

# 页岩气水平井增产改造关键参数分析

曾凌翔

中国石油集团川庆钻探工程有限公司井下作业分公司 四川成都 610000

通讯作者:Email: zenglx\_jx@cnpc.com.cn

项目支持:“十三五”国家科技重大专项“长宁-威远页岩气开发示范工程”之课题5“复杂山地工厂化钻完井作业模式与应用”(2016ZX05062-05)、中油油服统筹科技项目“川渝页岩气综合提速提效压缩工期综合配套技术研究—页岩气压裂施工参数优化提速研究”(2019T-003-002-3)、川庆钻探井下作业公司科技项目“页岩气加砂压裂施工预警技术及配套软件研究”(JX2019-4)

引用:曾凌翔. 页岩气水平井增产改造关键参数分析[J]. 油气井测试, 2020, 29(5): 27-32.

Cite: ZENG Lingxiang. Analysis of key stimulation parameters for shale gas horizontal wells [J]. Well Testing, 2020, 29(5): 27-32.

**摘要** 为优化页岩气水平井增产改造技术,有效提高单井产量,推进页岩气效益规模开发,基于支撑剂运移、裂缝复杂度等多因素约束条件,结合井底压力分析,形成了不同阶段的排量、黏度、水平段长等参数优化图版及排量窗口;采用体积压裂软件模拟与实例相结合,总结出段塞数量、裂缝条数与单井产量存在一定的正相关性;运用生产曲线历史拟合,反演水力裂缝参数、有效动用储层厚度,对渗透率等储层参数以及压裂改造体积进行评价。在A井等实际应用表明,页岩气水平井增产改造关键参数分析技术提高了储层产能评价的有效性和压裂设计的目标性,可为压裂设计与现场施工提供有效的理论支撑。

**关键词** 页岩气;水平井;参数优化;单井产量;体积压裂;生产曲线

中图分类号:TE353

文献标识码:B

DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.05.005

## Analysis of key stimulation parameters for shale gas horizontal wells

ZENG Lingxiang

Downhole Operation Branch of CNPC Chuan Qing Drilling Engineering Co. Ltd., Chengdu, Sichuan 610000, China

**Abstract:** As to shale gas horizontal wells, in order to optimize the stimulation technology, improve single well production, and promote economical and large-scale development, a chart for parameters optimization, such as displacement, viscosity and length of horizontal section, under different stages was formed based on the multifactor constraints such as proppant migration and fracture complexity, and combining with bottom hole pressure analysis. After combining the simulation by SRV (Stimulated Reservoir Volume) fracturing software with the real case, it is concluded that there is a positive correlation between the slug or fractures numbers and the single well production. To inverse hydraulic fracture parameters and effective reservoir thickness, the history matching was conducted with production curve. And reservoir parameters such as permeability and fracturing volume were also evaluated. The practical application in well A shows that the analysis technology of key stimulation parameters for shale gas horizontal wells improves the effectiveness of reservoir productivity evaluation and the pertinence of fracturing design, which can provide effective theoretical support for fracturing design and field operation.

**Keywords:** shale gas; horizontal well; parameter optimization; single well production; volumetric fracturing; production curve

全球页岩气可采储量达  $163 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 中国页岩气可采储量达  $36 \times 10^{12} \text{ m}^3$  [1]。据预测我国页岩气资源量基本与美国页岩气资源量相当,具有广阔的开发前景 [2]。目前,四川主要储层层位为龙马溪组,威远、长宁、涪陵3大页岩气田累计探明页岩气地质储量  $5\,441.29 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 实现页岩气工业化开采,年产量逾  $40 \times 10^8 \text{ m}^3$  [3]。

国外页岩气压裂理论、软件成熟,工具配套完善,已实现规模效益开发 [4]; 而我国页岩气尚处于

规模开发初期,勘探开发主体技术仍需要完善、一些开发关键技术亟待攻关。对比构造运动、保存条件、有机质成熟度、埋深、复杂地表条件等,我国页岩气与北美几个重点页岩气区块存在较大的差异性 [5]; 呈现出埋深较深、有机碳含量较低、孔隙度较低、热成熟度较高、储层应力复杂等特点,不能照搬国外技术参数,需进行有针对性的研究。

吴奇等 [6] 针对页岩气储层改造问题,通过采用大液量、大排量滑溜水压裂,来提高“增产改造体

积”,形成复杂裂缝网络,提高泄气面积。李庆辉等<sup>[7]</sup>对 Haynesville 页岩气藏进行数据分析,总结了工程因素对页岩气藏开发的影响规律。汪周华等<sup>[8]</sup>基于国内外文献调研及实地考察,总结了页岩气“井工厂”开发关键技术。贾长贵等<sup>[9]</sup>针对我国页岩储层的具体特点,在压前进行评价方法、网络压裂对策等方面进行了研究,初步形成了页岩网络压裂技术。陈作等<sup>[10]</sup>针对储层渗透率低等特点,提出了压裂形成复杂缝网、增大改造体积的观点,归纳了体积压裂工艺方法等。但并未涉猎关键参数具体分析与优化。因此,有必要对施工参数、水力裂缝、生产数据等分析研究,为设计与现场施工提供有效的技术支持。

## 1 页岩气水平井压裂排量分析

储层改造过程中,施工参数主要为排量、液量、砂量、砂浓度等,而施工排量为页岩气工厂化压裂改造能否获得单井有效开采的关键工程参数之一<sup>[11]</sup>。因此,明确排量的合理范围至关重要。

### 1.1 施工排量窗口

页岩气井多段压裂后,井筒存在一定程度的支撑剂沉积现象,将会影响改造效果与施工;增加净压力,增加水力裂缝复杂程度有利于提高页岩气的单井产能。基于支撑剂运移、净压力、井口限压多条件约束,反推出相应排量,可优化出最佳排量范围。

#### 1.1.1 支撑剂沉降与运移

页岩气压裂改造需要大规模液量、大规模砂量进行施工,形成长期有效支撑裂缝导流力,对单井 EUR 提升具有重要意义<sup>[12]</sup>。目前,国内页岩气水平井垂深主要集中在 2 000~3 200 m,平均水平段长 1 500~2 000 m,尽量减少水平段及水力裂缝缝口支撑剂堆积,可以有效降低加砂与泵送桥塞难度,提高加砂量与作业时效。

针对支撑剂在水平段运移计算:井眼内径即为垂向总位移,基于斯托克斯沉降公式计算支撑剂沉降时间;水平段长度即为水平方向总位移,基于施工排量计算水平运移速度,获得水平运移时间。如图 1 所示。

在运移过程中,如果满足条件:支撑剂垂向方向的沉降时间大于水平方向的水平运移时间,即沉降时间大于水平运移时间,说明理论上水平段不会存在沉砂,则在一定程度上降低水平段支撑剂堆

积量。

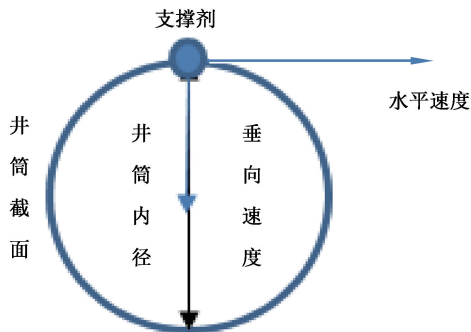


图 1 支撑剂运移分解示意图

Fig. 1 Schematic diagram for proppant migration and decomposition

由上述建立方程:

$$T_1(\tau) > T_2(L, Q) \quad (1)$$

式中: $T_1$  为沉降时间, s;  $\tau$  为黏度, mPa·s;  $T_2$  为水平运移时间, s;  $L$  为水平段长度, m;  $Q$  为排量, m<sup>3</sup>/min。

目前,页岩气改造模式主要为“粉砂段塞+陶粒段塞”工艺。70/140 目粉砂与 40/70 目陶粒具有不同的密度、体积。基于上述方法,分别对粉砂阶段与陶粒阶段进行计算分析。

(1) 当水平段长度(1 500 m)一定时,不同支撑剂、压裂液黏度、施工排量的关系分析

粉砂阶段:当压裂液黏度为 5.0 mPa·s,排量可减小到 10 m<sup>3</sup>/min;当压裂施工排量为 15 m<sup>3</sup>/min 时,压裂液黏度可降低至 3.2 mPa·s。

如图 2 所示,当压裂液黏度为 2.0 mPa·s,且施工排量为 24.5 m<sup>3</sup>/min 时,才满足支撑剂沉降时间大于支撑剂运移时间。而通常页岩气改造中应用的滑溜水黏度为 2.0 mPa·s,施工排量为 12~15 m<sup>3</sup>/min,以此角度分析,可解释在后期泵送桥塞时,出现在水平段遇阻的情况。通过大排量、高黏液体冲洗之后,复杂情况解除。

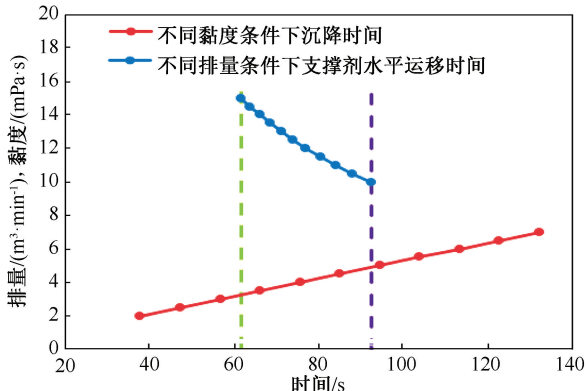


图 2 不同条件下粉砂运移规律曲线

Fig. 2 Migration law of silt under different conditions

陶粒阶段:据图3,若选择压裂液黏度 $7.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,则排量大于 $13\text{ m}^3/\text{min}$ ,满足支撑剂沉降时间大于支撑剂水平运移时间。其他黏度类似分析。

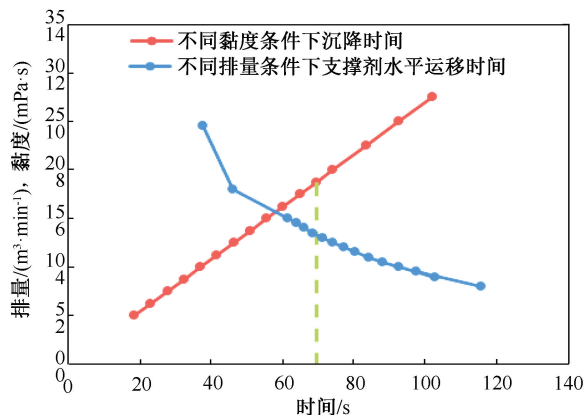


图3 不同条件下陶粒运移规律曲线

Fig.3 Migration law of ceramist under different conditions

压裂液黏度为 $2\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、施工排量为 $15\text{ m}^3/\text{min}$ 时,支撑剂沉降时间小于水平运移时间 $40\text{ s}$ 左右。目前,施工排量 $12\sim 15\text{ m}^3/\text{min}$ ,对压裂液黏度需求为 $6.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,达到此值以上,能够减小陶粒加入难度。

由于陶粒密度更大,沉降更快,在泵注支撑剂阶段,陶粒进入地层更困难,更容易在地层形成堆积,致使水力裂缝宽减小;若发生在裂缝性储层,滤失严重,更容易造成井下复杂情况。

(2)水平段长度、不同支撑剂、压裂液黏度、施工排量的关系分析

对于某口井改造,随着压裂施工进行,改造段数逐渐完成,相应的改造井深逐渐减小,水平位移时间减小,黏度需求值逐渐变小。如图4所示,选择某一黏度值作垂线,虚线(即垂线)左侧,相应的水平段长与排量相匹配,都能够满足施工,如泵注粉砂时,黏度值为 $5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,则排量 $9\text{ m}^3/\text{min}$ ,对应最大水平运移距离 $1300\text{ m}$ ,即水平段 $1300\text{ m}$ 位置;排量 $10\text{ m}^3/\text{min}$ ,对应最大水平运移距离 $1500\text{ m}$ ,即水平段 $1500\text{ m}$ 位置。

(3)变黏加砂模式的提出

针对(1)、(2)分析,提出了一种适用于现场指挥的加砂模式——变黏加砂模式,即对同一段改造,随不同支撑剂类型,调整压裂液黏度值;对同一口井改造,随不同的改造井深(不同改造段对应不同的井深),调整压裂液黏度值,进行加砂作业;通常施工排量稳定在某一值。此模式无需维持压裂液性能在某一恒定数值,可减少降阻剂/胶液用量,

实现降低液体成本,控制施工难度,提高加砂强度。

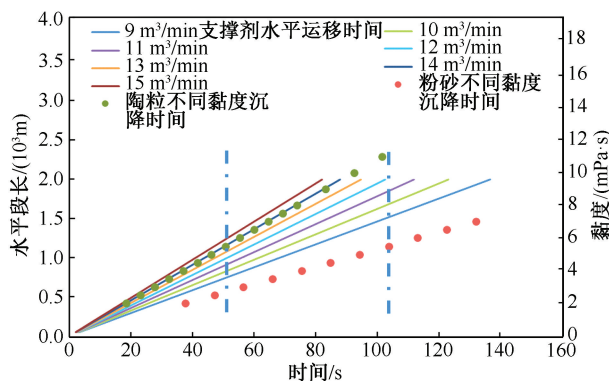


图4 支撑剂(粉砂+陶粒)运移随井深变化规律曲线  
Fig.4 Migration law of proppant (silt and ceramist) with the changes of well depth

A井位于威远构造中奥顶构造南翼,完钻井深 $5775\text{ m}$ ,完钻层位龙马溪组(地层构造平缓,埋藏适中,断层不发育,利于页岩气保存)<sup>[13-14]</sup>,采用 $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管完井,水平段长 $2200\text{ m}$ ,压裂 $34$ 段,采用可溶桥塞作为分段工具<sup>[15]</sup>、液体以滑溜水为主,支撑剂选用 $100$ 目粉砂、施工排量 $14\sim 16\text{ m}^3/\text{min}$ 。

图5为A井第26段( $4125\sim 4053\text{ m}$ )施工曲线,排量 $15\text{ m}^3/\text{min}$ ,泵压范围 $78\sim 81\text{ MPa}$ ,总液量 $2146\text{ m}^3$ ,加砂量 $120.2\text{ t}$ ( $100$ 目粉砂 $25.4\text{ t}$ ;  $40/70$ 目陶粒 $94.8\text{ t}$ ),停泵压力 $64\text{ MPa}$ 。由图5可以看出,粉砂阶段泵压平稳;陶粒泵注阶段(1)后期,陶粒砂浓 $140\text{ kg}/\text{m}^3$ 进入地层后泵压存在上涨趋势;陶粒泵注阶段(2)期间,液体黏度提高至 $7.0\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,得到有效控制,顺利完成施工。

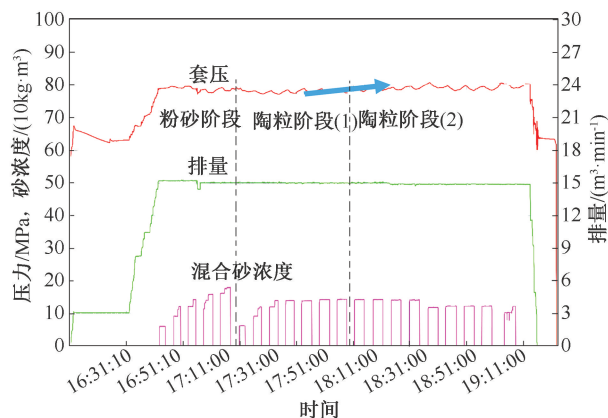


图5 A井第26段施工曲线

Fig.5 Operating curve of 26th section for Well A

现场施工过程中,前期压裂施工加砂较为困难,后期井深越浅,水平位移时间越短,垂向位移时间不变,压裂液有充裕时间将支撑剂运移到目的位



置。通常在前期第5段之后就会出现软遇阻迹象<sup>[16]</sup>,即井筒沉砂现象,后期最后7~8段施工顺利率达80%左右,这解释了水平井段段长减小,支撑剂平移时间小于沉降时间,施工更容易。

### 1.1.2 净压力优化

提高施工排量,增加净压力是提高孔眼开启率的一种有效途径<sup>[17]</sup>。Barnett某页岩气井的射孔簇无效比例占50%,贡献了70%产量的射孔簇占21%,贡献低产量的射孔簇占29%。基于100多口页岩气水平井生产测井得出,有效射孔簇占比为20%~40%<sup>[18]</sup>。

当净压力突破应力差值时,有利于增加水力裂缝复杂程度,为后期高产奠定基础。四川威远页岩区块目的储层最大/小水平应力差值为15~16 MPa,最大水平应力与垂向应力差值为9 MPa,垂向应力与最小水平应力差值为7.4 MPa。

净压力定义为:

$$p(Q) > \Delta p \quad (1)$$

式中: $p$ 为净压力,MPa; $Q$ 为排量, $\text{m}^3/\text{min}$ ; $\Delta p$ 为应力差,MPa。

依据净压力定义获得下式:

$$p(Q) = p_1 + p_2 - p_3 - p_4 - p_5 - p_6 \quad (2)$$

式中: $p_1$ 为井口压力,MPa; $p_2$ 为液柱压力,MPa; $p_3$ 为井筒摩阻,MPa; $p_4$ 为孔眼摩阻,MPa; $p_5$ 为近井筒摩阻,MPa; $p_6$ 为闭合压力,MPa。

### 1.1.3 井口限压

四川威远页岩区块井口大闸门等级为105 MPa。因此,需控制排量,使井口泵压低于井口设备限压值,保证在井控安全范围内,即满足条件:

$$p_b(Q) \leq p_L \quad (3)$$

式中: $p_b$ 为泵压,MPa; $p_L$ 为井口设备限压,MPa。

## 1.2 排量与井底压力关系分析

B井位于威远构造中奥顶构造南翼,完钻层位龙马溪组,井深/垂深4 925/2 815.59 m, $\phi 139.7$  mm套管完井,水平段长2 200 m,优质储层钻遇率100%,改造压裂33段,压裂段长2 154 m,施工压力60~73 MPa,共计注入液量65 050  $\text{m}^3$ ,平均单段液量1 971.2  $\text{m}^3$ ,用液强度30.2  $\text{m}^3/\text{m}$ ,加砂3 672.9 t,平均单段砂量111.3 t,加砂强度1.7 t/m,井口压力21.1 MPa,测试产量 $35.55 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

当排量2  $\text{m}^3/\text{min}$ 时,井底压力范围为70~80 MPa;排量3  $\text{m}^3/\text{min}$ 时,井底压力范围为73~85 MPa;排量12  $\text{m}^3/\text{min}$ 时,井底压力范围为70~81

MPa;低排量时,井底可达到破裂压力,形成近井主裂缝。施工排量越高,井筒摩阻大;施工排量越低,则反之;井口施工压力相当,则低排量时,井底压力高于高排量时井底压力。

在前期施工时,低排量施工,形成主裂缝,尽量减少近井微破裂,充分充填近井地带,为后期加砂阶段减少滤失,支撑剂远端输送提供条件。因此,前期低排量模式既能够实现工程目的,又能减少施工液量,是一种有效的压裂改造方法。

## 2 压裂效果影响因素分析

段塞的有效性就在于它借助水力切割作用对弯曲裂缝进行冲刷、打磨、切割,使裂缝表面平滑,从而降低或消除近井地带裂缝弯曲摩阻;同时,对于压裂造缝的长度、宽度、高度也存在一定的影响<sup>[19]</sup>。

储层改造体积(Stimulated Reservoir Volume)与产量存在一定的正相关性<sup>[20]</sup>。页岩储层改造是否完善的一个重要指标为SRV。SRV数值大,则改造相对较充分;SRV数值小,则反之。图6为威远页岩区块55口井测试产量与其对应微地震监测的SRV关系图。

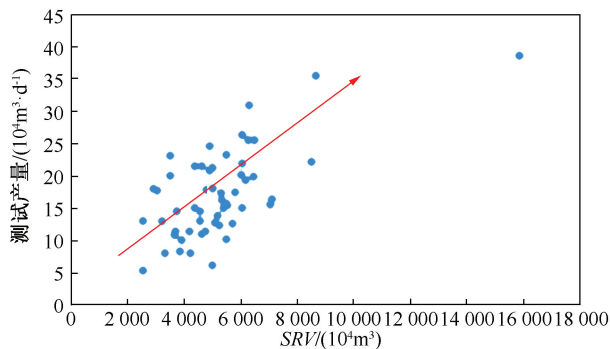


图6 储层改造体积与测试产量关系图

Fig. 6 Relationship between reservoir stimulation volume and test production

通过专业压裂软件进行模拟改造SRV,当段塞数25个左右时,SRV数值出现拐点。在压裂设计中可以考虑此因素。

裂缝条数可以明显提高页岩气井初期产量。软件模拟:20 m簇间距,常规3簇射孔;30段,3簇/段;理论裂缝条数90条;有效缝长140 m;第一年累产 $3 860 \times 10^4 \text{ m}^3$ ;平均日产气 $10.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ;15 m簇间距,限流4簇射孔;30段,4簇/段;理论裂缝条数120条;有效缝长140 m;第一年累产 $5 270 \times$

$10^4\text{m}^3$ ;平均日产气  $14.4\times10^4\text{m}^3$ 。

C 井、D 井都位于威远构造中奥顶构造南翼,龙马溪组地层构造平缓,D 井改造效果明显优于 C 井。

C 井井深 4 263 m, $\phi 139.7\text{ mm}$  套管完井,水平段长 1 463 m,分 21 段进行改造,采用常规 3 簇射孔,3 簇/段,理论裂缝条数 63 条,施工排量  $10\sim14\text{ m}^3/\text{min}$ ,施工压力  $60\sim82\text{ MPa}$ ,平均单段液量  $1\,680.8\text{ m}^3$ ,单段砂量  $111.3\text{ t}$ ,总规模  $35\,297\text{ m}^3$ ,总砂量  $2\,336\text{ t}$ ,测试产量  $11.03\times10^4\text{ m}^3$ ,井口压力  $8.34\text{ MPa}$ 。

D 井井深 4 430 m, $\phi 139.7\text{ mm}$  套管完井,水平段长 1 780 m,分 26 段进行改造,采用 4 簇射孔,4 簇/段,理论裂缝条数 104 条,施工排量  $13\sim14\text{ m}^3/\text{min}$ ,施工压力  $60\sim80\text{ MPa}$ ,平均单段液量  $1\,947\text{ m}^3$ ,单段砂量  $114\text{ t}$ ,总规模  $50\,640\text{ m}^3$ ,总砂量  $2\,963\text{ t}$ ,测试产量  $25.5\times10^4\text{ m}^3$ ,井口压力  $19.6\text{ MPa}$ 。

3 生产曲线历史拟合分析

E 井生产 270 d,目前日产气  $2.6\times10^4\text{ m}$ ,套压  $9.5\text{ MPa}$ ,累计产气  $1\,539\times10^4\text{ m}$ 。当拟合曲线与实测数据相吻合时,即反演出该井相关改造参数。E 井反演出动用储层厚度 11 m,裂缝半长 102 m (图 7)。

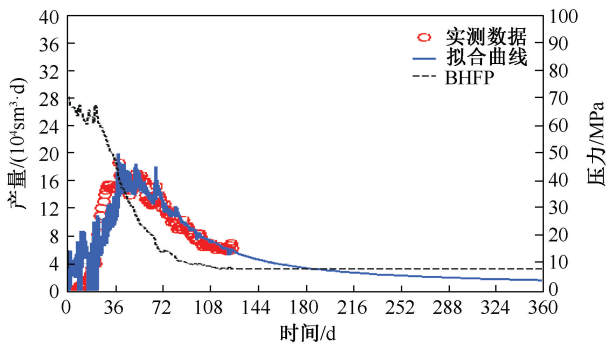


图 7 E 井生产历史曲线拟合图  
Fig. 7 History matching for production of Well E

多口井分析后 (表 1),有效动用储层厚度薄,厚度主要集中在 7~11 m,压裂有效裂缝半长 110 m 左右,相对于巷道间距 300 m,有效裂缝缝长较短;水平渗透率  $4.1\times10^{-5}\sim2.8\times10^{-4}\text{ mD}$ ,储层非均质性强,水平渗透率差异性大;储层有效厚度与产量具有一定的正相关性。

基于生产曲线历史拟合结果可知,有效储层薄是引起了单井产量递减速度较快的原因之一;页岩

气水平井增产改造关键参数优化能较好地评价渗透率等储层参数以及压裂改造体积 (动用厚度、裂缝半长),确定影响产量的主控因素,建立以产量为目标的压裂设计方法。

表 1 多井产能拟合分析结果  
Table 1 Analysis results of multi-well productivity matching

井号	有效动用 储层厚度/m	水平 渗透率/mD	裂缝 半长/m	EUR/ ( $10^4\text{ m}^3$ )
1	11	$9.2\times10^{-5}$	102	5 550
2	11	$2.8\times10^{-4}$	96	7 515
3	14	$7.8\times10^{-5}$	108	7 250
4	9	$4.1\times10^{-5}$	121	6 072
5	7	$2.1\times10^{-4}$	102	4 280

4 结论

(1) 以提高单井产量为目标,保证压裂施工顺利为条件,页岩气水平井增产改造关键参数优化为设计和现场施工提供了有效的技术支撑。

(2) 页岩气水平井压裂排量优化、变黏加砂模式等技术适用于现场,灵活指挥,可降低施工复杂情况发生概率,控制施工规模与施工成本,实现工程目的。

(3) 目前,段塞数量与改造效果关系评价仅局限于表观现象,还需要开展大量深入性的机理性研究。

(4) 国内页岩气储层改造有效动用储层厚度薄,有效裂缝半长、纵向改造还需要突破;页岩气储层非均质性强,需要有针对性的精细压裂改造。  
致谢:感谢川庆钻探井下作业公司同意本文公开发表;感谢井下作业公司技术研发中心郑云川高级工程师的悉心指导和帮助。

参考文献

[1] KING G E. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned [J]. SPE 133456-MS, 2011.

[2] 吴奇,胥云,刘玉章,等. 美国页岩气体积改造技术现状及对我国的启示[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 1-7. WU Qi, XU Yun, LIU Yuzhang, et al. The current situation of stimulated reservoir volume for shale in U. S. and its inspiration to China [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(2): 1-7.

[3] 邹才能,董大忠,王玉满,等. 中国页岩气特征、挑战及前景 (二) [J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 166-178. ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 166-178.

[4] 刘新,张玉玮,钟显东,等. 美国典型页岩油气藏水平井

- 压裂技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(6):160-164.
- LIU Xin, ZHANG Yuwei, ZHAONG Xiandong, et al. Fracturing techniques by the horizontal wells in USA typical shale oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(6):160-164.
- [5] 梁正中, 余天洪. 北美超压富集页岩气研究现状及勘探启示[J]. 煤炭科学技术, 2016, 44(10):161-166.
- LIANG Zhengzhong, YU Tianhong. Research status and exploration enlightenment on over-pressure and enrichment shale gas in North America [J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(10):161-166.
- [6] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术——内涵、优化设计与实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3):352-358.
- WU Qi, XU Yun, WANG Xiaoquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, optimization design and implementation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3):352-358.
- [7] 李庆辉, 陈勉, WANG F P, 等. 工程因素对页岩气产量的影响——以北美 Haynesville 页岩气藏为例[J]. 天然气工业, 2012, 32(4):54-59.
- LI Qinghui, CHEN Mian, WANG F P, et al. Influences of engineering factors on shale gas productivity: A case study from the Haynesville shale gas reservoir in North America [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4):54-59.
- [8] 汪周华, 钟世超, 汪轰静. 页岩气新型“井工厂”开发技术研究现状及发展趋势[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(20):163-172.
- WANG Zhouhua, ZHONG Shichao, WANG Hongjing. Research status and trend of new “Well Factory” development technology for shale gas reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(20):163-172.
- [9] 贾长贵, 李双明, 王海涛, 等. 页岩储层网络压裂技术研究及试验[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6):106-112.
- JIA Changgui, LI Shuangming, WANG Haitao, et al. Shale reservoir network fracturing technology research and experiment [J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6):106-112.
- [10] 陈作, 薛承瑾, 蒋廷学, 等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. 天然气工业, 2010, 30(10):30-32.
- CHEN Zuo, XUE Chengjin, JIANG Tingxue, et al. Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume (SRV) in shale gas wells in China [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10):30-32.
- [11] 陈勉, 金衍. 基于岩心分析的页岩气压裂工艺参数优选[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4):7-12.
- CHEN Mian, JIN Yan. Shale gas fracturing technology parameters optimization based on core analysis [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4):7-12.
- [12] 孙海成, 汤达祯, 蒋廷学, 等. 页岩气储层压裂改造技术[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(4):90-93, 97.
- SUN Haicheng, TANG Dazhen, JIANG Tingxue, et al. Fracturing technology for shale gas reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(4):90-93, 97.
- [13] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6):689-701.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6):689-701.
- [14] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2014, 34(12):1-15.
- DONG Dazhong, GAO Sshikui, HUANG Jingliang. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12):1-15.
- [15] 朱正喜. 页岩气井可溶桥塞工具研制及应用[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2019, 16(11):52-55.
- ZHU Zhengxi. Development and application of soluble bridge plug tool for shale gas wells [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2019, 16(11):52-55.
- [16] 张利国. 页岩气井试气施工常见事故处理及预防[J]. 江汉石油职工大学学报, 2016, 29(3):48-50.
- ZHANG Ligu. Treatment and prevention of frequent accidents in gas testing in shale gas wells [J]. Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers, 2016, 29(3):48-50.
- [17] 吕杨, 李凤瑞, 代东每, 等. 致密砂岩气藏体积压裂技术应用与探讨[J]. 石油化工应用, 2014, 33(4):57-60, 66.
- LYU Yang, LI Fengrui, DAI Dongmei, et al. Application and discussion of volume fracturing technology in tight sandstone gas reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2014, 33(4):57-60, 66.
- [18] 杨衍东, 刘林, 黄禹忠, 等. 国外分流暂堵宽压裂新技术及其先导试验[J]. 中外能源, 2015, 20(10):65-71.
- YANG Yandong, LIU Lin, HUANG Yuzhong. New foreign broadband sequence technology for diversion and temporary plugging and its pilot test [J]. Sino-Global Energy, 2015, 20(10):65-71.
- [19] 姜立辉. 支撑剂段塞在压裂中的应用[J]. 中国石油企业, 2006(5):109.
- JIANG Lihui. Application of proppant slug in fracturing [J]. China Petroleum Enterprise, 2006(5):109.
- [20] MAYERHOFER M J, LOLON E, WARPINSKI N R, et al. What is stimulated reservoir volume? [J]. SPE Production & Operations, 2010, 25(1):89-98.

编辑 穆立婷

第一作者简介:曾凌翔,男,1985年出生,硕士研究生,工程师,2012年毕业于西南石油大学石油与天然气工程专业,目前从事增产改造工作。电话:028-86019024, 15982068102; Email:zenglx\_jx@cnpc.com.cn。通信地址:四川省成都市成华区万基中心井下作业公司,邮政编码:610000。