

# 新场气田须五致密气藏缝网压裂技术

赵崇镇

(中国石油化工股份有限公司油田勘探开发事业部,北京 100728)

**摘 要:**新场气田须五气藏为砂泥岩互层致密气藏,具有储层埋藏深、非均质性强、裂缝局部发育、含水特征明显、多层叠置等特征,自然产能低,经济开发难度大。为解决该问题,在深入研究该气藏的工程地质特征的基础上,借鉴国内外页岩气体积压裂改造理念,以经济压裂为核心,研究形成了以低成本高性能组合压裂液体系、大排量双通道注入管柱及缝网压裂优化设计方法为核心的缝网压裂集成技术。21 口井的现场应用情况表明,该集成技术针对性较强,能使储层产能充分释放,技术方案合理可靠,为须五致密气藏的经济高效开发提供了的技术支撑。

**关键词:**致密气藏 体积压裂 缝网压裂 水平井 须五气藏 新场气田

**中图分类号:**TE357.1<sup>+</sup>3 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)06-0070-06

## Network Fracturing Technology Applied to Xu 5 Tight Gas Reservoirs in the Xinchang Gas Field

Zhao Chongzhen

(Sinopec Oilfield Exploration and Development Department, Beijing, 100728, China)

**Abstract:** The Xu 5 gas reservoir in the Xinchang Gas Field is a tight gas reservoir composed of interbeds of sandstones and mudstones. It is characterized by deep burial depth, strong heterogeneity, local fracture development, distinct water bearing properties, multi-layer superposition, low natural productivity and positive economic development is difficult. In order to solve these problems, an integrated technology which combines a low-cost high-performance fracturing fluid system, high flow rate and a two-way injection string with network fracturing optimization design was developed, taken the economic fracturing as the core and volumetric fracturing of shale-gas-reservoir as new concept. Field application in 21 wells showed that the integrated technology was of deep importance and could unlock steps that would result in efficient productivity. The technical scheme was considered to be reliable, and it can provide a strong technical support for, in the future, developing the gas reservoirs efficiently.

**Key words:** tight gas reservoir; volume fracturing; network fracturing; horizontal well; Xu 5 gas reservoir; Xinchang Gas Field

新场气田须五气藏展布广、厚度大、储量丰富,但储层为砂泥岩互层叠置的致密气藏,埋藏深、渗透率低、非均质性强、裂缝局部发育、含水特征明显,导致自然产能低、经济开发难度大和采用常规工艺效果不佳等问题<sup>[1-2]</sup>。为此,笔者基于对储层的深入认识和体积压裂改造的理念,通过工艺适用性评价,对工艺选择及主体施工参数进行了优化设计,以达到充分改造储层、提高单井产能的目的。

孝泉—丰谷北东东向大型隆起带西段的新场构造,区域覆盖面广,沉积稳定。该气藏为砂泥岩互层,埋深 2 500.00~3 500.00 m,气藏平均厚度 500.60 m,分上、中、下 3 个亚段(11 套组合),主力层系有利区储量  $784.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。针对 3 种不同的砂地比特征,充分结合沉积相分析、录井显示及测井解释,将储层

收稿日期:2015-08-31;改回日期:2015-11-18。

作者简介:赵崇镇(1968—),男,河南南阳人,1992 年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,高级工程师,现从事采油(气)工程管理工作。

联系方式:(010)59968560,zhaocz@sinopec.com。

## 1 须五气藏地质特征

新场气田须五气藏位于四川盆地川西坳陷中段

划分为了“页夹砂”、“页包砂”和“页加砂”等 3 种模式。须五气藏储层多层叠置情况如图 1 所示。

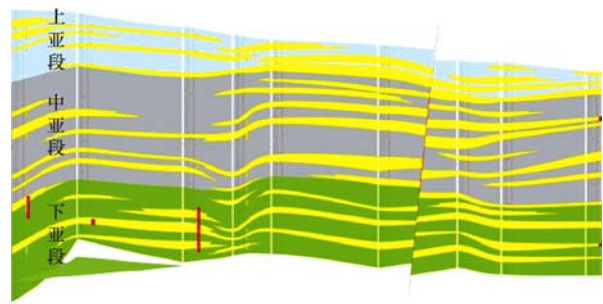


图 1 须五气藏多层叠置示意

Fig. 1 Sketch of multi-layer superposition for Xu 5 gas reservoir

须五气藏储层的砂岩和泥岩均具有一定的储集性能。砂岩孔隙度 0.08%~6.65%，平均为 2.14%；基质渗透率 0.004~0.840 mD，平均为 0.031 mD，属特低孔隙度的超致密储层。泥页岩孔隙度 1.22%~5.99%，平均为 2.78%；基质渗透率 0.004~0.929 mD，平均为 0.090 mD。相比较而言，泥岩的物性总体好于砂岩。

综合岩心观察结果、电镜扫描结果、地震解释及测井资料可知，新场气田须五气藏大型、可见裂缝欠发育，但局部微裂缝发育，主要发育于砂泥互层段，且以低角度或斜交缝为主，裂缝倾角、走向变化较大。从裂缝产状看，裂缝走向与最大主应力夹角小于 30°的裂缝有效性较好。

储层脆性矿物含量中等、岩石力学参数适中，砂岩与页岩之间存在薄弱面，黏土含量 29.3%~46.8%，脆性矿物主要为石英及碳酸盐矿物，石英、长石含量 42.0%~78.0%，平均为 59.0%；储层岩石总体抗压强度 21.7~104.0 MPa，平均为 58.4 MPa，其中砂岩抗张强度 3.0~4.0 MPa，泥岩抗张强度 1.6~2.0 MPa。另外，砂岩的弹性模量 5.8~23.9 GPa，平均为 13.8 GPa；泊松比 0.08~0.29，平均为 0.24。

根据岩石声发射试验、测井解释和测试压裂分析结果，水平方向应力差异较大，应力差绝对值大于 21.0 MPa，应力差异系数 0.21~0.34，造成压裂时形成复杂缝网系统的可能性大大降低，因此需要通过工程手段(如提高净压力、暂堵转向等方式)克服这一不利条件。

2 裂缝起裂及扩展规律

须五气藏岩石的抗张强度、抗剪强度和抗压强

度依次增大(见表 1)，岩石产生破裂的次序为先张性破裂或剪切破裂再扩张破裂，泥岩的塑性大，破裂产生的条件要求更高<sup>[3]</sup>。因此，须五气藏的压裂破裂既有沿天然裂缝的张性破裂，也有沿天然裂缝的剪切破裂。

表 1 须五气藏岩石的强度

Table 1 Rock strength data of gas reservoir

岩石类型	抗张强度/MPa	抗剪强度/MPa	抗压强度/MPa
砂岩	6.00	13.18	191.51
泥岩	3.70	9.30	94.90

由裂缝延伸规律可知，裂缝面总是垂直于三轴应力中最小应力方向，即裂缝面平行于三轴应力中最大应力方向<sup>[4]</sup>。由气藏地应力计算结果可知，垂向应力  $\sigma_v$  与最小水平主应力  $\sigma_h$  的关系不确定，即存在  $\sigma_h \geq \sigma_v$  或  $\sigma_h \leq \sigma_v$  的情况，当  $\sigma_h = \sigma_v$  时形成发散缝(见图 2)。因此，在判断新场气田须五气藏是否形成复杂裂缝时，不仅要考虑最小水平主应力与最大水平主应力的关系，还要考虑最小水平主应力与垂向应力之间的关系。

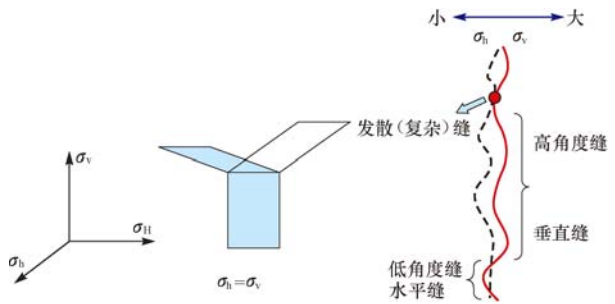


图 2 不同地应力状态下裂缝延伸形态示意

Fig. 2 The configuration of fracture extension in different in-situ stresses

气藏储层的应力差异系数较大，使应力差较大。在该情况下，若要形成复杂的缝网系统，则需要在工程上采取相应的技术措施，进行缝网压裂使裂缝内的净压力高于储层弱面发生张性破裂和剪切破裂的最大值，甚至高于岩石本体破裂所需的压力，从而最大限度地形成分支缝，进而形成缝网<sup>[5]</sup>。对于新场气田须五气藏储层而言，储层特征决定对其进行缝网压裂具有一定难度，然而采用“主缝+复杂裂缝”模式同样可以增大改造体积。能否形成复杂裂缝，关键在于缝内净压力能否达到临界压力，设计的重点在于选择合适的方法来提高缝内净压力。

通常情况下，提高压裂过程中的缝内净压力可

采取以下2种措施:1)提高压裂液黏度,但这将大幅度降低压裂过程中的裂缝复杂程度,同时高黏度的压裂液增大了施工摩阻,导致施工压力增大<sup>[6]</sup>;2)提高施工排量,但大排量施工过程中需要着重提高压裂液的降阻性能、优化施工管柱的结构。

### 3 储层改造技术适应性分析

针对气藏低孔隙、致密及非均质性强的特点,以提高单井产能为目的,开展增产技术措施的适应性评价,以期实现经济高效开发的目的。增产措施的主体思路为提高改造的控制范围,增大泄气半径,综合国内外对类似气藏的开发经验,以大排量、大液量为手段,针对不同的井型及储层类型,选取不同的储层改造技术。

#### 3.1 直井广义缝网体积压裂技术

针对储层厚度大、多层叠置的特点,直井开发以分层压裂技术为主,利用缝高的延伸,实现储层纵向上的充分改造,达到分层改造和合采的目的<sup>[7]</sup>。管柱的设计以满足大排量施工为目的,采用油管套管同注或大直径油管。

分层压裂技术已现场应用19口井,其中单层压裂6井次,分层压裂15层次。最多分层数为6层,最大排量为 $16.0\text{ m}^3/\text{min}$ ,最大液量为 $14\,934.3\text{ m}^3$ ,最大加砂量为 $680.8\text{ t}$ 。压裂后测试产气量为 $(0.05\sim 8.60)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,平均 $1.82\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。其中,单层压裂产气量 $(0.88\sim 3.45)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,平均 $1.79\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ;多层分层压裂产气量 $(5.34\sim 8.60)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,平均 $6.97\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。可以看出,分层压裂效果好于单层压裂,表明进行更大的体积改造是提高单井产能的有效方式。

#### 3.2 水平井分段体积压裂技术

针对低渗透致密气藏,水平井结合分段改造的优势主要体现在以下几个方面:

1)水平段长度可达几千米,而在直井内要支撑这样长的水力压裂裂缝和方位是相当困难的。

2)水平井最大的优势在于它增大了与油气藏的接触面积,几千米长的水平井段是直井的压裂缝所无法比拟的。所以,采用水平井开采时,由于有较长的生产井段,导致地层压力下降均匀而缓慢(特别是低渗透性的致密砂岩气藏),从而有效地改善了油气井的生产动态特征,特别是稳产能力。

3)水平井的水平段提供了无限大导流能力,压裂井的产能对应的无限大导流能力低于 $60.96\text{ m}$ 的理论平面,而在水平井中流动阻力几乎总是忽略不计的。

4)水平井分段压裂的大规模应用可在一定程度上降低开发成本,主要体现在,水平井相对于直井或定向井钻井费用较高( $1.0\sim 1.5$ 倍),但取得的是数倍于直井或定向井的产量( $3.0\sim 5.0$ 倍),水平井分段压裂可较大幅度地提高产量和采收率<sup>[8]</sup>。

新场气田须五气藏储层致密,提高单井产能的关键在于增大体积改造范围,即采取页岩气缝网体积压裂技术,水平井分段压裂结合多簇射孔技术,依靠水力压裂形成的人工裂缝间的相互干扰,在储层内部形成复杂的缝网结构,达到有效增大改造体积的目的。

水平井分段压裂技术在2口井进行了现场试验,取得了一定效果。XYHF-1井采用固井滑套分段压裂技术实现了10段分段压裂,总液量 $19\,607.00\text{ m}^3$ ,总加砂量 $315.2\text{ t}$ ,粉陶 $62.9\text{ t}$ ,压裂后测试产气量 $5\,500\text{ m}^3/\text{d}$ ;XYHF-2井采用裸眼封隔器分段压裂技术实现了9段分段压裂,加入陶粒 $361.7\text{ t}$ ,粉陶 $47.3\text{ t}$ ,总液量 $8\,866.5\text{ m}^3$ ,最高排量 $12.4\text{ m}^3/\text{min}$ ,压裂后测试产气量 $4.494\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

### 4 缝网压裂优化设计

新场气田须五气藏的具体地质特征有别于常规体积压裂的页岩气气藏,缝网压裂工艺设计及参数优化是能否取得预期效果的保障。以经济、高效、低施工风险为原则,形成了针对须五气藏的缝网压裂优化设计方法。

#### 4.1 压裂工艺选择

压裂工艺选择以充分改造为前提,以体积改造为基础,针对不同井型选择不同的工艺措施(见图3)。对于直井,采用分层压裂工艺(见图3(a)),利用缝高的延伸控制所有有效储层;对于水平井,采用多簇分段压裂技术(见图3(b)),最大限度地增大泄气面积;对于定向井或大斜度井,采用广义体积压裂技术(见图3(c)),通过沿最小水平主应力方向设计井眼轨道,最大程度地揭开储层,利用人工裂缝缝高控制技术,达到空间上的裂缝叠置,形成多层缝网系统。



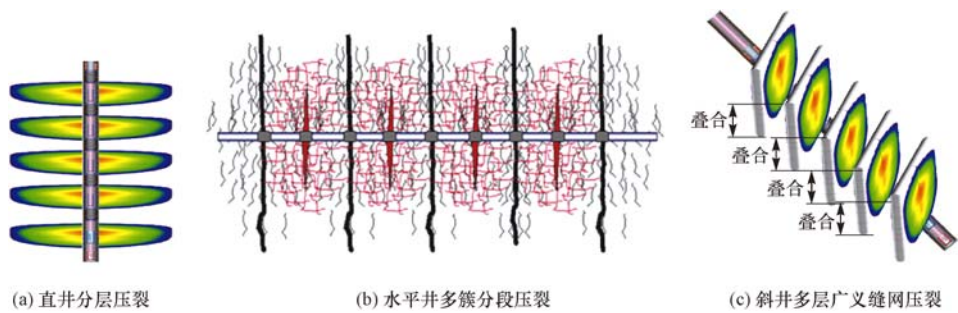


图 3 各压裂工艺示意

Fig. 3 The sketch of each fracturing technology

4.2 工作液体系优化

对于大规模、大排量施工,一方面工作液价格要低,以降低施工成本;另一方面要求工作液具有良好的降阻性能,以满足现场施工需求。以此为目的,进行了降阻水体系及压裂液体系的优化设计。

通过优选添加剂,形成了具有低成本特征的国产高性能降阻水体系。降阻水配方为:0.04%降阻剂+0.10%杀菌剂+0.10%黏土稳定剂+0.10%增效剂+清水(压返液)。现场应用中的实际摩阻统计结果(见图 4)表明,液体降阻率平均为 78.8%,可降低摩阻、压裂施工限压和减小泵车数量。降阻水的成本仅为国外降阻水的 40%左右,可显著降低压裂施工成本。

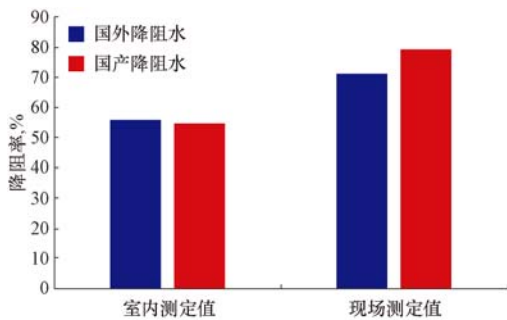


图 4 室内和现场测定的降阻水降阻率对比

Fig. 4 Comparison of resistance-reducing ratio of friction reducer obtained by indoor test and field test

压裂液的设计以满足大排量下具有良好的携砂性能为前提,通过压裂液性能试验,形成了适合于 90~

100 ℃气藏条件的压裂液配方:0.42%瓜胶+0.30%杀菌剂+0.50%黏土稳定剂+0.50%助排剂+0.30%pH 值调节剂+0.50%多功能增效剂。施工过程中,加入 0.30%~0.60%延迟交联剂。

4.3 双通道大排量注入管柱结构优化

管柱结构设计时既要考虑大排量施工,又要降低压裂后的排液难度。对于单层压裂,设计小油管加砂、环空泵液的方式;对于分层压裂,采用带有压差滑套的分层加砂压裂管柱,最上面的封隔器以上部分,采用油管和套管同时注液的方式(油管加砂,环空为纯液体)。该管柱设计,不仅实现了大排量的目的(最大排量为 16 m<sup>3</sup>/min),同时油管加砂环空泵液的方式实现了对井底砂浓度的“零延迟”调整,较大程度上减小了井下砂堵风险。目前,该设计管柱已完成了 6 层分层压裂的管柱试验。

4.4 施工参数优化

新场气田须五气藏为低品质的砂泥岩互层储层,压裂工艺设计应以经济有效为前提<sup>[9]</sup>。围绕“经济压裂”这个核心,充分结合增产的主控因素,以模拟压裂井 3 年累计产气量为基础,采用净现值分析方法,依据不同的储层地质模型,开展了施工参数的优化设计。

4.4.1 模型设计

考虑裂缝的发育程度、砂地比、单砂体厚度参数,将气藏储层分为富砂、砂泥互层和富泥 3 种类型,作为数值模拟的输入前提(见表 2)。

表 2 3 种类型储层数值模型

Table 2 Numerical models for three kinds of reservoirs

模型	储层类型	每 100 m 储层厚度的裂缝数/条	产层砂地比, %	最大单砂体厚度/m	代表井
A	富砂	>35	≥60	≥10	XYHF-2 井
B	砂泥互层	20~35	40~60	6~10	XC32 井, XC26 井, X3 井
C	富泥	<20	<40	<6	XYHF-1 井, XC30 井

#### 4.4.2 施工参数优化

采用 Meyer 软件,利用 Mshale、Mprod 和 MN-pv 等 3 个模块,以净现值为核心进行施工参数优化设计,设计时考虑产能效益、工作液费用、支撑剂费用、车组费用、测试费用及施工费用等 6 个参数,净现值模拟结果见图 5。

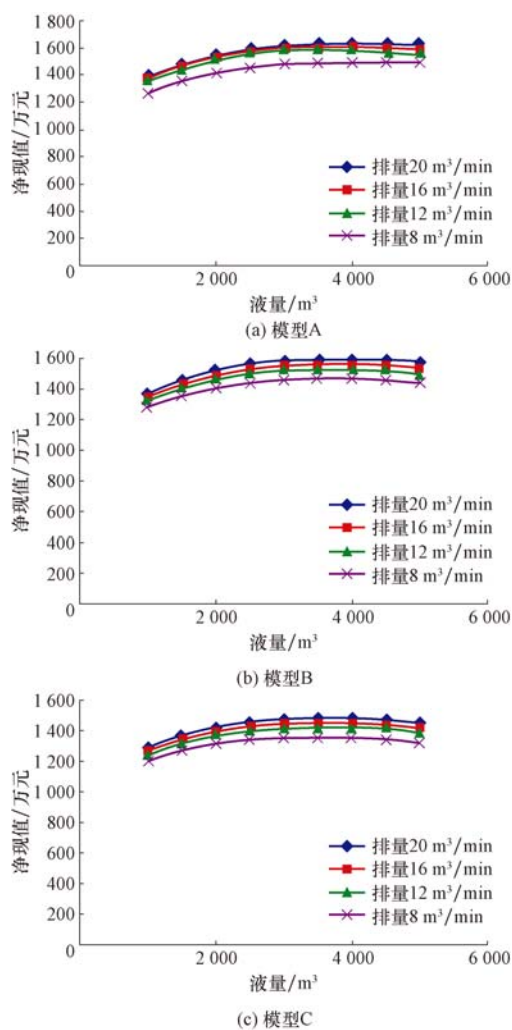


图 5 净现值模拟结果

Fig. 5 Simulation results for net present value

由图 5 可知:随着液量增大,净现值呈现先快速增长然后趋于定值的增长规律,以此确定最优的施工规模。同时,排量越大,净现值越低(主要是施工成本增加了),以此确定最优的施工排量。

## 5 现场应用及效果分析

新场气田须五致密气藏缝网压裂技术已累计现场应用 21 口井 68 层,单井最大液量 19 262.0 m³,

最大加砂量 680.8 t,最大排量 16.0 m³/min。目前,须五气藏气井产气量  $8.0848 \times 10^4$  m³/d,产水量 350.0 m³/d;井口平均油压 3.54 MPa,平均套压 14.29 MPa,整体上呈现低压、低产气和高产水的特征(见图 6)。

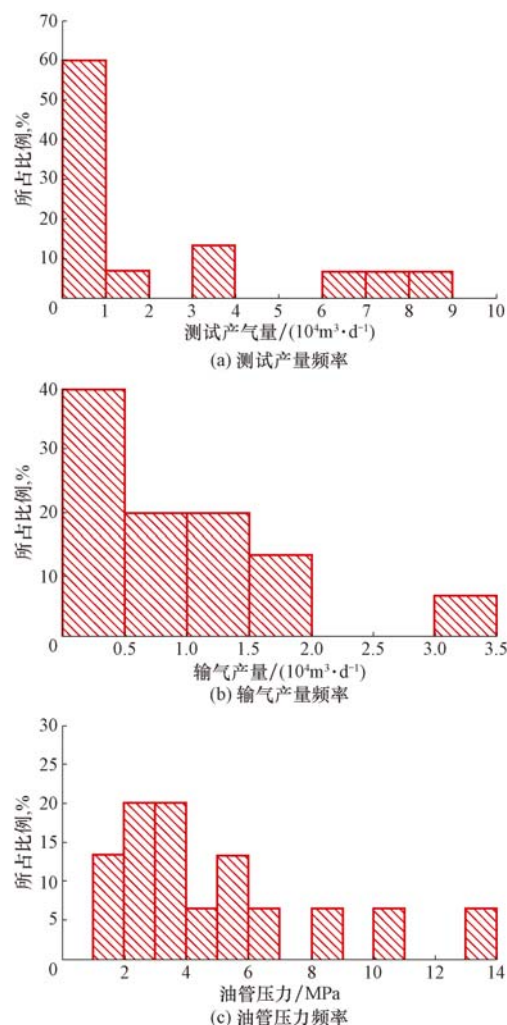


图 6 测试产气量、输气产量和油管压力频率直方图

Fig. 6 The frequency histogram for the testing output, gas transmission production and tubing pressure

XC32 井井下微地震裂缝监测结果如图 7 所示(图中数值单位为 m)。由图 7 可知,须五气藏压裂后裂缝形态指数为 0.23~0.36,表明进行体积压裂后形成了较为复杂的裂缝。

由直井单层压裂、多层压裂及水平井分段压裂的测试效果(见图 8)可以看出,直井分层压裂效果好于水平井分段压裂,表明纵向上的多层段产能充分释放,实现了单井产能的提高,也说明分层压裂是针对大厚度储层的有效措施。水平井分段压裂产能不理想,主要受制于水平段所处储层含气性的影响。

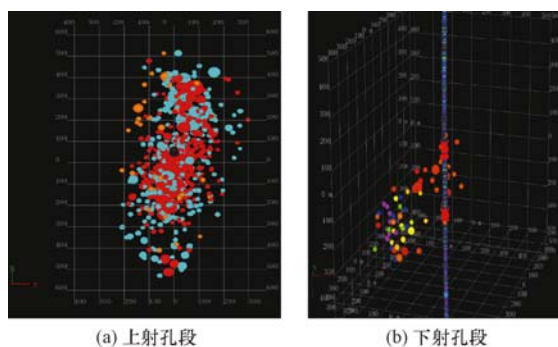


图7 XC32井上射孔段裂缝监测结果

Fig. 7 The fracture monitoring result at perforated interval in the Well XC32

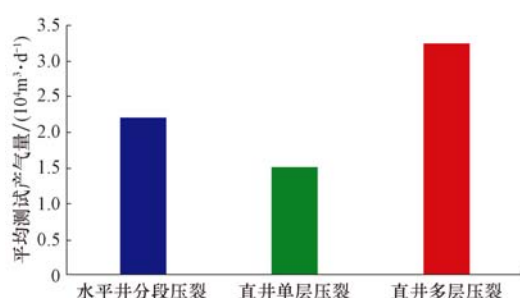


图8 不同工艺措施的压裂后测试效果对比

Fig. 8 Comparison of post-fracturing testing results with different technical measures

## 6 结 论

1) 新场气田须五气藏埋藏较深、砂泥岩互层叠置、应力差异系数大、储层裂缝展布复杂,导致该气藏采用常规体积压裂实现增产的难度较大。

2) 气藏的有利砂体分布有限,获产的关键是天然裂缝的发育程度,增产措施的关键是裂缝的预测及沟通。互层型砂体组合裂缝系统较为发育,具备实施缝网体积改造的前提条件。

3) 考虑施工费用的组成,并结合气井产能条件,对工艺参数进行了优化设计,形成了针对须五气藏具体地质特征的体积压裂技术。

4) 低成本、低摩阻降阻水体系,油管、套管同注管柱结构设计有效保证了大液量、大排量体积压裂改造方式的顺利实施,在降低施工风险的同时节约了压裂成本,达到了经济高效改造和评价的目的。

5) 新场气田须五气藏储层吸液能力很强,具备超大规模压裂的地质条件,应用研究形成的新场气田须五致密气藏缝网压裂技术后,部分井取得了较好的改造效果,但部分井仍存在产能低、产水、产量递减快等问题。因此,还需进一步细化和深化储层

认识,增强工艺的针对性,实现新场气田须五气藏的经济有效开发。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 李莎莎,傅春梅,任桂蓉,等. 新场气田须五气藏水平井筒流型判别研究[J]. 中外能源, 2015, 20(8): 61-66.  
Li Shasha, Fu Chunmei, Ren Guirong, et al. Study on discrimination of flow pattern of horizontal wellbore in Xu5 gas reservoir of Xinchang Gas Field[J]. Sino-Global Energy, 2015, 20(8): 61-66.
- [2] 郭春华, 刘林, 李玉华. 新场气田致密低渗透气藏重复压裂工艺技术[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(4): 77-79.  
Guo Chunhua, Liu Lin, Li Yuhua. The research and application of re-frac in Xinchang Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(4): 77-79.
- [3] 李宪文, 樊凤玲, 李晓慧, 等. 体积压裂缝网系统模拟及缝网形态优化研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2014, 29(1): 71-75.  
Li Xianwen, Fan Fengling, Li Xiaohui, et al. Research institute of oil and gas technology[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2014, 29(1): 71-75.
- [4] 杜保健, 程林松, 曹仁义, 等. 致密油藏体积压裂水平井开发效果[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(1): 96-101.  
Du Baojian, Cheng Linsong, Cao Renyi, et al. The development effect of fractured horizontal wells in tight reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(1): 96-101.
- [5] 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, 7(7): 154-159.  
Li Xiaogang, Su Zhou, Yang Zhaozhong, et al. The new progress of fracturing technology for volume fracture network of shale gas reservoir[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 7(7): 154-159.
- [6] 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, 2014, 23(1): 52-54.  
Gao Wubin, Chen Baochun, Wang Chengwang, et al. The application of fracture network fracturing technology in fracture reservoir of ultra low permeability reservoir[J]. Well Testing, 2014, 23(1): 52-54.
- [7] 雷群, 胥云, 蒋廷学, 等. 用于提高低-特低渗透油气藏改造效果的缝网压裂技术[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 237-241.  
Lei Qun, Xu Yun, Jiang Tingxue, et al. "Fracture network" fracturing technique for improving post-fracturing performance of low and ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 237-241.
- [8] Malhotra S, Lehman E R, Sharma M M. Proppant placement using alternate-slug fracturing[R]. SPE 163851, 2012.
- [9] 付永强, 马发明, 曾立新, 等. 页岩气储层压裂实验评价关键技术[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 51-54.  
Fu Yongqiang, Ma Faming, Zeng Lixin, et al. Key techniques of experimental evaluation in the fracturing treatment for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 51-54.

[编辑 令文学]