

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201503013

低渗透老油田新型多缝重复压裂技术研究与应用

达引朋^{1,2}, 陆红军^{1,2}, 杨博丽³, 李转红^{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;
3. 中国石油川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司, 陕西西安 710018)

摘 要:鄂尔多斯盆地长 X 储层受储层物性、压裂裂缝等因素影响, 注水开发驱替效果较差, 大量剩余油分布于人工裂缝两侧难以动用。为了充分动用裂缝侧向剩余油, 提高油井单井产量和采收率, 按照“控制缝长+多缝+提高剩余油动用程度”的技术思路, 通过数值模拟计算, 提出并试验形成了以“增加裂缝带宽、产生转向新裂缝”为增产机理, 以“缝内暂堵、增大排量、适度规模和低黏液体”为模式的老井新型多缝重复压裂技术。现场试验表明, 与常规压裂相比, 该压裂技术裂缝带宽增大 21 m, 改造体积增大 148%, 平均单井增油量为常规压裂的 1.9 倍, 取得明显的增产效果, 为长庆油田低渗透储层老井重复改造提供了新的技术手段。

关键词:低渗透油气藏 老井 重复压裂 单井产量

中图分类号:TE357.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)03-0065-06

Research and Application of New Refracturing Technology in Low Permeability Oilfield

Da Yinpeng^{1,2}, Lu Hongjun^{1,2}, Yang Boli³, Li Zhuanhong^{1,2}, Bai Xiaohu^{1,2},

(1. Oil and Gas Technology Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Field, Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 3. Changqing Downhole Operation Company, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710018, China)

Abstract: Production from the Chang X reservoir of the Ordos Basin has been declining due to the petrophysical properties of the producing formation, induced fractures, and other factors, and the displacement effect with water. As a result, there is large amount of remaining oil distributed at both sides of induced fractures, and it is difficult to tap. To optimally recover the remaining oil, improve output and recovery, according to the concept of “control of fracture length + multi-fracture fracturing + tap much remaining oil”, this paper presents a new multi-refracture stimulating technology (NMST) through numerical simulation, which can increase fracture width, create new fractures in different directions, and take such measures as temporary plugging inside fracture, raising flow rate properly, using low viscous fluids, etc. Field testing shows that the single-well daily average output is 1.9 times that of conventional technology, fracture belt and fractured formation volume increased by 21 m and 148% respectively. The NMST provides a new way to improve recovery of oil in the low-permeability reservoirs in the Ordos Basin.

Key words: low permeability reservoir; old well; multiple fracturing; output per well

长庆油田属于典型的低渗、低压、低丰度油田, 普遍采用压裂投产和注水开发。随着生产时间的延长, 安塞、靖安、西峰等老油田部分井有效导流能力与开发井网、储层渗流能力适配性变差, 大量剩余油分布于人工裂缝两侧, 难以得到动用, 造成油井单井产量和最终采收率低^[1-4]。为了恢复或提高低产井产量, 常采取常规加砂压裂、前置酸压裂、酸化解堵

等老井重复改造措施, 平均单井增油量仅 1.0 t/d

收稿日期: 2014-10-16; 改回日期: 2015-04-22。

作者简介: 达引朋(1980—), 男, 陕西富平人, 2004 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与新技术推广工作。

联系方式: (029)86593280, dypeng_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“老井重复改造增油控水新技术研究与应用”(编号: 1402-3)部分研究内容。

左右,且部分井后期产量递减快,有效期短^[5-6],说明常规重复改造难以动用裂缝侧向剩余油。近年来,国内各大油田在致密砂岩等难动用储层方面开展了体积压裂技术攻关,初步取得了较好的增产效果^[7-13]。为了进一步提高重复改造效果,笔者对长庆油田长X等典型储层特征和开发特征进行分析,按照“体积压裂”理念,提出并试验了以扩大侧向改造体积为目标的老井新型多缝重复压裂技术,并取得较好的增产效果。

1 新型多缝重复压裂技术思路

长庆油田陇东致密储层定向井体积压裂试验表明,投产初期产量为常规压裂的2倍,增产效果明显。井下微地震监测表明,体积压裂裂缝带宽由常规压裂的40~60 m提高至40~120 m,增大了储层的改造体积。这表明,造新缝或提高裂缝带宽可以提高老井裂缝侧向剩余油的动用程度。

分析老油田储层脆性特征、天然微裂缝特征、长期注水条件下平面两向应力差值和主应力方位变化等发现,受储层最大主应力和压裂裂缝的影响,主向油井见效程度高,侧向油井见效程度低或长期不见效,剩余油富集。开发较早的某区块长X油藏模拟结果表明,沿主裂缝水窜水淹特征明显,剩余油主要在裂缝水线两侧,呈连续或不连续条带分布。加密井取心结果显示,水线侧向100~130 m的条带为剩余油富集区。储层纵向水驱动用状况受物性控制,物性相对较好的层段为主要水驱层段,物性较差的层段弱水驱或未水驱。根据“体积压裂”的理念,认为长X等主要储层具备形成多裂缝的有利条件:

1) 岩石脆性指数高。研究表明,裂缝形态与岩石脆性相关,随着岩石脆性特征增强,裂缝形态向复杂缝网发展。岩石矿物组分、直接/间接岩石力学等脆性表征方法计算结果表明,长X等储层脆性指数28.9%~42.7%,平均40.0%,具备形成多裂缝的条件。

2) 天然微裂缝较发育。理论计算表明,当天然裂缝发育的储层缝内净压力大于两向应力差时,即可实现天然裂缝开启,从而产生以主裂缝为主、具有一定带宽的裂缝系统。长X储层天然微裂缝发育,且在 $0^{\circ}\sim 30^{\circ}$ 的天然裂缝逼近角条件下,缝内净压力大于1.8 MPa就能实现天然裂缝开启,压裂裂缝形态以沟通开启天然裂缝为主,裂缝带宽增大。

3) 储层两向应力差值小。如果要使岩石本体

破裂,那么裂缝内的净压力至少应大于储层水平主应力差值与抗张强度之和。长X储层平面两向应力差4.0 MPa,砂岩抗张强度3.0 MPa,当缝内净压力大于7.0 MPa时主裂缝开始发生转向,产生新的裂缝。

4) 地应力场发生改变。模拟研究了注采比分别为1.4, 1.5和1.6时储层地应力场的变化规律,结果表明,在同一注采比条件下,开发初期最小水平主应力增加幅度较小,受注采影响小;开发中后期,主要受注采影响,最小水平主应力增加幅度较大,应力改变范围扩展至注水井与油井之间区域,地应力反转点为离井筒40~65 m处。地应力场发生改变,有利于重复压裂裂缝转向。

5) 地层能量充足。老油田经过多年注水,地层压力保持程度高,如某区块长X油藏平均压力为原始地层压力的101%,具备重复改造后油井长期稳产的能量条件。

2 新型多缝重复压裂技术研究

与新井相比,老井经过长期注水开发,具有一定的特殊性,如井网固定、采出程度高、水驱前缘不断靠近油井和油水关系复杂等^[14-15]。按照扩大裂缝侧向改造体积、产生新裂缝的技术思路,开展了老井新型多缝重复压裂技术模拟研究。

2.1 增产机理

2.1.1 增加裂缝带宽

利用Eclipse数值模拟软件建立模型(见图1),模拟开采4年、累计产油量2 000 t的菱形反九点井网的边井重复压裂,设计不同的网格参数,研究裂缝形态对产量的影响。

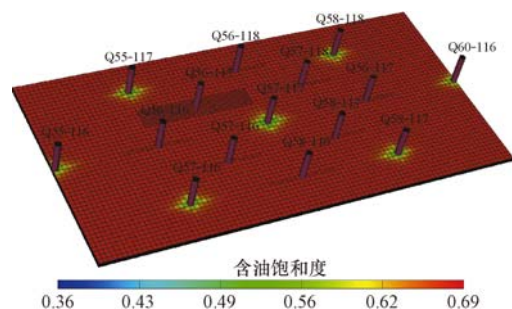


图1 平面数值模型

Fig. 1 Plane numerical model

模拟条件:菱形反九点井网,井排距480 m×

160 m, x 方向渗透率 0.3 mD, y 方向渗透率 0.1 mD, z 方向渗透率 0.03 mD, 油层厚度 20 m, 生产流压 6 MPa, 水井井底注入压力 30 MPa。

按照不同裂缝形态, 建立 5 个对比模型。模型 1: 初次压裂 1 条缝, 带长 150 m, 缝宽 0.025 m, 导流能力 10 D·cm; 模型 2: 重复压裂 1 条缝, 带长 250 m, 缝宽 0.025 m, 导流能力 10 D·cm; 模型 3: 重复压裂缝网, 带长 150 m, 带宽 60 m, 缝宽 0.025 m, 导流能力 10 D·cm; 模型 4: 重复压裂缝网, 带长 250 m, 带宽 60 m, 缝宽 0.025 m, 导流能力 10 D·cm; 模型 5: 重复压裂缝网, 带长 250 m, 带宽 100 m, 缝宽 0.025 m, 导流能力 10 D·cm。

不同模型计算结果(见图 2)表明, 网络裂缝长度和宽度越大, 重复压裂的产油量越高。

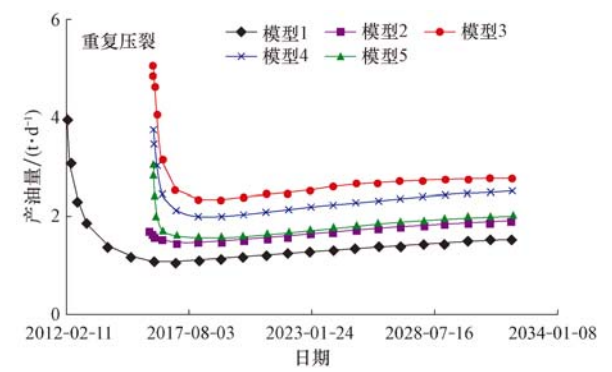


图 2 不同裂缝形态与产量关系模拟结果

Fig. 2 Simulated relationship between yield and different shapes of fracture

2.1.2 裂缝转向造新缝

根据重复压裂施工井的井网形式、初次改造情况及生产动态, 建立典型数值模型, 采用局部网格加密方法等效模拟人工裂缝(见图 3), 在微地震事件区域内设计不同的转向裂缝数, 拟合措施后产量的变化情况。

模拟条件为: 菱形反九点井网井排距 480 m×160 m, x 方向渗透率 1.0 mD, y 方向渗透率 0.3 mD, z 方向渗透率 0.1 mD, 油层厚度 20 m, 生产流压 8 MPa, 水井井底注入压力 30 MPa, 带长 150 m, 缝宽 2.5 cm, 导流能力 10 D·cm。

通过调整生产动态及网格属性, 拟合模拟井重复压裂前的生产动态, 并以此为基础, 预测重复压裂后的产量。转向裂缝分别为 1 条、3 条和 5 条时的产量计算结果(见图 4)表明, 单一的转向裂缝产量偏低, 多条转向裂缝产量较高。以模拟井重复压裂

后的生产稳定产量为基础, 按照调和递减规律预测后期生产动态, 并与数值模型预测结果对比发现, 3 条转向裂缝模型产量与其实际产量接近。这说明采用裂缝转向重复压裂后形成了复杂的转向裂缝网络, 实现了提高单井产量的目的。

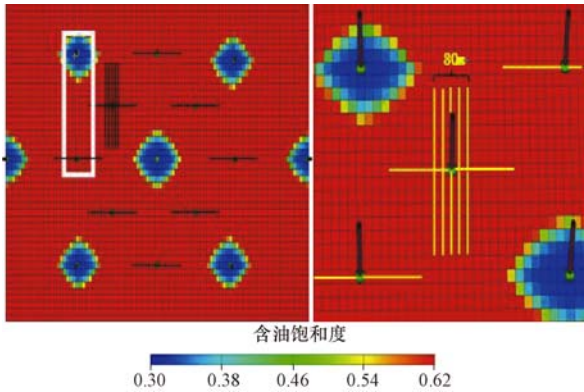


图 3 重复压裂后 5 条转向裂缝设计模拟

Fig. 3 Simulation of 5 fractures changed direction after refracturing

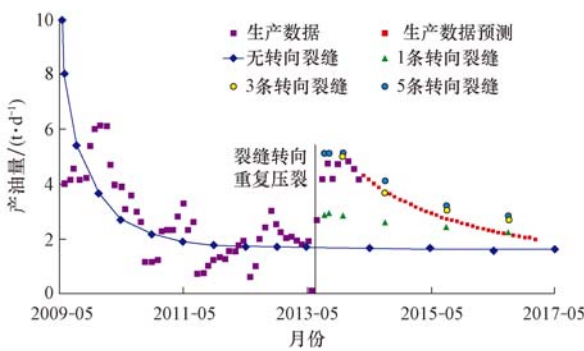


图 4 单井产量拟合及预测结果

Fig. 4 Production fitting of single well and prediction results

2.2 压裂工艺及参数优化

通过研究, 形成了以“缝内暂堵、增大排量、适度规模、低黏液体”为模式的老井新型多缝重复压裂压裂技术。

2.2.1 压裂工艺

低渗透油藏长期注水开发实践表明, 受人工裂缝影响, 菱形反九点注采井网的边井水驱受效程度较低, 而角井位于水驱前缘的有利方向, 水淹可能性较大。因此, 在进行新型多缝重复压裂优化设计时, 其施工参数要区别对待、分别优化。

针对边井最小主应力方向上天然微裂缝不发育、侧向剩余油富集的特点, 按照“老缝体积压裂+缝内

暂堵转向压裂”的工艺思路进行设计,实施大砂量、大液量、大排量 and 低砂比压裂,提高裂缝复杂程度。

针对角井最大主应力方向上天然微裂缝发育、水驱前缘易突进和主向井水淹风险大的特点,按照“缝口暂堵转向+体积压裂”的工艺思路进行设计,控制砂量、液量,实施大排量、低砂比压裂,提高裂缝复杂程度、控制缝长,延长见水周期。

2.2.2 缝内暂堵升压技术

老裂缝采出程度高,要提高单井产量,需要在储层中产生新的裂缝系统,即通过特殊的压裂工艺技术,使储层中的微裂缝得到充分开启或者产生新的裂缝。通过对前期缝内暂堵压裂工艺进行改进,初步形成了“砂塞+大粒径支撑剂+暂堵剂 CDD-3”的缝内段塞升压技术。暂堵剂 CDD-3 颗粒密度 1.06 g/cm^3 ,软化点 40°C ,熔点 58°C ,压裂后可溶解于原油中,对储层不产生堵塞。

研究表明,升压幅度与增油量有较好的相关性,随着升压幅度的提高,储层天然裂缝开启概率增大,扩大了裂缝改造体积,单井增油量呈增加趋势。某区块长 X 储层缝内暂堵升压施工的 58 口井统计表明,按照该区块开启天然裂缝最小的缝内净压力值为标准,缝内升压幅度大于 3.4 MPa 的井有 42 口,暂堵剂升压成功率 72.4% 。

统计发现,加入暂堵剂 CDD-3 后升压幅度明显的油井,其单层平均加入暂堵剂用量为 $25\sim 30 \text{ kg/m}$,能够实现缝内暂堵升压技术要求。

2.2.3 施工排量

以上研究表明,要使长 X 储层压裂裂缝发生转向和实现天然裂缝的开启,缝内的净压力需大于 7.0 MPa 。通过理论计算,得到了净压力与排量之间的关系曲线(见图 5),可以看出,长 X 储层要达到裂缝转向和天然裂缝开启所需的缝内净压力,要求其排量大于 $6 \text{ m}^3/\text{min}$,且排量越大,净压力越高,形成的裂缝网络越宽,泄流体积越大,因此可通过提高施工排量来获得更高的净压力。

2.2.4 液量

应用数值模拟计算不同入地液量与储层改造体积的关系(见图 6)。结果表明,老井新型多缝压裂可大幅增加储层改造体积,但受地层物性条件限制,改造体积存在上限,入地液量为 $800\sim 1\,000 \text{ m}^3$ 时改造体积增加幅度变缓。因此,结合油井在井网中

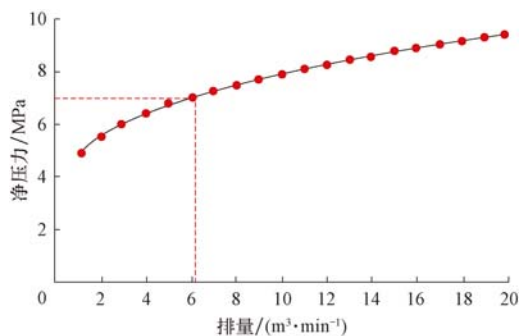


图 5 长 X 储层净压力与排量关系曲线

Fig. 5 Relationship between net pressure and flow rate in the Chang X reservoir

的不同位置和开发特征,优化设计液量为 $500\sim 1\,000 \text{ m}^3$ 。

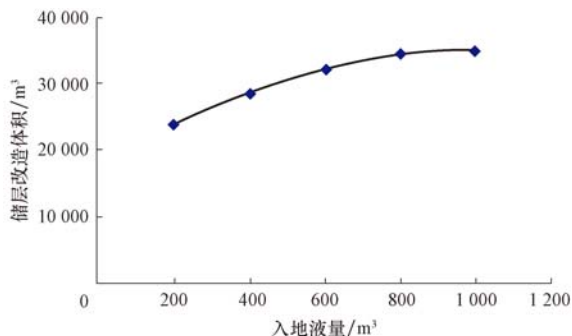


图 6 长 X 储层改造体积与入地液量关系曲线

Fig. 6 Relationship between effective formation volume and amount of fluids entering into the Chang X reservoir

2.2.5 支撑剂

在储层中形成多裂缝系统,需要采用多种支撑剂支撑的模式,即小粒径的支撑剂支撑天然微裂缝及小裂缝,较大粒径的支撑剂支撑主裂缝。根据储层闭合应力大小和室内试验评价结果,优选 $40\sim 70$ 目与 $20\sim 40$ 目的石英砂和低密度陶粒。为了满足缝内净压力的需求,在施工过程中需提高低黏压裂液量的比例;取平均砂比为 $10\%\sim 15\%$,在入地液量设计为 $500\sim 1\,000 \text{ m}^3$ 时,砂量取 $50\sim 100 \text{ m}^3$ 。

2.2.6 压裂液

根据裂缝中流体流动的压力梯度方程可知,压裂液黏度越小,缝内压力变化越小,压力传导距离越远。低黏度压裂液具有更好的压力传导能力,能更有效地增大压裂裂缝的波及面积,并能沟通更多的天然裂缝,且易使微裂缝产生错位和滑移,提高微裂

缝的导流能力。

根据压裂液的室内优化结果,形成了以“滑溜水+基液+交联液”为主体的压裂液体系,并根据液体类型和作用将其应用分为 3 个阶段:第一阶段,滑溜水开启天然裂缝;第二阶段,利用基液扩大天然裂缝开启程度,提高主裂缝导流能力;第三阶段,交联液携带暂堵剂、支撑剂实现裂缝转向造新缝,增加主裂缝近井地带导流能力。

3 现场试验

长庆油田某区块长 X 储层试验井的平均砂层厚度 26.4 m,油层厚度 24.8 m,渗透率 0.35 mD,孔隙度 17.76%,电阻率 38.3 Ω·m,含油饱和度 55.92%。措施前产液量 1.05 m³/d,产油量 0.78 t/d,单井产量低。采用新型多缝重复压裂技术重复改造,平均加砂量 54 m³,砂比 13.01%,排量 6.5 m³/min,入地液量 582 m³。

3.1 净压力特征分析

为了在储层中产生新的裂缝系统,需要在压裂施工过程中形成较高的缝内净压力,采用井底压力计对压裂过程中的井底压力进行监测。结果表明,在加入裂缝暂堵剂和提高施工排量后,施工压力均得到明显提升。试验井在施工过程中采用“砂塞+大粒径支撑剂+暂堵剂”的缝内段塞升压

技术,井底压力升压幅度达 4.8 MPa,达到储层天然裂缝开启条件;同时,对试验井压裂净压力特征对比分析发现,排量提高后,净压力也有所提高(见图 7)。

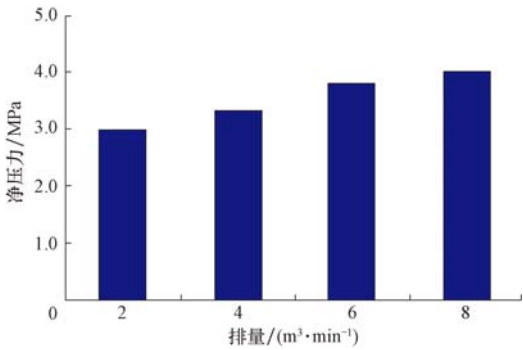


图 7 试验井净压力与排量的统计关系
Fig. 7 Relationship between net pressure and flow rate obtained from a testing well

3.2 井下微地震测试结果分析

为认识低渗透油藏老井新型多缝压裂的裂缝扩展形态,开展了井下微地震压裂裂缝监测。监测结果对比分析表明,与常规压裂相比,新型多缝重复压裂技术裂缝带宽增大 21 m,储层改造体积增大 148%,实现了挖潜裂缝侧向剩余油的目的(见表 1)。同时,部分井压裂后裂缝发生偏转甚至沿垂直于主应力方向延伸,进一步证实了老油田的地应力场发生了改变。

表 1 老井新型多缝重复压裂和常规压裂井下微地震裂缝监测结果对比

Table 1 Comparson of new refracturing result in old well conventional fracturing technique by downhole microseismic crack monitoring

压裂类型	总液量/m ³	总砂量/m ³	最大排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	裂缝网络 长度/m	裂缝网络 宽度/m	储层改造体积/ m ³
新型多缝重复压裂	428	45.0	8.0	304	102	174×10 ⁴
常规压裂	162	28.9	2.4	290	81	70×10 ⁴

3.3 增产效果分析

截至现场试验当年的年底,试验井有效率达 97.3%,单井平均增油量由常规重复压裂的 1.1 t/d 提高至 2.1 t/d,平均单井增油量为常规压裂的 1.9 倍,取得了明显的增产效果。

统计表明,措施后油井平均含水上升幅度为 10.8%,与常规压裂基本相当。总体来看,开发时间小于 5 年和低产低效区油井含水上升幅度小。当含水上升幅度小于 10%,措施井实施新型多缝重复压裂后,采出程度优于区块整体水平,提高了区块的整体开发水平。X 区块目前的含水率为 31.4%,处于

中低含水采油期,区块目前含水率接近低渗油藏理论值 30.0%;试验井措施前含水处于较低水平,措施后含水率上升幅度小,目前采出程度为 35.2%,优于该区块整体水平。

4 结论与认识

- 1) 长庆油田某区块长 X 储层脆性较强、天然微裂缝较发育、平面两向应力差值小、地应力方位变化、地层能量充足,具备开展老井新型多缝重复压裂技术试验的地质条件。
- 2) 现场试验表明,老井新型多缝重复压裂技术

能够实现增大裂缝带宽、开启天然裂缝的目的,与常规压裂相比增产效果提高明显,能够提高区块整体开发水平,且具有较好的适应性。

3) 不同类型油藏老井新型多缝压裂改造试验取得了一些有益的认识,但也存在一些问题,如部分井措施后递减快、含水上升幅度大等,需进一步开展油藏工程、缝网匹配关系等方面的研究,以继续提高油井增产效果和油藏采收率。

参 考 文 献

References

- [1] 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):280-284.
Weng Dingwei, Lei Qun, Xu Yun, et al. Network fracturing techniques and its application in the field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 280-284.
- [2] 李宪文,张矿生,樊凤玲,等.鄂尔多斯盆地低压致密油层体积压裂探索研究及试验[J].石油天然气学报,2013,35(3):142-147.
Li Xianwen, Zhang Kuangsheng, Fan Fengling, et al. Study and experiment on volumetric fracturing in low pressure tight formation of Ordos Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(3): 142-147.
- [3] 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 of Chang-7 tight sandstone reservoir in Ordos Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2014, 29(1): 52-55.
- [4] 刘立峰,张士诚.通过改变近井地应力场实现页岩储层缝网压裂[J].石油钻采工艺,2011,33(4):70-73.
Liu Lifeng, Zhang Shicheng. Net fracturing by changing the surrounding in-situ stress in shale reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(4): 70-73.
- [5] 达引朋,赵文,卜向前,等.低渗透油田重复压裂裂缝形态规律研究[J].断块油气田,2012,19(6):781-784.
Da Yinpeng, Zhao Wen, Bu Xiangqian, et al. Study on fracture pattern law for re-fracturing in low permeability reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(6): 781-784.
- [6] 丁云宏,胥云,翁定为,等.低渗透油气田压裂优化设计新方法[J].天然气工业,2009,29(9):78-80.
Ding Yunhong, Xu Yun, Weng Dingwei, et al. A new method of fracturing optimization design for low-permeability oil and gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(9): 78-80.
- [7] 任雁鹏,达引朋,赵华,等.绥靖油田大路沟二区重复压裂技术研究及试验[J].钻采工艺,2011,34(6):51-54.
Ren Yanpeng, Da Yinpeng, Zhao Hua, et al. Research and test of re-fracturing technology in the Dalugou Second Region of Suijing Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(6): 51-54.
- [8] 李小刚,苏洲,杨兆中,等.页岩气储层体积缝网压裂技术新进展[J].石油天然气学报,2014,36(7):154-159.
Li Xiaogang, Su Zhou, Yang Zhaozhong, et al. New progress of volumetric network fracturing technologies for shale gas reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(7): 154-159.
- [9] 高武彬,陈宝春,王成旺,等.缝网压裂技术在超低渗透油藏裂缝储层中的应用[J].油气井测试,2013,23(1):52-54.
Gao Wubin, Chen Baochun, Wang Chengwang, et al. Application of fracture network fracturing technique to fracture reservoir in ultra-low permeability oil field[J]. Well Testing, 2013, 23(1): 52-54.
- [10] 赵崇镇.深层砂砾岩水平井组立体缝网压裂优化技术[J].石油钻探技术,2014,42(5):95-98.
Zhao Chongzhen. 3D fracturing network optimization techniques for horizontal wells in sandstone-conglomerate formations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 95-98.
- [11] 魏子超,蔡殿生,孙兆旭,等.体积压裂技术在低孔致密油藏的应用[J].油气井测试,2013,22(4):50-52.
Wei Zichao, Qi Diansheng, Sun Zhaoxu, et al. Application of fracturing technology in low pore volume density of reservoir[J]. Well Testing, 2013, 22(4): 50-52.
- [12] 赵振峰,樊凤玲,蒋建方,等.致密油藏混合水压裂实例[J].石油钻采工艺,2014,36(6):74-78.
Zhao Zhenfeng, Fan Fengling, Jiang Jianfang, et al. Examples of mixed water fracturing for competent oil reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(6): 74-78.
- [13] 王晓东,赵振峰,李向平,等.鄂尔多斯盆地致密油层混合水压裂试验[J].石油钻采工艺,2012,34(5):80-83.
Wang Xiaodong, Zhao Zhenfeng, Li Xiangping, et al. Mixing water fracturing technology for tight oil reservoir in Ordos Basin[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(5): 80-83.
- [14] 崔明月,刘玉章,修乃领,等.形成复杂缝网体积(ESRV)的影响因素分析[J].石油钻采工艺,2014,36(2):82-87.
Cui Mingyue, Liu Yuzhang, Xiu Nailong, et al. Analysis of factors affecting the formation of effective stimulated reservoir volume(ESRV)[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(2): 82-87.
- [15] 蒋廷学,贾长贵,王海涛,等.页岩气网络压裂设计方法研究[J].石油钻探技术,2011,39(3):36-40.
Jiang Tingxue, Jia Changgui, Wang Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 36-40.

[编辑 滕春鸣]