60–63.
ZHAO Zhenfeng, TANG Meirong, PANG Mingyu, et al. Impact of transvers perforations on the initial fracture shape of hydraulic fracturing[J]. *Science Technology and Engineering*, 2016, 16(22): 60–63.
- [12] 张儒鑫, 侯冰, 单清林, 等. 采用定面射孔时射孔参数的优选方法[J]. 钻采工艺, 2017, 40(3): 38–41.
ZHANG Ruxin, HOU Bing, SHAN Qinglin, et al. Optimum selection method of perforation parameters for fixed-plane perforation[J]. *Drilling & Production Technology*, 2017, 40(3): 38–41.
- [13] 文志杰, 田雷, 蒋宇静, 等. 基于应变能密度的非均质岩石损伤本构模型研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2019, 38(7): 1332–1343.
WEN Zhijie, TIAN Lei, JIANG Yujing, et al. Research on damage constitutive model of inhomogeneous based on strain energy density[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2019, 38(7): 1332–1343.
- [14] 张洪, 孟选刚, 邵长金, 等. 水平压裂裂缝形成机理及监测: 以七里村油田为例[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(5): 138–145.
ZHANG Hong, MENG Xuangang, SHAO Changjin, et al. Forming mechanism and monitoring of horizontal hydraulic fracture: a case from Qilicun Oilfield[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2018, 30(5): 138–145.
- [15] 谷文彬, 裴玉彬, 赵安军, 等. 人工隔层技术在控缝高压裂井中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(5): 646–651.
GU Wenbin, PEI Yubin, ZHAO Anjun, et al. Application of artificial barrier technology to fracture height control in fracturing wells[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2017, 39(5): 646–651.
- [16] 姬伟, 毕凯, 李荣, 等. 提高安塞油田加密区单井产能工艺试验[J]. 钻采工艺, 2018, 41(4): 41–44.
JI Wei, BI Kai, LI Rong, et al. Field test of procedures used to improve productivity of single wells in infill drilling area of Ansai Oilfield[J]. *Drilling & Production Technology*, 2018, 41(4): 41–44.
- [17] 杜现飞, 张翔, 唐梅荣, 等. 薄互层定点多级脉冲式压裂技术研究[J]. 钻采工艺, 2018, 41(1): 65–68.
DU Xianfei, ZHANG Xiang, TANG Meirong, et al. Research on multi-stage pulsed fracturing technology for thin interbeds[J]. *Drilling & Production Technology*, 2018, 41(1): 65–68.
- [18] 曹广胜, 陈小璐, 王朔, 等. 薄差储层注采井组对应压裂裂缝参数优化[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(32): 20–24.
CAO Guangsheng, CHEN Xiaolu, WANG Shuo, et al. Parameters optimization of thin and poor reservoir injection production well group corresponding fracturing[J]. *Science Technology and Engineering*, 2018, 18(32): 20–24.