

页岩气细分段压裂技术在长宁区块中应用

潘卫东 宋永芳 徐新华

中石化中原石油工程公司井下特种作业公司

DOI: 10.12238/ems.v5i7.7045

[摘要] 长宁区块前期采取体积压裂取得了一定效果,随着加密井的开发部署,水平井长度不断增加,井间距越来越小,开展了细分段多分簇的密切割水平井体积压裂,使裂缝网格更复杂,增产倍数更高。通过CL18-6井现场应用取得了较好的开发效果,为下步长宁页岩气水平井高效开发奠定了基础。

[关键词] 低渗透致密砂岩; 岩性复杂; 复杂缝网; 混合压裂体系

Application of Shale Gas Fine Segmented Fracturing Technology in Changning Block

Pan Weidong Song Yongfang Xu Xinhua

Sinopec Zhongyuan Petroleum Engineering Company Underground Special Operations Company

[Abstract] In the early stage of Changning block, volume fracturing was adopted and achieved certain results. With the development and deployment of infill wells, the length of horizontal wells continued to increase, and the spacing between wells became smaller. A segmented and multi clustered dense cutting horizontal well volume fracturing was carried out, making the fracture grid more complex and increasing production multiple. Good development results have been achieved through the on-site application of CL18-6 well, laying the foundation for the efficient development of Changning shale gas horizontal wells in the next step.

[Keywords] Low permeability dense sandstone; Complex lithology; Complex seam mesh; Mixed fracturing system

引言

长宁区块作为国家页岩气开发示范区,其勘探开发工作快速推进,为了适应示范区高效、低成本的建设需要,该区块进行了加密完井和加大水平井长度——形成了一套高密度完井模式。前期勘探开发试验表明,水平井+体积压裂是长宁区块页岩气提高单井产量的现实途径。但目前长宁页岩气规模效益开发仍面临挑战:水平井初期单井产量依然不够高,且递减较大,第一年递减率达到35~50%之间;且水平井长度不断增加,井间距越来越小,目前主体为1500~2500m,最长达到3035m,井间距达到150~200米,因此如何针对加密井优化长水平井体积压裂设计模式,实现提高单井产量、降低递减的目标,开展了细分段多分簇高强度加砂工艺技术,以在裂缝之间不产生相互干扰的前提下,缩短缝间距,增大布缝密度,加大施工规模,可有效提高非常规油气的改造效果^[1]。

1长宁区块前期分段情况

为增加人工裂缝密度并控制储集层储量,同时降低施工成本,国外采用细分段多分簇的密切割技术缩小段间距,即在确保段内每簇可压开的前提下,最大限度地增加每段的簇数,利用总的孔眼数来实现对每簇节流阻力的控制,从而形成缝控基质单元,大幅度增加单位面积可动用储量,将传统井控储量模式发展成缝控可采储量模式,提高采收率。

美国几大主要页岩油气区块的水平井井间距从200m缩小到100~200m,在Barnett、区块试验了最小井间距为46m的平台水平井。Noble公司当前已累计在公司30%的井中通过降低压裂段间距来提高产量。

在长宁区块页岩气我们统计分析了该区块近几年分段情况:水平井有效水平段长为728~2358m,平均为1575m,70%以上的井分布1350~1800m之间;水平井平均段长为59~93m,

平均为72.9m, 70%以上的段长分布65~75m之间。总体来说长宁地区页岩气施工统计数据表明, 平均段长有逐渐缩短趋势, 目前主要段长为65~75m左右。

根据相关文献显示簇(裂缝)间距越小, 储层改造越充分, 压后累产越大; 压裂裂缝引起的诱导应力场可降低水平地应力差, 增加缝网复杂程度。裂缝间距越小, 缝内净压力越大, 诱导应力越大, 两向水平主应力差值越小, 产生复杂缝网的可能性越大。由于长宁页岩水平主应力差值范围为18~23.1MPa, 平均19.4MPa, 宜采用小裂缝间距以提高形成复杂裂缝的可能性。

2 细分段多簇压裂关键技术

2.1 交替注酸或小型酸处理技术

细分段页岩气因水平应力差异大, 单纯靠压裂施工参数调整难以获得能突破天然裂缝张开的临界压力, 因此裂缝的复杂性也难以提升。而目前常用的缝内转向剂也存在诸多弊端, 如深层压裂的压力窗口窄、难以有效封堵动态扩展的裂缝、若高角度天然裂缝与层理缝共存, 也易引起缝高的失控等。因此, 提出了一种交替注酸或小型酸压的方法。利用酸岩反应的化学作用, 沟通主裂缝缝长方向上的不同天然裂缝内的碳酸盐矿物。为便于现场操作, 每段注酸的体积以井筒容积为上限, 为了将不同的酸替进不同的位置进行酸岩反应, 酸注完后以优化设计的排量进行替酸作业, 近井的低排量, 远井的高排量。但由于不可能无限级注酸, 总有酸未波及的区域, 此处的裂缝复杂性仍难以提升, 对此可用稀酸小型酸压, 酸压的缝长至少应达到最终总缝长的70%以上。

2.2 采用新型段塞方式——连续加砂

在页岩气压裂施工中, 一般都为段塞式加砂, 但是在一定的液体规模情况下为了提高加砂规模, 可采用分段连续加砂。此方法可有效提高加砂规模, 沟通地层, 形成具有较高导流能力的主裂缝, 在长宁区块开展了连续加砂试验。尅

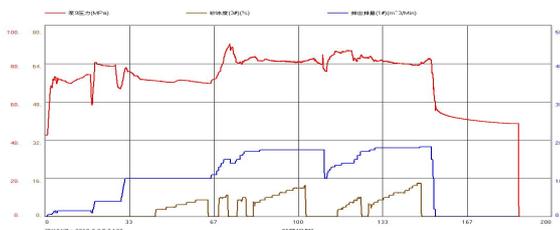


图1 长宁区块某井连续加砂施工曲线

在长宁区块某井中加40/70目低密度陶粒阶段, 视排量和压力情况进行了分段连续加砂, 连续加砂最大加砂量为20.8方, 连续加砂最高砂比为12%。采用分段连续加砂工艺前期段塞式粉砂前置液造缝和打磨降压、后期高砂比连续加粉砂

降滤、40/70目低砂比阶段试探化加砂、胶液逐渐提高连续加砂, 需要把握以下施工原则, 保证施工安全: 尅尅

(1) 施工前期, 若压力偏高, 排量提升受限, 则执行原设计泵注模式, 按照正常段塞式加砂模式加砂; 尅尅

(2) 连续加砂过程中, 若砂比进地层后出现的压力爬升反应, 应立即停止连续加砂, 顶替一定量后, 视排量和压力情况, 按照原设计泵注模式, 进行段塞式加砂, 相关试验表明: 经过该加砂情况下, 适当段塞式加砂后期, 施工能够满足再次连续加砂条件, 目前采用该方式后所达到连续加砂最大加砂量为45方, 连续加砂最高砂比为16%; 尅尅

(3) 粉砂阶段, 前置液量需保持前期造缝充分, 粉砂和40/70目低密度陶粒低砂比阶段采取段塞式加砂方式, 后期视打磨降压情况决定后期阶段是否采取连续加砂。尅尅

从连续加砂工艺试验来看, 采取清水连续加砂的工艺是可行的, 前期保证有足够的前置液量造缝, 提高改造体积, 后期视压力情况, 进行连续加砂, 提高支撑剂铺置浓度和裂缝导流能力, 建议连续加砂过程中, 各阶段砂比应保证支撑剂进地层后观察压力反应再提高砂比, 降低施工风险。尅

2.3 采取大支撑剂量大加砂强度方式

现场大量测试和应用果显示, 在页岩气以大排量压裂液以及高强度支撑剂都能有效提升初始产量, 降低产量递减。统计近几年长宁区块页岩水平井数据, 得出加砂强度为0.2~1.26t/m, 平均为1.1t/m, 70%以上的加砂强度分布0.74~1.2t/m之间。

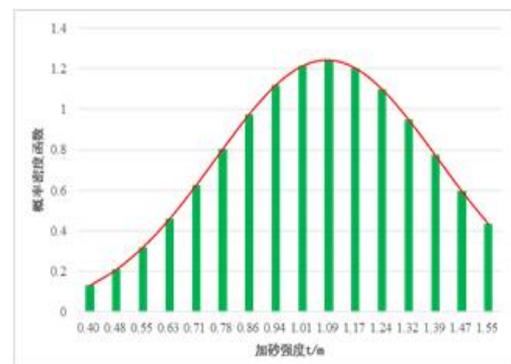


图2 长宁地区加砂强度统计分布

通过大量生产数据可以发现, 加砂总量越大页岩气日产量越大, 且加砂强度越大每米气井日产量也越大, 当加砂强度在2.5t/m以上时, 相应每米气井累计半年产量在 $1500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上, 因此对长宁地区页岩气压裂要增加单段加砂量和整体加砂总量, 加砂强度应大于2.5t/m。

2.4 大排量施工

(1) 前置液排量优化

相关试验结果表明,使用前置线性胶可以降低液体滤失和增加缝内净压力,从而保证前期地层的破裂效果及初期裂缝的延伸状态,但在深井压裂过程中,由于埋深较大,大量使用线性胶替代减阻水会使得其摩阻增量较大。因此,须对前置线性胶阶段的施工排量进行优化。通过测试得到的区域裂缝延伸压力可反推出裂缝正常延伸时的井口压力,例如当前置线性胶排量超过 $12\text{ m}^3/\text{min}$,减阻水排量超过 $17\text{ m}^3/\text{min}$ 时,在井口限压 115 MPa 的条件下裂缝很难保证会充分延伸。因此,前置线性胶阶段必须控制排量,使之提升至 $12\text{ m}^3/\text{min}$ 。

(2) 中后期排量优化

前置线性胶阶段的优化完成后,更换液体性质,采用减阻水携砂注入地层中,以降低摩阻,为继续提高排量、增大缝内净压力提供有利条件,但排量的提高方式将会一定程度上影响造缝效果。因此,须对中后期排量的提升进行优化。通过相关软件的净压力计算模块对长宁区块深层不同射孔簇、不同施工排量下的缝内净压力的变化过程进行模拟计算后发现缝内净压力才超过水平应力差,此时水力裂缝才具备自由转向的能力。如果早期的缝内净压力较大将提升裂缝延伸初期的复杂程度,不利于裂缝向远端延伸。

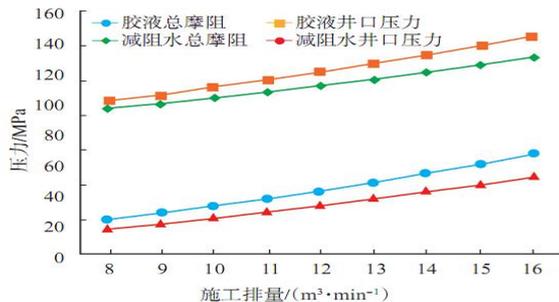


图3 不同排量下压力预测图

因此,在前置线性胶阶段提高排量后,使用减阻水携砂注入地层,并分阶段逐步提升排量至最高设计等级。

2.5 套变井采取暂堵压裂配合密切割分段

长宁区块页岩气水平井大部分套变井采用暂堵分段压裂来实现,暂堵分段压裂是先采用连续油管+射孔枪一次或多次将套变井段射开,再根据储层地应力剖面特点进行分段,压开第一条缝,通过一次或多次向段内投送高强度水溶性暂堵剂,形成滤饼临时封堵前次已压裂段的炮眼,迫使液体进入新的射孔段,自动选择次一级的射孔段并依次压开第二条缝,达到均匀改造储层的目的。

现场试验证明,通过对页岩气水平井进行密切割细分段,提高单井加砂量,同时采用暂堵转向技术实现储层段的体积改造能提高单井产量。其具体过程为根据参数划分分段,对同一井段进行射孔,然后根据需要选择暂堵剂并设计暂定剂的用量,并选择适宜的压裂液,同时根据井下参数选择设计

压裂的排量和加砂规模,然后对井下参数选择设计压裂的排量和加砂规模,然后对地层进行压裂施工,向地层注入压裂液,然后采用粉末高强度水溶性暂堵剂进行暂堵,并采用颗粒状高强度水溶性暂堵剂进行施工,并重复前述步骤完成体积压裂改造。

3 现场施工

CL18-6井是构造位置为长宁背斜构造中奥顶构造南翼。该井完钻井深 4660 m ,完钻层位龙马溪组,采用 139.7 mm 套管完井,水平段长 1960 m 。本井设计压裂 44 段,采取多分段的细分簇的密切割工艺,设计段长为 45 m ,簇间距主体在 $12\sim 18\text{ m}$ 之间,每段 3 簇。

本井主要技术对策:

(1) 总体以扩大波及体积,形成复杂裂缝为目标,采用“大排量、大排量、大砂量、低粘度、小粒径、低砂比”的改造模式;根据各改造段的储层地质特征,采用“一段一策”的方案;

(2) 压裂工艺:分簇射孔分段压裂工艺;开展多分段细分簇压裂;

(3) 射孔工艺:第一段采用连续油管射孔,其余各段采用电缆传输分簇射孔;

(4) 段内开展连续加砂施工试验;

(5) 开展交替注酸试验。

压裂过程中累计挤入地层总量 84533.0 m^3 ,支撑剂 6073.01 t ,平均单段液量 1921.20 m^3 ,用液强度 $42.69\text{ m}^3/\text{m}$;平均单段支撑剂量 138.02 t ,加砂强度为 $3.06\text{ t}/\text{m}$,施工排量 $14\sim 16\text{ m}^3/\text{min}$,压后日气产量 $38.58\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

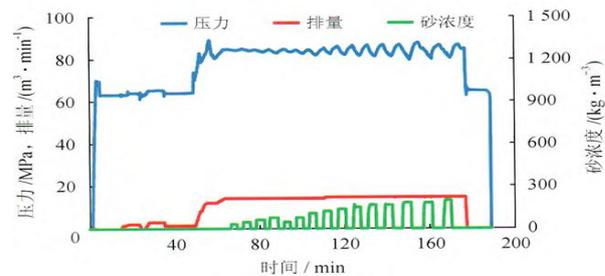


图4 CL18-6井某段压裂施工曲线

4 结论

(1) 细分段多分簇高强度加砂工艺技术在长宁地区进行了成功应用,且压后效果良好。

[参考文献]

[1] 王瑞,致密油藏水平井体积压裂效果影响因素分析.特种油气藏2015(2),126.

作者简介:潘卫东(1971-9),男(汉),工程师,1990年毕业于中原石油学校,现主要从事油气井增产方面工作。