

文章编号: 1001-1986(2019)04-0076-06

沁水盆地柿庄区块煤层气井压裂增产效果 关键影响因素分析与实践

薛海飞¹, 朱光辉², 王伟², 陆小霞², 王明昊¹, 王延斌³

(1. 中联煤层气有限责任公司晋城分公司, 山西 晋城 048000; 2. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100016; 3. 中国矿业大学(北京)资源与地球科学学院, 北京 100083)

摘要: 针对沁水盆地柿庄区块煤层气开发过程中低产低效问题, 基于大量实际生产资料分析, 探讨地质因素和工程因素对煤层气开发效果的影响。结果认为, 地应力和煤体结构是影响煤层气井压裂增产效果的关键地质因素。其中, 煤层气井压裂过程中, 高地应力影响裂缝延伸和支撑, 水平主应力差影响裂缝延伸方向和形态; 煤体结构较差的煤层在压裂中易形成煤粉, 堵塞导流通道, 压裂效果变差。影响压裂效果的工程因素主要包括压裂液性能、施工排量、前置液占比和井径扩大率, 针对研究区地质概况, 提出“2%KCl+清水、阶梯排量注入、前置液量 180~240 m³、优化射孔段和水力波及压裂”等系列优化技术, 并指出煤层气压裂选井是决定压裂效果和开采经济性的重要环节。将优化技术在柿庄区块北部深部煤层气开发井中加以实践验证, 取得很好的增产效果。研究结果及认识对沁水盆地及相同地质条件区域的煤层气开发具有一定的指导意义。

关 键 词: 沁水盆地; 柿庄区块; 压裂影响因素; 地应力; 煤体结构; 参数优化

中图分类号: TE375 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1001-1986.2019.04.012



Analysis and application of key influencing factors of CBM well fracturing effects in Shizhuang area, Qinshui basin

XUE Haifei¹, ZHU Guanghui², WANG Wei², LU Xiaoxia², WANG Minghao¹, WANG Yanbin³

(1. Jincheng Branch of China United Coalbed Methane Corporation, Jincheng 048000, China; 2. China United Coalbed Methane Corporation, Beijing 100016, China; 3. School of Resources and Gescience, China University of Mining and Technology, Beijing 100083, China)

Abstract: CBM fracturing effect has many influencing factors. Development effect with the same technology is different in different area. Based on a large amount of geological and engineering data in Shizhuang block, it was found that high geo-stress affects fracture extension and support in CBM fracturing, and difference between horizontal stress affects fracture direction and morphology. Coal seam with poor coal structure can produce large amount of gum during fracturing, which will block the diversion channel and result in poor fracturing effect. Engineering factors affecting fracturing effect mainly include the fracturing fluids performance, displacement, prepard fluid proportion and hole enlargement ratio. Finally, a serie of optimized technique was proposed, including “2%KCl+water, ladder displacement injection, prepard fluid volume 180-240 m³, perforation optimization and hydraulic networks fracturing”. It was pointed out that the well pattern of CBM fracturing was important to fracturing effects and economics. Field practice shows that the research results have strong guiding significance for CBM development.

Keywords: Qinshui basin; Shizhuang block; fracturing influencing factors; geo-stress; coal structure; parameter optimization

收稿日期: 2018-10-12

基金项目: 国家科技重大专项项目(2011ZX05060); 中联煤层气有限责任公司青年科技项目(JZTW2019KJ26); 中联煤层气有限责任公司科技创新基金项目(E-Z318R006)

Foundation item : National Science and Technology Major Project(2011ZX05060); Youth Science and Technology Project of China United Coalbed Methane Company(JZTW2019KJ26); Science and Technology Innovation Fund of China United Coalbed Methane Company (E-Z318R006)

第一作者简介: 薛海飞, 1986 年生, 男, 江苏南通人, 硕士, 工程师, 从事油气田开发和煤层气钻完井工艺研究工作. E-mail : xuehf@cnooc.com.cn

引用格式: 薛海飞, 朱光辉, 王伟, 等. 沁水盆地柿庄区块煤层气井压裂增产效果关键影响因素分析与实践[J]. 煤田地质与勘探, 2019, 47(4): 76-81.

XUE Haifei, ZHU Guanghui, WANG Wei, et al. Analysis and application of key influencing factors of CBM well fracturing effects in Shizhuang area, Qinshui basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(4): 76-81.

柿庄区块位于沁水盆地东南部, 是我国煤层气勘探程度较高的区块之一。中联煤层气有限责任公司从2010年起开始大规模产能建设, 效仿国内外其他区块的直井压裂完井方式和工艺参数。但随着煤层埋深增加, 地质条件愈发复杂, 经过几年的煤储层排采降压, 出现了大面积的低产井, 且不同区块和不同区域的储层改造效果差异较大。以柿庄区块南部为例, 区内完成钻井千余口, 平均单井日产气量约213 m³/d, 开发效果与采用同样工艺的潘河区块相比差距较大, 形成煤层气“资源量大、产出量低、经济效益低”的不良态势。

前人对沁水盆地柿庄区块开展了大量的研究工作, 主要可以归类为以下几个方面: 区域地质条件研究, 包括煤储层的成因、演化及构造特征^[1-2], 煤层气富集主控因素及潜力评价^[3], 压裂缝延伸机理及效果评价^[4-5]。针对地质条件对工程开发效果的影响机制研究较少, 且随着区块开发深度的不断加深, 地质条件变得更为复杂, 煤层的非均质性对储层建模和效果分析造成诸多不确定性, 压裂技术更多的是依据数值模拟和室内实验, 未能结合产气效果和工程影响因素进一步论证。在前人研究的基础上, 笔者结合柿庄区块的实际生产资料, 重点探讨煤层气开发过程中地质因素和工程因素对增产效果的影响, 提出低渗煤层压裂增产的优化建议, 并在柿庄北区块深部煤层气开发中加以实践验证。

1 区域开发概况

1.1 地质条件

柿庄区块位于沁水盆地南部, 区内3号煤层埋深在700~1 100 m, 属于深煤层开发范畴。煤层厚度为5.2~8.0 m, 平均6.1 m, 区块范围内煤层发育比较稳定, 是柿庄区块煤层气开发的主要目的层。受NE—SW向主应力挤压作用影响, 区内发育一系列NNE、SN向断层。煤层渗透率为(0.01~0.46)×10⁻³ μm²。3号煤宏观煤岩类型为半亮型—半暗型煤, 媒体结构以碎裂结构为主, 煤的镜质体最大反射率为2.20%~3.06%。实测含气量为3.11~21.61 m³/t, 具有煤层气资源基础, 但与已成功开发的沁水盆地潘河区块地质条件相比较差。

1.2 开采情况

工程开发完全效仿潘河区块的直井下套管固井完井方式, 压裂采用活性水泵注加砂, 单井压裂规模总砂量约为50 m³, 总液量600 m³。采用同样的开发工艺, 产气效果却与潘河区块差异较大(表1)。柿庄区块南部产气井平均单井产量213 m³/d, 产量大于1 000 m³/d的井仅占投产井数的6.7%。研究区

北部3号煤层平均埋深超过1 000 m, 受高地应力和媒体结构等因素的影响, 常规的活性水压裂工艺应用效果更差, 北部平均单井产量低于100 m³/d。

表1 柿庄区块开发现状
Table 1 Development status of Shizhuang block

区块	开发方式	井数/口	平均产气量/(m ³ ·d ⁻¹)
潘河区块	活性水压裂	240	2 528
柿庄南部	活性水压裂	1 153	213
柿庄北部	活性水压裂	82	83

2 压裂效果影响因素分析

提高煤层气单井产量有两条途径^[6]: 增大储层泄气面积, 例如水平井钻井、直井压裂、水平井分段压裂等技术; 加快储层中气体向井筒运移的速度。笔者充分借鉴煤矿瓦斯治理的基本原理, 围绕煤层气产气机理和以上两条增产途径, 提出压裂增产技术的基本目标, 即增大压裂储层改造体积, 扩大单井具有产气贡献的解吸面积, 并在压裂和排采期间保持具有高导流能力的稳定通道, 这既可作为压裂效果的评价指标, 也将直接影响单井产气效果。

2.1 地质因素

国外对中-低阶煤层气的研究较多, 一般根据含气量、渗透率、储层力学性质、地应力等地质因素选取配套的工程技术, 但对影响深部高煤阶煤层气压裂效果的地质因素的系统研究较少。笔者综合沁水盆地柿庄区块煤层气的开发实践, 基于大量生产数据的相关性分析, 认为地应力和媒体结构是影响煤层气井压裂增产效果的关键因素。

2.1.1 地应力

地应力不仅影响煤层的物性, 而且还控制压裂裂缝的延展方向和闭合形态。基于水力压裂计算地应力^[7]和测井计算地应力原理, 可计算区内主应力大小和分布。水平主应力差对裂缝的扩展影响非常明显^[8], 其差异系数用K表示。

$$K = \frac{\sigma_{\max} - \sigma_{\min}}{\sigma_{\max}} \quad (1)$$

式中 σ_{\max} 和 σ_{\min} 分别为最大和最小水平主应力, MPa。

在低水平主应力差条件下, 水力裂缝在多个方向起裂, 易沟通储层的天然裂隙, 并沿天然裂隙和割理扩展产生网状裂缝, 形成更大的改造体积; 而高水平主应力差条件下, 当 $K>0.84$ 时, 水力裂缝易在起裂后沿平行最大水平主应力的方位起裂并延伸。图1为由压裂微地震事件生成的裂缝延伸形态,

可以看出在裂缝形成的早期至晚期，裂缝延伸方向较固定，与最大水平主应力方向几乎平行，形成单一不可控的窄长缝，不利于煤储层缝网的形成，压裂改造效果变差。排采后产气量难以实现高产，一旦出现裂缝堵塞，单井产气量快速降低。

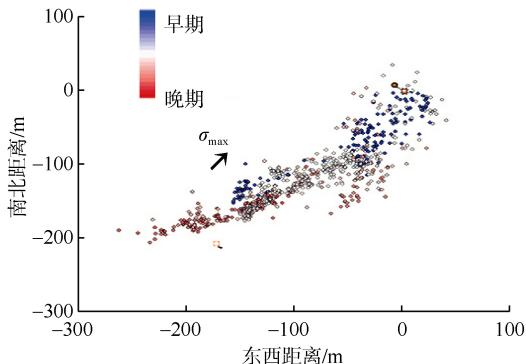


图 1 裂缝延伸形态

Fig.1 Fracture propagation form

地应力对裂缝支撑形态也产生影响。杨延辉等^[9]对沁水盆地南部夏店区块煤储层地应力及渗透性的研究认为：一般地应力低的地区，煤储层渗透率高；地应力高的地区，天然裂隙和人造裂缝逐渐均趋于闭合，煤储层渗透率改造程度低。通过测井曲线计算，研究区平均垂直应力 σ_v 为 18.9 MPa，地应力呈现出 $\sigma_{\max} > \sigma_v > \sigma_{\min}$ 的分布特征。随着排采的进行井底流压降低，在高垂直应力作用下，直井压裂产生的远端裂缝逐渐闭合，近井地带和裂缝中部的支撑剂嵌入煤层，裂缝宽度变窄，加上煤粉运移和堵塞，无法建立有效的导流通道，产气量逐渐降低，出现大面积不产气不产水的低产井，小于 500 m³/d 的低产井超过 87%，且随着埋深的加大，常规活性水压裂的效果逐渐变差。

2.1.2 媒体结构

媒体结构指煤层在地质历史演化过程中受地质作用后呈现的结构特征，其类型主要分为原生结构煤、碎裂煤、碎粒煤和糜棱煤^[10]。

柿庄区块位于沁水盆地中南部，沉积过程中经历了多期构造运动，3 号煤以碎裂煤为主，原生煤次之，构造区域碎粒煤发育。媒体结构划分可依据测井曲线中的自然伽马、电阻率和井径，基于沁水盆地南部媒体结构测井解释模型^[11]和参数优化，计算出全区地质强度因子 GSI 值，从而划分媒体结构的分布特征。

$$G = \ln(RD) - 0.1 \times GR + 2 \times CALX - 0.87 \times CALY + 5.5 \quad (2)$$

式中 G 为媒体结构 GSI 值； RD 为深侧向电阻率值， $\Omega \cdot m$ ； GR 为自然伽马值，API； $CALX$ 为 X 向井径

值，cm； $CALY$ 为 Y 向井径值，cm。

媒体结构对煤储层物性、压裂效果以及产气效果都会产生较大影响。其中，碎粒煤和糜棱煤破坏程度严重，钻井中钻井液容易侵入煤储层内部造成储层污染，煤层段井径扩大率增大；压裂中易形成煤粉，堵塞导流通道，裂缝无法沿储层向远端扩展，常规的压裂方式无法达到增产效果。

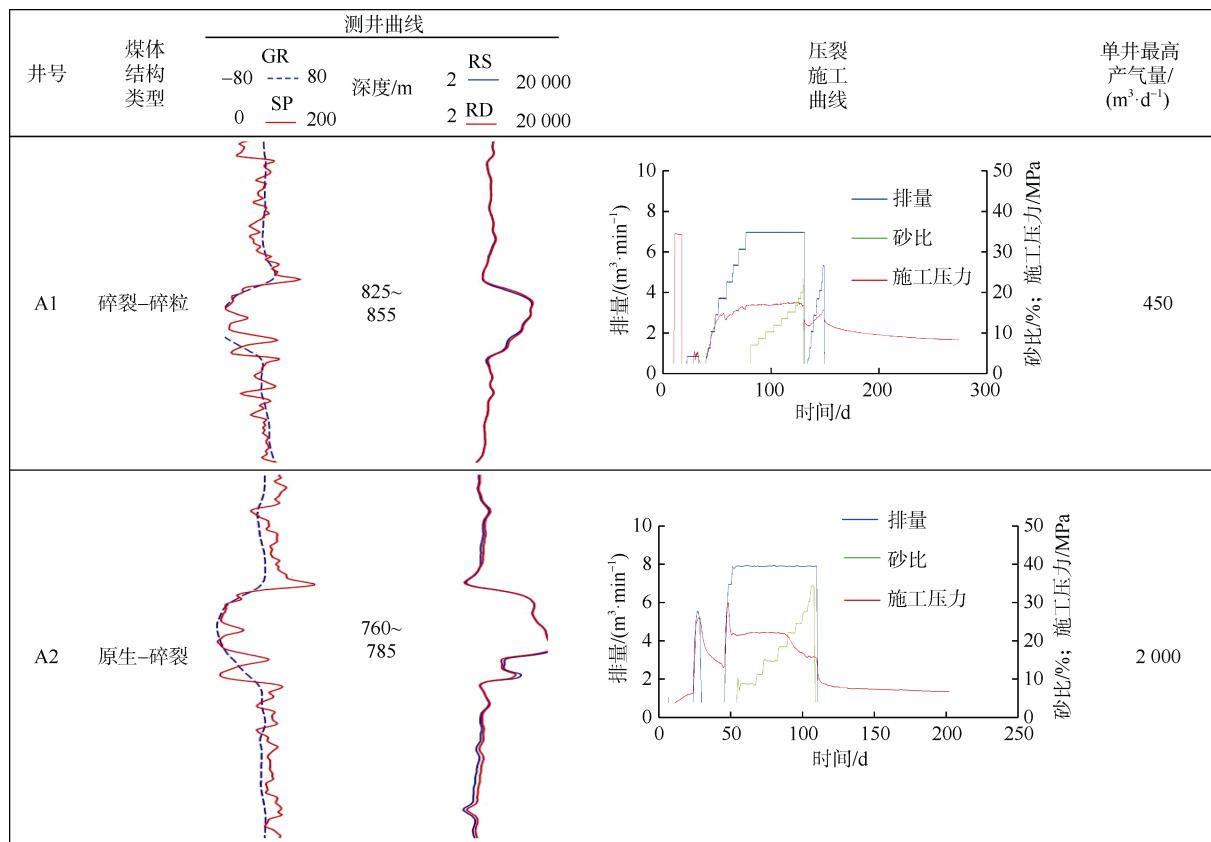
对比不同煤储层结构的两口压裂井压裂效果（图 2），A1 井和 A2 井为同一井组 2 口煤层气压裂井，A1 井媒体结构为碎裂-碎粒煤，压裂施工无明显破压，裂缝形成后，施工压力呈上升趋势，属于典型的压力平稳上升型曲线，表明造缝过程中，前置液滤失量逐渐变小。从前置液阶段和停泵压降阶段的曲线特征可以看出，该井媒体结构较为破碎，未能形成主裂缝，在高速水流的冲刷下，产生的煤粉不断堵塞裂缝，使得裂缝宽度变窄，裂缝无法向远端延伸，储层改造体积受限。排采过程中裂缝通道受到煤粉堵塞的影响，导流能力较差，产气量较低。而 A2 井媒体结构为原生-碎裂煤，压裂中出现明显破压，反映出该井煤层的脆性结构。在携砂液阶段，施工压力呈平稳-下降趋势，裂缝延伸较好，裂缝导流能力较高，排采稳定后煤层气日产量最高达 2 000 m³/d，压裂改造效果较好。

2.2 工程因素

2.2.1 压裂液性能

压裂液性能是影响煤层气井压裂效果的关键因素之一，在优选压裂液类型时除了需要考虑携砂性能，还要关注压裂液对储层的伤害和现场应用的经济性。刘玉章等^[12]利用长庆油田天然砂岩露头进行模拟试验，顶底板与储层压力差为 7 MPa，分别采用滑溜水、线性胶进行压裂试验。结果表明，黏度较小的滑溜水压裂液裂缝高度较小，受层间应力差条件控制较为明显，而黏度大的线性胶压裂液更容易压穿顶底板。煤层气增产应尽量增大储层改造体积，在开发中需要避免近井地带压裂串层，导致压裂液在近井地带大量滤失，裂缝横向延伸受阻。此外，目前国内煤层气使用的清洁压裂液大多未做到真正意义上的“清洁”，现场应用破胶效果不理想，压后压裂液返排率低，煤储层渗透率进一步降低。

从柿庄区块各类压裂液排采效果统计图（图 3）可以看出，虽然以清洁压裂液为代表的新型压裂液在一定程度上提升了携砂能力，但其所带来的收益并不明显。煤层气属于低成本投资，在具备加砂能力的前提下，从经济实用性考虑^[13]活性水压裂更为实用。



注: GR—自然伽马, API; SP—自然电位, mV; RS—浅侧向电阻率, $\Omega \cdot m$; RD—深侧向电阻率, $\Omega \cdot m$ 。

图2 压裂施工曲线与煤体结构的关系

Fig.2 Relationship between fracturing curve and coal structure

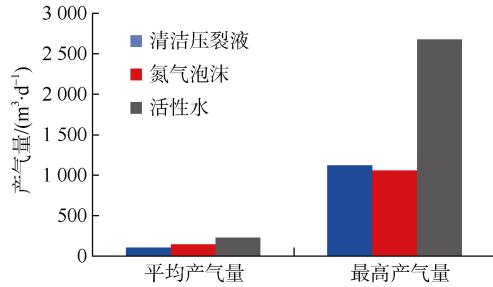


图3 柿庄区块各类压裂液的产气效果

Fig.3 Gas production of various fracturing fluids

2.2.2 施工排量

煤层气井压裂中施工排量对压裂效果的影响很大。根据兰姆方程的理论, 岩石的弹性模量与水力裂缝的宽度成反比^[14]。煤体具有低弹性模量、高泊松比的力学特征(表2), 加上煤层本身割理发育, 压裂时容易产生多裂缝, 压裂中滤失量很大。如果排

量过小, 压裂液主要沿着井筒附近的天然裂隙延伸, 压裂效率降低, 无法在煤层中形成较长的裂缝, 储层改造体积受限。如果排量过大, 井底排量和裂缝净压力升高, 对于裂缝延伸困难或顶底板为弱应力岩层的煤层气井, 液体在进入地层后向垂直方向延伸, 穿透煤层进入顶底板, 压裂效果变差^[15]。

笔者针对煤层割理发育特征, 结合研究区煤层气井排量特征和产出数据, 统计发现前置液阶段变排量注入井相比定排量注入井的平均产气量高出3倍以上。通过借鉴高产井的成功经验(图4)及参数优化, 提出阶段变排量注入方式, 从而控制裂缝的延伸和走向。即采用较小的排量($0.5\sim 3 m^3/min$)起裂, 可以有效地控制近井地带裂缝的起裂面积和方向, 降低多裂缝和弯曲裂缝产生的摩阻; 在造缝阶段逐

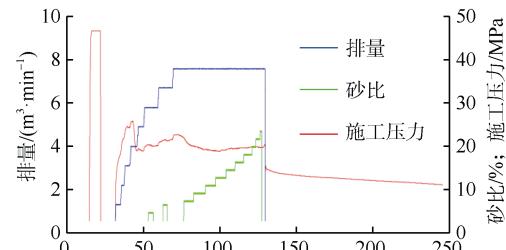


图4 柿庄区块高产井阶段变排量压裂曲线

Fig.4 Fracturing curve with variable stage displacement

表2 柿庄区块煤层顶底板力学参数

Table 2 Mechanical parameters of coal surrounding rock in study area

岩性	抗压强度/ MPa	抗拉强度/ MPa	弹性模量/ 10^5 MPa	泊松比 μ
3号煤顶板泥岩	48.4	3.55	28.77	0.26
3号煤	5~8	0.2~0.5	0.02~0.05	0.41
3号煤底板泥岩	30.2	3.19	16.60	0.27

级提高施工排量,用中等排量($3\sim6\text{ m}^3/\text{min}$)扩张主裂缝宽度,并有效控制缝高;携砂液阶段采用较大排量($6\sim8\text{ m}^3/\text{min}$)施工,确保加砂压裂顺利完成。

2.2.3 前置液占比

前置液的作用主要是在储层内造成一定规模和尺寸的裂缝,有助于携砂液阶段加砂的顺利进行。前置液量的大小决定着压裂裂缝的规模和支撑效果,前置液阶段裂缝延伸形态不好,支撑剂的铺砂效果亦会变差。基于煤岩特有的力学特性和天然割理,煤层气井在压裂中通常是多条裂缝同时起裂,在近井地带形成较多漏失^[16],若前置液量不足可能造成造缝体积不够,携砂液阶段压力波动较大。在煤体结构较为破碎的区域,前置液量不足会导致煤粉不断堆积,裂缝宽度受限,近井筒的煤粉无法推至远端,携砂液阶段与支撑剂混合堵塞裂缝,出现加砂困难和砂堵的现象,压裂效果大幅降低。

经统计,研究区北部前置液比例在25%~35%的施工曲线中,压力稳定型和下降型曲线所占比例为60%,前置液比例与裂缝延展难易程度呈正相关。建议在地质构造较为发育的区域,适当增大前置液占比(30%~45%),进一步增加煤层的改造体积,疏通已形成的裂缝通道,减少近井地带裂缝壁面粗糙度和煤粉引起的堵塞,降低压裂施工超压和砂堵的风险,进一步增大支撑裂缝体积和煤层泄压面积。

3 现场应用

3.1 压裂井选取原则

柿庄区块处于沁水盆地南部,区内主要发育NE向断层,煤体结构复杂,在选择开发方式上需要充分考虑煤体结构的分布特征。朱庆忠等^[17]研究表明,原生煤比例较高的区域适合直井压裂完井;碎裂煤比例较高的区域适合采用水平井方式或者优化工艺压裂开发;碎粒煤、糜棱煤发育的区域,现有技术水平难以达到开采条件,建议暂不开采。柿庄区块18口二次压裂井,忽略了煤体结构的影响,采用相同的水力压裂工艺参数,效果差异性较大,且低产井比例较高,仅有2口井达到 $1\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 。为了改善煤层气井的压裂效果,提高煤层气开采的经济性和有效性,在优化压裂工艺前必须结合煤体结构等条件科学选井。经统计,区内煤体结构以原生-碎裂、碎裂-碎粒为主,产气较好的井碎粒煤比率一般小于25%,3号煤平均深侧向电阻率 $\text{RD}>6\,400\text{ }\Omega\cdot\text{m}$,而碎粒煤发育的煤层气井,常规活性水压裂效果较差,平均日产气量小于 500 m^3 。确定压裂井选取原则是近些年煤层气压裂最容易被忽视也是最关键的一步,

笔者建议柿庄区块优选煤层平均电阻率在 $6\,400\text{ }\Omega\cdot\text{m}$ 以上的区域。

3.2 压裂工艺参数

根据柿庄区块北部地质特征,结合压裂效果影响因素,对压裂工程参数进行优化:考虑到研究区煤层上部存在二叠系下统山西组含水层,压裂液优选活性水压裂体系,配方为2%KCl+清水;阶梯排量注入:起裂阶段 $0.5\sim3\text{ m}^3/\text{min}$,前置液阶段 $3\sim6\text{ m}^3/\text{min}$,携砂液阶段 $6\sim8\text{ m}^3/\text{min}$;增大前置液占比,注入量控制在 $180\sim240\text{ m}^3$;优化射孔段,避开下部软煤,在煤体结构相对较好或顶板进行集中式射孔,控制裂缝起裂范围和方向;采用水力波及压裂技术,现场3口井同步压裂,通过应力干扰减少应力差对压裂的影响。

3.3 应用效果

遵循上述压裂井分析和工艺参数优化原则,在柿庄区块北部选取21口井进行活性水压裂现场试验。施工压力平均20 MPa,裂缝闭合压力15 MPa。在一系列的压裂参数调整后,整体施工压力平稳,未出现由于地应力或煤体结构等原因导致的裂缝延展问题,施工成功率提高至100%,储层改造体积进一步增大。通过一年时间的精细化稳定排采,21口井见气率100%,平均套压0.4 MPa,其中11口井产气量超 $1\,000\text{ m}^3/\text{d}$,整体呈明显上升趋势(图5)。与区内其他压裂井相比,平均产气量提高5倍。试验结果表明,充分考虑地应力和煤体结构影响因素的基础上,通过工艺优化,选取活性水压裂可取得很好的增产效果。

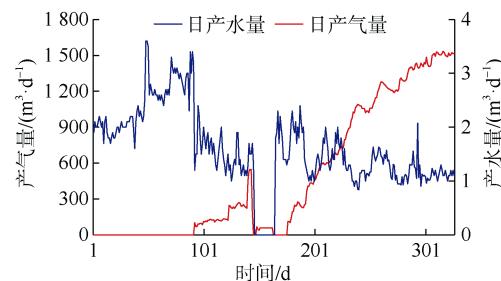


图5 试验井生产资料
Fig.5 Production data of test wells

4 结论

- 高地应力影响裂缝延伸和支撑,水平主应力差影响裂缝延伸方向和形态。煤体结构较差的煤层在压裂中易形成煤粉,堵塞导流通道,压裂效果变差。
- 影响压裂效果的工程因素较多,针对柿庄区块地质条件,提出“2%KCl+清水、阶梯排量注入、前置液量 $180\sim240\text{ m}^3$ 、优化射孔段和水力波及压裂”

等系列技术, 试验表明, 与区内其他压裂井相比, 试验井平均产气量提高5倍。

c. 选井是决定煤层气井压裂效果的重要环节, 开发中易被忽视, 必须结合煤体结构等地质特征, 通过电阻率值等表征值, 优化选井原则。

参考文献

- [1] 傅雪海, 秦勇, 韦重韬. 煤层气地质学[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2008.
- [2] 柳迎红, 吕玉民, 郭广山, 等. 柿庄南区块煤层气储层精细评价及其应用[J]. 中国海上油气, 2018, 30(4): 113–119.
- LIU Yinghong, LYU Yumin, GUO Guangshan, et al. Refined reservoir evaluation and its application in coalbed methane reservoirs in Shizhuangnan block[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(4): 113–119.
- [3] 郭广山, 邢力仁. 柿庄南煤层气富集主控因素及开发潜力分析[J]. 洁净煤技术, 2015, 21(4): 117–121.
- GUO Guangshan, XING Liren. Primary geological controlling factors of coalbed methane enrichment and its exploration potential in southern Shizhuang block[J]. Clean Coal Technology, 2015, 21(4): 117–121.
- [4] 冯虎, 徐志强. 沁水盆地煤层气压裂典型曲线分析及应用[J]. 煤炭工程, 2015, 47(8): 116–118.
- FENG Hu, XU Zhiqiang. Analysis and application of fracturing typical curve of CBM well in Qinshui basin[J]. Coal Engineering, 2015, 47(8): 116–118.
- [5] 刘海龙. 柿庄南煤层气井压裂效果评价及影响因素分析[J]. 北京石油化工学院学报, 2014, 22(1): 20–26.
- LIU Hailong. An analysis of the fracturing effect and the influencing factors in the case of coalbed methane wells in Shizhuangnan[J]. Journal of Beijing Institute of Petro-chemical Technology, 2014, 22(1): 20–26.
- [6] 罗平亚. 关于大幅度提高我国煤层气井单井产量的探讨[J]. 天然气工业, 2013, 33(6): 1–6.
- LUO Pingya. Discussion on how to significantly improve the single-well productivity of CBM gas wells in China[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(6): 1–6.
- [7] 付晓龙, 戴俊生, 张丹丹, 等. 沁水盆地柿庄北区块3号煤层裂缝预测[J]. 煤田地质与勘探, 2017, 45(1): 56–61.
- FU Xiaolong, DAI Junsheng, ZHANG Dandan, et al. Prediction of fractures of seam No.3 in northern Shizhuang, Qinshui basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2017, 45(1): 56–61.
- [8] 唐书恒, 朱宝存, 颜志丰. 地应力对煤层气井水力压裂裂缝发育的影响[J]. 煤炭学报, 2011, 36(1): 65–69.
- TANG Shuheng, ZHU Baocun, YAN Zhifeng. Effect of crustal stress on hydraulic fracturing in coalbed methane wells[J]. Journal of China Coal Society, 2011, 36(1): 65–69.
- [9] 杨延辉, 孟召平, 陈彦君, 等. 沁南—夏店区块煤储层地应力条件及其对渗透性的影响[J]. 石油学报, 2015, 36(增刊1): 91–96.
- YANG Yanhui, MENG Zhaoping, CHEN Yanjun, et al. Geo-stress condition of coal reservoirs in Qinnan-Xiadian block and its influences on permeability[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S1): 91–96.
- [10] 钟玲文, 贾争荣, 李贵红, 等. 我国主要含煤区煤体结构特征及与渗透性关系的研究[J]. 煤田地质与勘探, 2004, 32(增刊1): 77–81.
- ZHONG Lingwen, YUAN Zhengrong, LI Guihong, et al. The relationship between coal structure and permeability in main coal bearing areas in China[J]. Coal Geology & Exploration, 2004, 32(S1): 77–81.
- [11] 陶传奇, 王延斌, 倪小明, 等. 基于测井参数的煤体结构预测模型及空间展布规律[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(2): 173–177.
- TAO Chuanqi, WANG Yanbin, NI Xiaoming, et al. Prediction model of coal-body structure and spatial distribution law based on logging parameters[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(2): 173–177.
- [12] 刘玉章, 付海峰, 丁云宏, 等. 层间应力差对水力裂缝扩展影响的大尺度实验模拟与分析[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(4): 88–92.
- LIU Yuzhang, FU Haifeng, DING Yunhong, et al. Large scale experimental simulation and analysis of interlayer stress difference effect on hydraulic fracture extension[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(4): 88–92.
- [13] 陈海汇, 范洪富, 郭建平, 等. 煤层气井水力压裂液分析与展望[J]. 煤田地质与勘探, 2017, 45(5): 33–40.
- CHEN Haihui, FAN Hongfu, GUO Jianping, et al. Analysis and prospect on hydraulic fracturing fluid used in coalbed methane well[J]. Coal Geology & Exploration, 2017, 45(5): 33–40.
- [14] 蔡美峰, 何满潮, 刘东燕. 岩石力学与工程[M]. 北京: 科学出版社, 2002.
- [15] 薛海飞, 高海滨, 刘惠洲, 等. 煤层气压裂缝高控制对排采影响的研究[J]. 中国煤层气, 2014, 11(4): 16–19.
- XUE Haifei, GAO Haibin, LIU Huizhou, et al. Research on the effect mechanism of fracture height control on CBM production[J]. China Coalbed Methane, 2014, 11(4): 16–19.
- [16] 薛海飞. 煤层气定向井压裂特征分析及工艺优化[J]. 中国煤层气, 2017, 14(1): 11–14.
- XUE Haifei. Feature analysis and process optimization of fracturing in CBM directional well[J]. China Coalbed Methane, 2017, 14(1): 11–14.
- [17] 朱庆忠, 杨延辉, 王玉婷, 等. 高阶煤层气高效开发工程技术优选模式及其应用[J]. 天然气工业, 2017, 37(10): 27–34.
- ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, WANG Yuting, et al. Optimal geological-engineering models for highly efficient CBM gas development and their application[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(10): 27–34.