

F142 区块大型压裂技术研究与应用

肖晖¹, 郭建春¹, 卢聪¹, 周玉龙²

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川成都 610500; 2. 中国石化胜利油田鲁明油气勘探开发有限公司, 山东东营 257015)

摘要:为了提高 F142 区块油藏开发效益,研究并应用了大型压裂开发技术。在充分考虑大型压裂造长缝基础上,综合利用极限井距、经济极限井距和经济合理井距原理,同时结合区块地应力方向,优化了井网井距;在深穿透、造长缝、饱填砂、低伤害和低风险的设计原则下,利用三维压裂优化设计软件,以产量最优为目标,优化了加砂量、排量、砂比和前置液量等参数;根据大型压裂储层、施工时间和施工规模对压裂液性能的要求,优选了压裂液,确定了 F142 区块低渗透油藏大型压裂开发模式。根据优化结果, F142 区块应采用反九点法井网开发,同时采用大砂量、大排量、高前置液量、中等砂比的大型压裂工艺。完成了 22 井次大型压裂现场试验,平均单井加砂量 75 m³; 压前平均单井产油量 0.8 t/d, 压后初期平均单井产油量 22 t/d, 取得了显著的增产效果。这表明, 大型压裂开发技术能够大幅提高 F142 区块开发效率, 为类似储层的高效开发提供了技术借鉴。

关键词:低渗透油藏开发 大型压裂 井网优化

中图分类号: TE357.1 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2012)06-0090-06

Research and Application of Large-Scale Fracturing in Block F142

Xiao Hui¹, Guo Jianchun¹, Lu Cong¹, Zhou Yulong²

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation (Southwest Petroleum University), Chengdu, Sichuan, 610500, China; 2. Luming Oil and Gas Exploration & Development Co. Ltd., Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying, Shandong, 257015, China)

Abstract: In order to improve the development of Block F142 reservoir, large-scale fracturing development technology has been studied. The well pattern and well spacing are optimized by comprehensive utilization of limited well spacing, economic limit well spacing and economic rational well spacing. Based on the design principles of deep penetration, long fracture length, high concentration sand placement, low damage and low risk, treatment parameters such as sand volume, displacement, sand concentration and pad volume are optimized by the 3D fracturing optimization design software(FRACPROPT) for the purpose of optimal production. According to the requirements of formation compatibility, treatment time and scale on fracturing fluid properties, fracturing fluid is selected. Then the large-scale fracturing development mode is determined. Based on the optimization results, reverse 9 spot well pattern should be used for block F142, as well as large-scale hydraulic fracturing featuring "large sand volume, large displacement, large amount of pad fluid, medium sand fluid ratio"(proppant volume: 55~70 m³, displacement: 5.0~6.0 m³/min, ratio of pad fluid to proppant volume: 2.5~3.0, average sand fluid ratio: 20%~25%). 22 well large-scale fracturing treatments have been completed with the average amount of proppant of about 75 m³ per well, average oil production per well 22 t/d after fracturing from 0.8 t/d before the treatment and showed significant production increase. It is proved that the massive fracturing can improve development efficiency of Block F142 providing reference for the development of similar reservoirs.

Key words: low permeability; oil reservoir development; large-scale fracturing; well pattern optimization

F142 区块位于正理庄油田东北部, 主力层位为沙三下, 是一套夹于大套油页岩中、厚度为 5~16 m 的浊积砂岩, 面积 12.34 km², 储量 440×10^4 t, 平均储量丰度 35.66×10^4 t/km², 为低丰度、低品位油

收稿日期: 2012-07-10; 改回日期: 2012-10-09。

作者简介: 肖晖(1984—), 男, 四川富顺人, 2006 年毕业于西南石油大学石油工程专业, 在读博士研究生, 主要从事油气开采和增产技术研究。

联系方式: 15882403191, swpixh@163.com。

藏。平均孔隙度 17.1%，平均渗透率 1.5 mD，是典型的中孔、特低渗透油藏。

对于薄层、低丰度、特低渗透致密砂岩油藏，采用传统方式难以经济有效的开发^[1-3]。由国内外致密砂岩油藏开发经验知，开发关键在于通过大型压裂改造，增加裂缝长度^[4-8]，增加单井控制储量，提高动用程度。但是，目前国外对类似储层没有从开发的角度整体考虑，在经济效益方面存在一定问题。而国内还处于探索阶段，主要采用大型压裂，还没有形成规模，很少取得突破^[9-12]。笔者以经济效益为目标，通过大型压裂在薄层砂岩储层中形成的“扁而长”的水力裂缝，将大型压裂与井网优化进行统一，结合储层自身特征，形成了以大型压裂为核心的大规模压裂开发技术。

1 大型压裂开发技术可行性分析

1.1 油藏评价

根据大型压裂开发技术特点，要求油藏适应性条件为：

- 1) 油藏层系单一且被厚层围岩包裹。根据现有裂缝检测，上覆围岩厚度 60 m 以上，下伏围岩厚度 20~30 m。
- 2) 低丰度、低—特低渗。储量丰度小于 50×10^4 t/km²，渗透率小于 50 mD。
- 3) 油藏须具备一定规模。厚度大于 4 m 储层的面积最好大于 1 km²。
- 4) 在一定的空间邻域内（油层上方 60 m、下方 30 m 范围内，油藏边界外 300 m 内）不存在其他油藏和水层。
- 5) 油藏自身无边、底水。

对符合上述条件的油藏，在精细地质建模的基础上进行油藏方案设计。首先，综合钻井、地震、测井、岩心分析等资料对 F142 区块沙三下油藏进行精细描述，然后利用 Direct 软件初步完成油藏地质建模，为大型压裂井网设计和中后期局部优化调整奠定基础。

1.2 地应力评价

借助压裂软件分析了 F142 区块地应力剖面类型，该区块地应力剖面具有油层段低、上下围岩段高的“夹心饼”特征，应力差 5~8 MPa。这种“夹心饼”式的地应力剖面环境非常有利于裂缝在上下围岩围限下、沿油层内部长距离横向延伸，即有利于造长

缝。如果地应力剖面结构较为复杂，或在裂缝高度延伸范围（通常为油层上下 80 m）内存在多个“夹心饼”结构（即多套油、水层交互），大型压裂时可能造成油、水层串通，导致不利结果。

地应力平面环境评价主要是考察最大水平主应力和最小水平主应力的差。较大的水平主应力差有利于裂缝沿最大水平主应力（即地应力）方向定向延伸，而较小的水平主应力差不利于定向造长缝目标的实现。根据前期 5 口井的压裂监测结果，该区块最大水平主应力（方位 NE76°）83.7 MPa，最小水平主应力（方位 NE166°）55.5 MPa，水平主应力差约为 28 MPa，非常适合于大型压裂裂缝沿地应力方向（方位 NE76°）定向延伸。

2 井网优化

2.1 注采井网的确定

水力裂缝方向，是油田布署开发井网和调整注采井网的主要依据^[13-14]。对 F142 区块 4 口井进行了裂缝方位测试，裂缝方位角分别为 NE63°，NE113°，NE76° 和 NE76°（其中方位为 NE113° 的井由于靠近断层，受断层影响大，不能代表区块实际地应力方向），总体上看，区块总体地应力方向为 NE76°，与区块内断层走向基本一致。F142 区块沙三下储层属于低渗透油藏，初期采用反九点法井网注水开发，为保证注水开发效果，避免油井过早水淹，应避开 NE76° 方向。

2.2 井距的确定

2.2.1 技术极限井距

在一定技术极限（注采压差）条件下，油井周围在拟达西或接近拟达西状态下的径向距离即为技术极限生产（采油）半径。对于目标区块，技术极限采油半径与 K, μ 的关系为：

$$r_{\text{lim}} = 3.226 \Delta p \left(\frac{K}{\mu} \right)^{0.599/2} \quad (1)$$

式中： r_{lim} 为技术极限采油半径，m； Δp 为生产压差，MPa； K 为储层渗透率，mD； μ 为地下原油黏度，mPa·s。

将生产压差 20 MPa、地层渗透率 3.3 mD 和原油地下黏度 1.5 mPa·s，代入式（1）计算得 F142 区块沙三下油藏技术极限采油半径为 104 m，技术极限井距取其 2 倍为 208 m。

2.2.2 经济极限井距和经济合理井距

利用交汇法确定井网密度^[15]。

经济极限井网密度：

$$aS = \ln \frac{NP\eta_0}{Fb} + \ln S \quad (2)$$

经济合理井网密度：

$$aS = \ln \frac{NP\eta_0 a}{Fb} + 2\ln S \quad (3)$$

式中： a 为井网指数； S 为井网密度，口/km²； N 为原油地质储量，m³； P 为油价，元/m³； F 为含油面积，km²； b 为单井总投资，元/口； η_0 为驱油效率。

根据试验或经验公式求得 a 为 0.024， N 为 440×10^4 m³， F 为 12.34 km²， η_0 为 40%，计算油价为 60 美元/桶时，F142 区块经济极限井网密度为 18 口/km²，换算经济极限注采井距为 234 m；经济合理井网密度为 5 口/km²，后期采用五点法井网进行调整，换算经济合理井距为 481 m、排距为 185 m，技术上可行。

考虑压裂因素，大型压裂半缝长可达 200 m，在排距不变的情况下，适当加大生产井距，能减少投资，提高经济效益，建议采用 500 m×180 m 井网开发。

3 大型压裂工艺技术

3.1 优化设计原则

在 F142 区块大型压裂中，压裂设计应首先考虑对储层的深穿透和造长缝；同时，为了保证一定的导流能力，应该充分考虑饱和填砂。在储层保护方面，为了降低压裂液对地层的伤害，应尽量降低前置液的用量；为了降低施工砂堵风险，可适当增大低砂比液量，不盲目追求高砂比。

3.2 压裂施工参数优化

3.2.1 水力裂缝长度

对于大型压裂，裂缝长度对增产效果的影响最

大。根据 F142 区块沙三下储层地质特征，以其中某典型井为研究对象进行了裂缝长度的优化设计。通过压裂后的增产效果和裂缝扩展的数值模拟，分析了不同缝长比的采出程度，结果见图 1。从图 1 可以看出，F142 区块沙三下储层压裂改造的最佳缝长比约为 0.4，根据前期优化的井距（500 m），最佳裂缝长度约为 200 m。

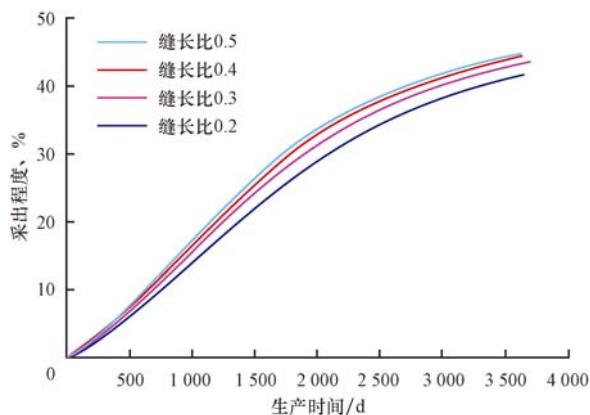


图 1 不同缝长比下采出程度随时间的变化曲线

Fig. 1 Degree of reserve recovery vs. time at different fracture length

3.2.2 加砂量

加砂量的大小主要取决于达到理想产量所需要的裂缝长度及导流能力。根据地层的孔渗性可确定所需裂缝的最佳缝长及导流能力。根据地应力状况等地质数据，运用 Fracpro PT 软件可计算出不同加砂量下的裂缝缝长和导流能力，结合产能预测等即可对单井压裂加砂量作出选择。根据前述研究结果，以该区块某一典型井为例来研究加砂量对裂缝形态和增产效果的影响。在其他参数不变的条件下改变加砂量进行压裂模拟计算，结果见表 1。从表 1 可看出，当加砂量由 55 m³ 增加至 70 m³ 时，缝长的增加和增产效果的提高最为显著，综合分析施工成本、风险及收益等多种因素，确定最优加砂量为 55~70 m³。

表 1 某典型井不同加砂量压裂模拟结果数据

Table 1 Simulation results of different proppant volume for a typical well

加砂量/m ³	支撑缝长/m	支撑缝高/m	平均缝宽/mm	导流能力/(D·cm)	填砂浓度/(kg·m ⁻²)	压前产量/(t·d ⁻¹)	累计增油量/t
40	151.2	39.6	2.7	76	1.0	0.8	1 800
55	234.4	45.6	2.76	81	1.3	0.8	2 642
70	295.5	51.5	2.84	86	1.6	0.8	3 100
85	331.9	67.6	2.97	89	2.0	0.8	3 210

注：排量为 5.5 m³/min，砂比为 24%，前置液与砂量之比为 2.5。

3.2.3 砂比

以上述某典型井为例,在其他参数不变的条件下,平均砂比分别为 20%, 25%, 30% 和 35% 进行压裂模拟计算。根据计算,砂比越低压裂裂缝越长。当平均砂比从 20% 增至 25% 时,缝长略有缩短,累计增油量略有减少,砂比进一步增大后,缝长缩短和累计增油量减小幅度明显加大。对于 F142 区块沙三下储层,造长缝是第一位的,因此,平均砂比不宜过高,综合考虑压裂液滤失等因素,认为 F142 区块沙三下储层仿水平井加砂压裂施工合理砂比在 25% 左右。

3.2.4 排量

压裂施工排量的选择主要考虑裂缝高度、产层厚度、隔层厚度、分压或合压、设备功率和经济指标。以上述某典型井为例,在其他参数不变的条件下,施工排量分别为 4.0, 4.5, 5.0, 5.5 和 6.0 m^3/min 进行模拟。结果显示:该井产能的增加,主要依靠裂缝的增长。若排量低于 4.5 m^3/min ,所产生裂缝宽度太小易造成砂堵。随着排量的增加,裂缝缝长略微变短、缝宽略有增宽,裂缝导流能力有所提高;当排量增加至 6.0 m^3/min 后,缝高出现了较大的增长(缝高由排量 5.5 m^3/min 时的 46.5 m 增至 70.3 m,而排量为 4.5 m^3/min 时缝高为

40.5 m,与排量为 5.5 m^3/min 时接近),说明缝高出现失控,极有可能已经发生了窜层;从增产效果来看,排量 5.0~5.5 m^3/min 时所产生的裂缝长度(分别为 244.2 和 231.8 m)较为接近,累计增油量(分别为 2 710 和 2 630 m^3)相差不大。但较高的排量能确保压开储层,并产生足够的裂缝宽度,以保证裂缝的顺利延伸;同时,大排量施工可以缩短施工时间,减小压裂液滤失量,提高压裂液的效率,并有利于输送支撑剂,避免在井筒中脱砂或在裂缝中发生砂堵。分析认为:F142 区块沙三下储层的大型压裂施工,最优施工排量为 5.0~5.5 m^3/min 。

3.2.5 前置液量

前置液的作用是破裂地层并造成一定几何尺寸的裂缝,以便携砂液进入。由于 F142 区块沙三下油藏地层温度(约 130 °C)较高,前置液还起一定的降温作用。合理的前置液量既能达到造缝、降滤失的目的,又不发生砂堵。为了更加合理地表示前置液量所占比例,引入前置液量与加砂量之比的概念,在其他参数不变的条件下,前置液量与加砂量之比分别为 1.9, 2.2, 2.5, 3.0 和 3.3 进行压裂模拟,结果见表 2。从表 2 可以看出,当前置液量与加砂量之比为 2.5~3.0 时,裂缝参数和增产量最优,即为最优结果。

表 2 变前置液模拟结果数据

Table 2 Simulation results of different ratio of pad fluid volume to sand volume

前置液与砂量之比	支撑缝长/m	支撑缝高/m	平均缝宽/mm	导流能力/(D·cm)	填砂浓度/(kg· m^{-2})	压前产量/(t· d^{-1})	累计增产/t
1.9	183.9	48.9	2.93	89	2.157	0.8	2 510
2.2	220.4	46.8	2.75	83	1.797	0.8	2 680
2.5	227.8	47.5	2.67	82	1.634	0.8	2 630
3.0	232.9	46.8	2.38	80	1.556	0.8	2 690
3.3	233.5	45.3	2.26	79	1.500	0.8	2 710

注:砂量为 55 m^3 ,排量为 5.5 m^3/min ,平均砂比为 24%。

3.2.6 主要压裂施工参数

F142 区块沙三下储层压裂改造应采用大砂量、大排量、高前置液量和中等砂比大型压裂工艺,其适宜的施工参数为:加砂量 55~70 m^3 ,排量 5.0~5.5 m^3/min ,前置液与加砂量比取 2.5~3.0,平均砂比 20%~25%。

3.3 压裂液优选

3.3.1 储层特征对压裂液的要求

F142 区块沙三下储层部分井层存在中强水敏性,需要选择优质高效的助排剂和防膨剂,并确定其合适的使用浓度。F142 区块沙三下储层的平均压

力系数为 1.49, 地层能量和压裂液返排能量充足。但是, 考虑到该地层孔渗性差, 滤失侵入小孔道的压裂液的灵敏度大, 同时试验评价存在一定水敏程度, 滤液可能在地层中产生较强的水锁伤害。因此, 实际施工过程中对助排剂的加量进行了适当调整。该区块地温梯度 $4.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$, 储层温度 130°C , 需要对压裂液体系的耐温性进行有效评价和测试, 通过调整温度稳定剂成分及加量提高压裂液体系耐温性能。

3.3.2 施工时间对压裂液的要求

大型压裂施工作业时间长(一般长达 1.5~3.0 h), 施工规模大(加砂量超过 45 m^3), 因此要求所使用的压裂液必须具有较好的抗剪切性能, 以维持足够高的携砂黏度, 保证加砂压裂施工的顺利进行。即要求压裂液具有长时间(通常大于 2 h)的耐剪切性能。

3.3.3 施工规模对压裂液的要求

大型压裂施工规模大, 施工时间长, 对压裂液携砂能力要求高。由于压裂液与地层的热交换, 大规模施工时前置液、携砂液及顶替液的温度相差比较大, 要求对前置液和不同阶段的携砂液分别进行不同温度下的耐剪切性能评价, 并分别调整配方。通过模拟压裂施工过程中的温度场, 采取分段评价方法对压裂液进行评价, 前置液可以设计较高的温度进行评价, 而携砂液可以分成几个不同阶段和不同温度进行评价, 即采用压裂液动态优化设计方法。这样既能尽量保证与现场情况符合, 也有利于现场操作。

根据以上要求, 优选了 Viking-D 压裂液, 该压裂液具有与地层配伍性好、携砂性能良好、耐温抗剪切、低摩阻、低残渣和易返排等优点; 该压裂液在储

层温度 130°C 、剪切速率 170 s^{-1} 下, 剪切 3 h 后黏度仍保持在 $200 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 以上, 有利于 F142 区块大型加砂压裂实施。

4 应用情况

F142 区块的 22 口井应用大型压裂技术进行了储层改造。采取的主要技术措施有: 优化射孔井段和射孔方式, 达到造长缝的目的; 大排量施工, 防止砂堵; 采用小颗粒段塞, 减小井筒效应; 优选压裂液; 加强裂缝监测。

采取的大型压裂施工参数为: 施工排量 $4\sim6 \text{ m}^3/\text{min}$, 加砂量 $35.6\sim115.8 \text{ m}^3$, 加砂强度 $2.09\sim13.95 \text{ m}^3/\text{m}$ (平均 $7.80 \text{ m}^3/\text{m}$), 前置液比例为 36%~60%(平均 41%), 地面破裂压力 $44.2\sim66.5 \text{ MPa}$ (平均 56.2 MPa), 停泵压力 $25.8\sim33.8 \text{ MPa}$ (平均 29.9 MPa)。其中 4 口井出现了砂堵, 2 口井出现了井口刺漏。

在压裂施工过程中, 采用了地面微地震法监测技术进行裂缝监测。根据裂缝监测结果可知, 22 口井平均缝长为 193.8 m (设计平均缝长为 198.0 m), 达到了大型压裂造长缝的目的。

压前平均单井产量 0.8 t/d 。压裂后初期产能较高, 单井产量 $7.0\sim45.8 \text{ t/d}$, 平均 22.0 t/d ; 半年后单井产量 $6.6\sim16.1 \text{ t/d}$, 平均 9.8 t/d , 压后半年累计增油 $24 520.6 \text{ t}$, 平均单井累计增油 $1 114.6 \text{ t}$ 。

F142 区块前期采用常规压裂方式对 6 口井进行了压裂, 为了对比不同开发方式的效果, 将常规压裂和大型压裂的施工参数和压后结果进行对比(结果见表 3, 各参数均为单井平均数)。从表 3 可以看出, 采用大型压裂开发技术后, 缝长大大增长, 压后单井产量得到提高, 使 F142 区块的难动用储量获得有效开采。

表 3 常规压裂和大型压裂结果对比

Table 3 Result comparison between conventional fracturing and massive horizontal well fracturing

压裂方式	排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	砂量/ m^3	加砂强度/ ($\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-1}$)	前置液比例, %	微地震监测 压后缝长/m	压后初期 产量/($\text{t} \cdot \text{d}^{-1}$)	目前单井 产量/($\text{t} \cdot \text{d}^{-1}$)
常规压裂	$3.0\sim4.3$	38	4.2	52	134.5	15	6.0
大型压裂	$4.0\sim6.0$	75	8.1	41	193.8	22	9.8

5 结 论

1) 以动用 F142 区块沙三下储层的难动用储量

为目标, 针对砂体展布范围大、埋藏较深、低渗致密等先天不足, 开展了造长缝和考虑井网要求的大型压裂开发技术研究, 现场应用获得良好增产效果, 大幅度提高了该区块的压裂增产效果和最终采收率。

2) 根据油藏基本特征,结合大型压裂要求,采用反九点法井网注水开发,注采井网为 500 m × 180 m。采用 Fracpro PT 软件,进行了大型压裂施工参数敏感性分析,提出对 F142 区块沙三下储层进行大型加砂压裂,应采用大砂量、大排量、高前置液量和中等砂比的大型压裂工艺。施工参数为:砂量 55~70 m³,排量 5.0~5.5 m³/min,前置液量与加砂量比取 2.5~3.0,平均砂比 20%~25%。

3) 施工过程出现了砂堵和井口刺漏,应采取进一步措施降低施工风险,提高施工成功率。同时,应根据裂缝监测情况,适时调整施工参数,以提高大型压裂开发的准确性和有效性。

参 考 文 献

References

[1] 王端平,时佃海,李相远,等. 低渗透砂岩油藏开发主要矛盾机理及合理井距分析[J]. 石油勘探与开发,2003,30(1):87-89.
Wang Duanping, Shi Dianhai, Li Xiangyuan, et al. The main challenges and the reasonable well spacing for the development of low-permeability sandstone reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1): 87-89.

[2] 王文环,袁向春,王光付,等. 特低渗透油藏分类及开采特征研究[J]. 石油钻探技术,2007,35(1):72-75.
Wang Wenhan, Yuan Xiangchun, Wang Guangfu, et al. Classifications and development characteristics of ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(1): 72-75.

[3] 刘润波. 大庆油田薄油层水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2010,38(6):53-59.
Liu Runbo. Horizontal drilling technology for thin reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(6): 53-59.

[4] 周全兴,崔士斌. 水平井开发低渗透油藏的研究与应用[J]. 石油钻探技术,1999,27(1):46-48.
Zhou Quanxing, Cui Shibin. To develop low permeability reservoirs through drilling horizontal wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1999, 27(1): 46-48.

[5] 段玉秀,林景禹,丁建锁,等. 新型低伤害压裂液的研究与应用[J]. 精细石油化工进展,2003,4(4):12-14.
Duan Yuxiu, Lin Jingyu, Ding Jiansuo, et al. Research and application of a new low damage fracturing fluid[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2003, 4(4): 12-14.

[6] 胡奥林,陈吉开. 包胶支撑剂及回流控制技术的新进展[J]. 钻采工艺,1999,22(3):44-46.
Hu Aolin, Chen Jikai. Recent advances in coated proppants and its flowback control technologies[J]. Drilling & Production Technology, 1999, 22(3): 44-46.

[7] 张朝举,张绍彬,谭明文,等. 预防支撑剂回流的纤维增强技术实验研究[J]. 钻采工艺,2005,28(4):90-91,94.
Zhang Chaoju, Zhang Shaobin, Tan Mingwen, et al. Lab study on fiber enhanced proppant to prevent flowback after fracturing[J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(4): 90-91,94.

[8] 苏玉亮,慕立俊,范文敏,等. 特低渗透油藏油压裂裂缝参数优化[J]. 石油钻探技术,2011,39(6):69-72.
Su Yuliang, Mu Lijun, Fan Wenmin, et al. Optimization of fracturing parameters for ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 69-72.

[9] 蒋廷学,李治平,才博,等. 松辽盆地南部致密气藏低伤害大型压裂改造技术研究与试验[J]. 石油钻采工艺,2009,31(4):6-11.
Jiang Tingxue, Li Zhiping, Cai Bo, et al. Study and field test of low damage & massive hydraulic fracturing techniques in tight gas reservoirs in the south of Songliao Basin[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 6-11.

[10] 牟善波,刘晓宇. 高 89 块低孔、特低渗透薄互层大型压裂技术研究与应用[J]. 断块油气田,2006,13(2):74-77.
Mou Shanbo, Liu Xiaoyu. Study and application of big-frac treatment technology on the thin oil sandwichs of low porosity and extra-low permeability in Block Gao 89[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2006, 13(2): 74-77.

[11] 刘钦节,闫相祯,杨秀娟. 分层地应力方法在薄互层低渗油藏大型压裂设计中的应用[J]. 石油钻采工艺,2009,31(4):83-88.
Liu Qinjie, Yan Xiangzhen, Yang Xiujuan. Application of stratified stress method in massive hydraulic fracturing design [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 83-88.

[12] 黄小军,杨永华,董海亮. 新场沙溪庙组气藏大型压裂工艺技术研究与应用[J]. 天然气勘探与开发,2011,34(1):47-50.
Huang Xiaojun, Yang Yonghua, Dong Hailiang. Large-scale fracturing technology of Shaximiao formation in Xinchang Gasfield and its application[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2011, 34(1): 47-50.

[13] 张学文,方宏长,齐梅. 低渗透油田卡法注采井网系统设计探讨[J]. 石油勘探与开发,2000,27(3):57-60.
Zhang Xuewen, Fang Hongchang, Qi Mei. A design of optimal well pattern for the development of low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(3): 57-60.

[14] 姜瑞忠,侯建峰. 低渗透油藏压裂井网的水驱采收率与井网密度关系探讨[J]. 大庆石油地质与开发,2002,21(2):19-20.
Jiang Ruizhong, Hou Jianfeng. A discussion on the relation between waterflooding recovery and well spacing of fracturing well pattern of low permeable reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2002, 21(2): 19-20.

[15] 俞启泰. 计算水驱砂岩油藏合理井网密度与极限井网密度的一种方法[J]. 石油勘探与开发,1986,13(4):49-54.
Yu Qitai. A method for calculating the reasonable and extreme well density in a water flooding sandstone reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 1986, 13(4): 49-54.