

引用格式:武玺.沁水盆地高阶煤煤层气水平井高效开发技术及实践[J].油气藏评价与开发,2025,15(2):167-174.

WU Xi. Technology and practice for efficient development of coalbed methane horizontal wells in high-rank coal of Qinshui Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(2): 167-174.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.02.001

沁水盆地高阶煤煤层气水平井高效开发技术及实践

武玺

(中国石油华北油田分公司,河北任丘 062552)

摘要:沁水盆地作为中国高阶煤煤层气主要生产基地,储层具有成煤及成藏条件多样、构造复杂、渗透率低、储层非均质性强和改造难度大等特点,早期开发存在资源有效动用率低、单井产气量低、开发利润低等问题。通过分析高阶煤储层的特点和煤层气开发的规律,认为制约高阶煤煤层气高效开发的关键问题主要有3个:①高效开发建产选区精准性差;②开发技术适应性差;③改造工艺与煤储层的匹配性差。通过研究微构造、煤体结构、地应力和裂缝等影响高阶煤煤层气开发的关键因素,评价不同地质因素对产量的影响程度,进行多维度精细开发单元划分,明确不同单元地质特征,建立了“五元”可采性高效建产区评价指标体系,确立了高阶煤煤层气高效建产区优选方法。分析认为:由于高阶煤渗透率低、非均质性强,水平井能够连通更多煤层裂缝,扩大排采降压泄气面积,降低气、水流动阻力,具有单井产量高、经济效益好等优势,针对不同地质分区和开发程度,按照“控制储量最大化、采气速度最大化、经济效益最优化”的原则,形成了高阶煤煤层气水平井优化布井技术。在此基础上,以“启动缝网、压开新缝、控制储量”为目标,形成了聚能定向射孔、阶梯提排量逐级造缝、粉细砂组合和井间干扰同步为主的关键技术,同时配套完善了以活性水为主体的桥塞射孔联作、井组同步干扰作业的工艺技术,建立了气体易产出的线性缝网体系,实现了高效改造。研究成果应用在沁水盆地,实现了高阶煤煤层气的高效开发,水平井单井日产气量提高一倍,单井最终可采储量提升50%,新建区块产能到位率达到90%,将其推广到中国其他高阶煤煤层气区块,为煤层气产业做大做强提供了技术支撑和可供借鉴的示范。

关键词:高阶煤;煤层气;水平井;地质选区;高效压裂;高效开发

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Technology and practice for efficient development of coalbed methane horizontal wells in high-rank coal of Qinshui Basin

WU Xi

(PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei 062552, China)

Abstract: The Qinshui Basin is the main production base of high-rank coalbed methane in China. High-rank coal reservoirs in this region exhibit diverse conditions for coal formation and reservoir development, complex geological structures, low permeability, pronounced reservoir heterogeneity, and significant challenges in reservoir stimulation, which led to early issues such as a low effective resource utilization rate, low gas production per well, and low development profits. By analyzing the characteristics of high-rank coal reservoirs and the development patterns of coalbed methane, this study identifies three key constraints to the efficient development of high-rank coalbed methane: (1) poor precision in selecting areas for efficient development; (2) limited adaptability of development technologies; (3) a mismatch between stimulation processes and coal reservoirs. Investigations into microstructures, coal body structures, in-situ stresses, and fractures—combined with an evaluation of various geological factors' impact on production—enabled a multidimensional division of development units to identify the geological features of each unit. Consequently, a “five-element” evaluation index system for production potential in efficient development areas was established, and an optimization method for selecting efficient development areas for high-rank coalbed methane was formulated. Analysis suggests that due to the low permeability and strong heterogeneity of high-rank coal, horizontal wells can connect more coal seam fractures, thereby expanding the drainage and pressure-relief areas and reducing the flow resistance of gas and water. This possesses advantages such as high per-well gas production and improved economic benefits. For different geological zones and development stages, in accordance with the principle of “maximizing controlled reserves, maximizing gas production rate, and optimizing economic benefits”, an optimized horizontal well layout technology for high-rank coalbed methane was developed. On this basis, with the objective of “initiating a fracture network, creating new fractures, and controlling reserves”, key technologies were devised—primarily including energy-

收稿日期:2024-11-04。

作者简介:武玺(1974—),男,硕士,教授级高级工程师,从事油气田开发研究工作。地址:河北省任丘市会战道华北油田公司机关大楼6楼西煤层气事业部,邮政编码:062552。E-mail: c4_wuxi@petrochina.com.cn

基金项目:国家自然科学基金项目“煤层气储层地质学”(42125205)。

focused directional perforation, stepwise hydraulic fracturing for incremental production enhancement, a combined application of fine-powder sand, and synchronous well-group interference. At the same time, the process technologies of bridge-plug-and-perforation using active water as the main body and well-group synchronous interference operations were refined, leading to the establishment of a linear fracture network system conducive to gas production, achieving efficient hydraulic fracturing. The application of these research outcomes in the Qinshui Basin has enabled the efficient development of high-rank coal, with daily gas production per horizontal well doubling, the ultimate recoverable reserve per well increasing by 50%, and the productivity attainment rate of newly-built blocks surpassing 90%. When extended to other high-rank coalbed methane blocks in China, these advantages provide technical support and a demonstrative model for strengthening the coalbed methane industry.

Keywords: high-rank coal; coalbed methane; horizontal well; geological selection area; efficient fracturing; efficient development

中国高阶煤煤层气资源总量达 $30 \times 10^{12} \text{ m}^3$,目前的产量占中国煤层气总产量的90%以上。高阶煤煤层气资源的高效开发利用对优化能源结构、保障能源安全和实现“双碳”目标具有现实基础和重大意义。中国煤层气产业化始于沁水盆地高阶煤煤层气的开发,早期开发技术主要借鉴了国外低阶煤煤层气的开发经验。尽管在开发初期取得了一定的成效,但在后续的规模化推广却严重受阻,低产区成片出现,开发暴露出“资源有效动用率低、单井产气量低、开发利润低”等问题,成为制约煤层气产业发展的瓶颈^[1-3]。

与中低阶煤储层渗透率高、孔隙连通性好、地应力小的特征相比,高阶煤储层普遍具有成煤及成藏条件多样、构造复杂、渗透率低、储层非均质性强和改造难度大等特点,中低阶煤的开发技术在高阶煤区域适应性差^[4]。通过分析高阶煤储层的特点,深入研究煤层气开发的规律,认为制约高阶煤煤层气高效开发的关键问题主要有3个:①高效开发建产区精准性差;②开发技术适应性差;③改造工艺与煤储层的匹配性差。针对上述问题,中国石油华北油田分公司以沁水盆地为主战场,深入剖析煤层气开发中出现的核心问题和挑战,开展了一系列技术攻关研究,建立了高阶煤煤层气高效建产区优选方法,形成了高阶煤煤层气水平井优化布井技术和增产增效技术,该成果在沁水盆地应用成效显著,使华北油田煤层气产业实现快速发展,目前日产气量超过 $760 \times 10^4 \text{ m}^3$,建成了中国最大的煤层气田。研究成果推广应用中国其他

高阶煤煤层气区块,为煤层气产业做大做强提供了技术支撑和可供借鉴的示范。

1 高效建产区优选

前期煤层气建产区优选主要采用面积、埋深、丰度等评价参数,未充分考虑资源是否存在和开发的具体目标,导致沁水盆地郑庄区块新建产能到位率仅为25%^[5]。针对原评价参数匹配性较差的特点,对微构造、煤体结构、地应力和裂缝等高阶煤煤层气发育的关键影响因素进行了研究,建立了“五元”可采性高效建产区评价指标体系,对低品位储量区精细评价和优选,大幅提高了储量的有效动用。

1.1 煤储层微构造精细解释

研究发现微构造是高阶煤煤层气控产的主要因素。高阶煤储层构造复杂,储层层间、平面非均质性强,原有的构造解释仅关注大断裂、整体构造等宏观层面,不能满足构造和储层精细研究的需要^[6-7]。

此次研究将微构造解释应用到煤储层,开展了导向滤波相干属性、最负曲率属性、蚂蚁体追踪等多属性联合解释,基于构造导向滤波的相干属性可预测断裂(图1),最负曲率属性刻画陷落柱,蚂蚁体追踪技术可精细刻画微断裂(图2)等方法相结合,局部区域可有效识别断距5 m以上断层与直径20 m陷落柱,精细刻画微构造。

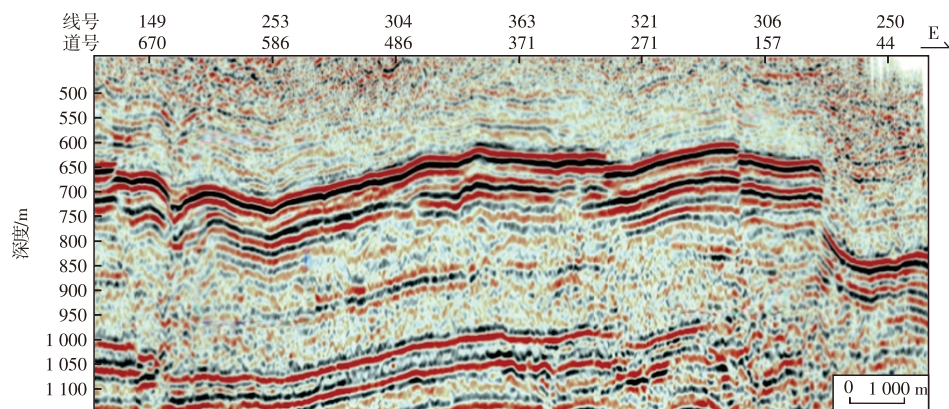


图1 基于构造导向滤波的相干属性预测断裂

Fig. 1 Fracture prediction based on coherent attributes using structure-guided filtering

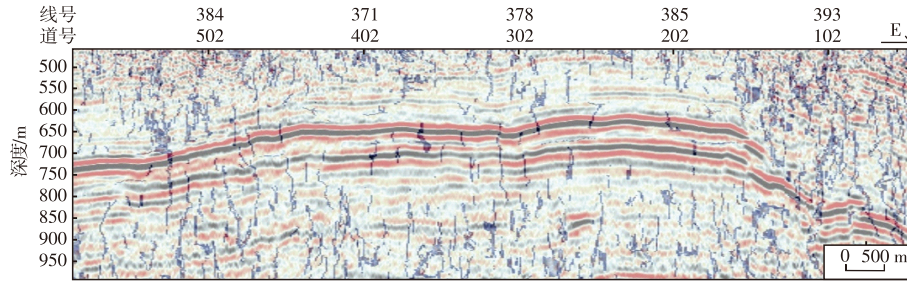


图2 基于蚂蚁体追踪技术的微断裂刻画方法

Fig. 2 Microfracture characterization using ant tracking technology

1.2 煤体结构预测

煤体结构主要分为原生结构、碎裂结构、碎粒结构和糜棱结构,不同煤体结构的煤岩力学性质、裂缝发育特征有较大的差别,碎裂煤、碎粒煤和糜棱煤统称为构造煤^[8]。研究发现煤体结构对煤层气开发影响,主要体现在不同煤体结构对渗透率和可改造性的影响。构造煤区渗透率一般小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,由于其破碎程度高,形成煤岩特殊“岩性界面”,压裂施工难度大(压裂施工压力高于原生煤1.5倍)、裂缝延展难,单井日产量较原生煤低40%~70%。以往测井解释煤体结构局限于完钻的单井,无法精确指导建产选区、优化布井。

通过研究振幅与煤体结构相关性,形成“地震属性+测井+岩性”综合判识方法^[9],建立煤体结构与地震属性地质模型(图3),实现了“由点到面”的精准预测。

类型	模式	典型事例	地震属性特征
原生结构煤			高波阻抗、较强振幅、高频率
碎裂煤			低波阻抗、弱振幅、低频率
碎粒煤			低波阻抗、强振幅、低频率

图3 煤体结构与地震属性地质模型

Fig. 3 Geological model of coal structure and seismic attributes

1.3 地应力评价双参数表征法

国内外学者研究表明:地应力大小和方位直接控制着煤储层裂缝的张开度,以及压裂缝的形态和扩展方向,从而制约着煤储层的渗透性,进而控制着储层的流体状态,由于高阶煤储层渗透率低,开发需要进行压裂改造,地应力状态对压裂裂缝的方向和大小影响很大,因此,地应力是制约高阶煤层气开发的关键因素^[10-11]。

以往对地应力的描述仅定性地描述了拉张、过渡和

挤压等大区概念,压裂设计只考虑地应力大小的影响,导致压裂造缝情况不可控,单井产量差异大。此次研究创新引入侧压系数(λ)和水平应力差系数(K_h),可预测改造缝类型、造缝方向和规模,二者结合形成了地应力双表征法^[12](表1),有效预测了压裂设计造缝类型、方向和规模,可辅助井网井距优化设计。计算公式如下:

$$\lambda = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2\sigma_v} \quad (1)$$

$$K_h = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{\sigma_h} \quad (2)$$

式中: λ 为侧压系数; K_h 为水平应力差系数; σ_H 为最大水平主应力,单位MPa; σ_h 为最小水平主应力,单位MPa; σ_v 为垂直主应力,单位MPa。

根据沁水盆地郑庄区块早期以直井开发方式为主的产量差异判别来看,该方法较为适用(表2)。

表1 沁水盆地地应力双表征法

Table 1 Dual characterization method of in-situ stress in Qinshui Basin

预测方法	方法内涵	预测依据	评价
改造缝类型预测	引入侧压系数(λ) 预测改造后裂缝类型	>1.0	易造长缝
		$0.8 \sim 1.0$	造复杂缝
		<0.8	难造长缝
改造缝方向和规模预测	引入水平应力差系数(K_h) 预测改造缝的方向和规模	>0.6	易形成沿最大主应力方向长缝
		$0.5 \sim 0.6$	形成以最大主应力方向为主中长缝
		<0.5	形成方向性不明显短缝

表2 沁水盆地郑庄区块不同地应力状态区块产量情况

Table 2 Production performance under different in-situ stress conditions in Zhengzhuang block of Qinshui Basin

侧压系数	水平井应力差系数	地应力特征	压裂状态分析	直井平均日产气量/ m^3
>1.0	>0.6	拉张型应力场	利于压裂、造长缝	1 000
$0.8 \sim 1.0$	$0.5 \sim 0.6$	过渡带应力场	不利于造缝	500
<0.8	<0.5	挤压型应力场	常规压裂方式不适应	200

1.4 天然裂缝评价

煤层气在基质解吸之后,主要通过天然裂缝、人工缝网系统渗流至井筒采出,因此天然裂缝的评价尤为重要^[13]。通过岩心分析,天然裂缝主要分为3种类型。

1) 串接型裂缝

镜煤条带发育、宏观为亮煤-半亮煤,割理发育,且连通性较好,储层的渗透性较高,这类裂缝条件下,裸眼、筛管完井的水平井均可实现较好的产气效果。

2) 串接-孤立型裂缝

镜煤条带相对发育,宏观表现为半亮-半暗煤,割理较发育,但是连通性一般,渗透性一般,裸眼、筛管完井的水平井难以获得持续高产。

3) 孤立型裂缝

镜煤条带不发育,宏观以半暗煤为主,割理不发育、连通性较差,裸眼、筛管完井的水平井难以开发,需要采用套管压裂方式进行开发。

1.5 有利区优选技术

根据上述微构造、煤体结构、地应力和裂缝的研究,结合前期对含气性的认识,从影响煤层气可采的5个关键因素(微构造、煤体结构、地应力、裂缝、含气性)出发,

进行多维度精细开发单元划分(表3),明确单元地质特征^[14]。建立煤层气“五元”可采性评价标准,将煤储层划分为高效开发、效益开发、低效开发和暂不开发4类,解决了高效建产区精准施策难题。

2 水平井开发技术

中国高阶煤储层渗透性较差,需要进行压裂改造开发,但煤岩的泊松比高和杨氏模量低的特性使得煤岩难以造长缝^[15]。华北油田在多年的煤层气开发生产实践中,将区域储层发育特性与开发工程相结合,根据不同的地质条件,不断优化开发井型,从早期的直井,裸眼多分支水平井,鱼骨筛管水平井和套管压裂水平井,形成了一套较为完善的针对不同地质分区的井型优选和优化体系。

2.1 水平井开发优势

分析认为水平井开发有4个优势:

1) 沟通、联动更多裂缝形成缝网,为流体流动提供有利通道。通过人工改造后实现天然割理裂缝与人工缝网的沟通、联动,使流体经各级缝网通道流向井筒,有效提高单井产气量(图4)。

2) 水平井改变近井筒的渗流模式,更利于气体产

表3 开发单元类型和开发适应性评价

Table 3 Types of development units and evaluation of development adaptability

开发类型	主要划分标准					开发技术适应性评价
	微构造	煤体结构	裂缝发育	地应力差系数	含气饱和度	
I	单斜、缓褶曲、背斜	原生单元,原生煤厚度>90%	串接型裂缝	>0.6	过饱和、饱和单元	高效开发,对开发技术均适应
II	单斜、缓褶曲、背斜	原生单元,原生煤厚度≥70%	串接-孤立型裂缝	0.5~0.6	饱和单元	效益开发,需优化开发技术
III	单斜、缓褶曲、背斜	原生单元,原生煤厚度<70%	孤立型裂缝	<0.5	饱和单元	低效开发,需优化开发技术、储层改造和排采技术
IV	高角度褶曲构造	破坏单元			低饱和单元	暂不开发

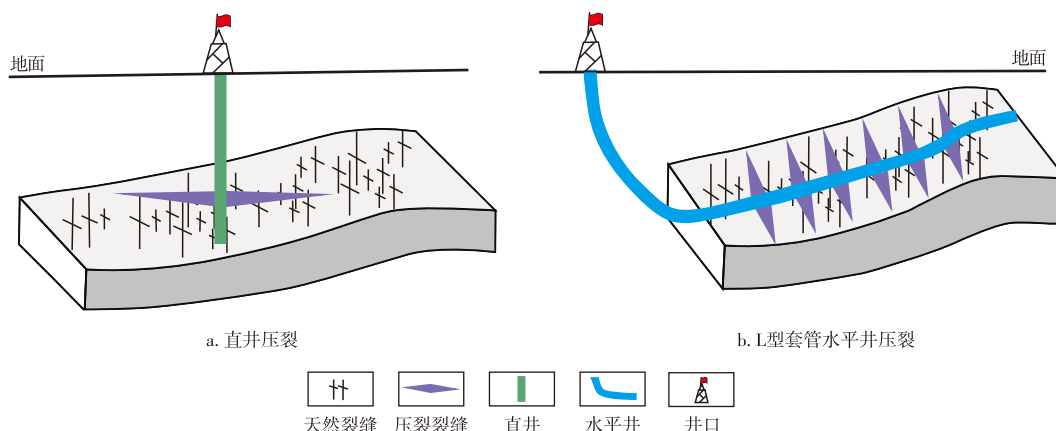


图4 直井与L型套管压裂水平井对比示意图

Fig. 4 Comparison of vertical wells and L-shaped cased horizontal wells with fracturing

出。直井开采中,近井筒的渗流为平面径向流,渗流阻力较大,而水平井井筒附近由平面径向流转换为线性流,渗流阻力减小,利于气体流动产出。

3) 有效解决了储层的非均质性问题,降低开发风险。由于高阶煤储层具有非均质性强、微小断层发育、煤体结构变化快等特点,且对微小断层和构造煤的精细识别比较困难,直井难以规避微小断层和构造煤。采用直井开发如钻遇上述不利区域,压裂改造难度较大,造成产气量低、风险大;采用水平井可以灵活地设计射孔位置,避免小断层和小陷落柱的影响,风险小。水平井眼可以串联多个原生煤发育区,根据气测和伽马值优选原生煤压裂,改造效果好。

4) 具有更好的经济效益,实现煤层气效益开发。根据经济效益评价,L型套管压裂水平井的单井投资是直井的3倍,但产气量是直井的10倍以上,经济效益较好,

该井型可以有效解决煤层气井产量低、效益差的问题,实现高阶煤储层的效益开发。

2.2 水平井开发优化设计

高阶煤水平井开发设计要遵循“控制储量最大化、采气速度最大化、经济效益最优化”的原则,进行井网井距的优化设计。

针对未动用的新建产能区,为了最大化实现井间协同降压、提高降压效率、有效控制资源,一般采用平行式水平井井网(图5),该井网能够有效控储,实现规模化改造,提高开发效果。

套管压裂水平井井距优化设计时,需要考虑压裂裂缝的有效长度、宽度和高度(图6)。以郑庄区块为例,根据该区实际地质参数建立地质模型,对该模型进行计算。数值模拟结果表明:在稳产气量一定的情况下,随着井距

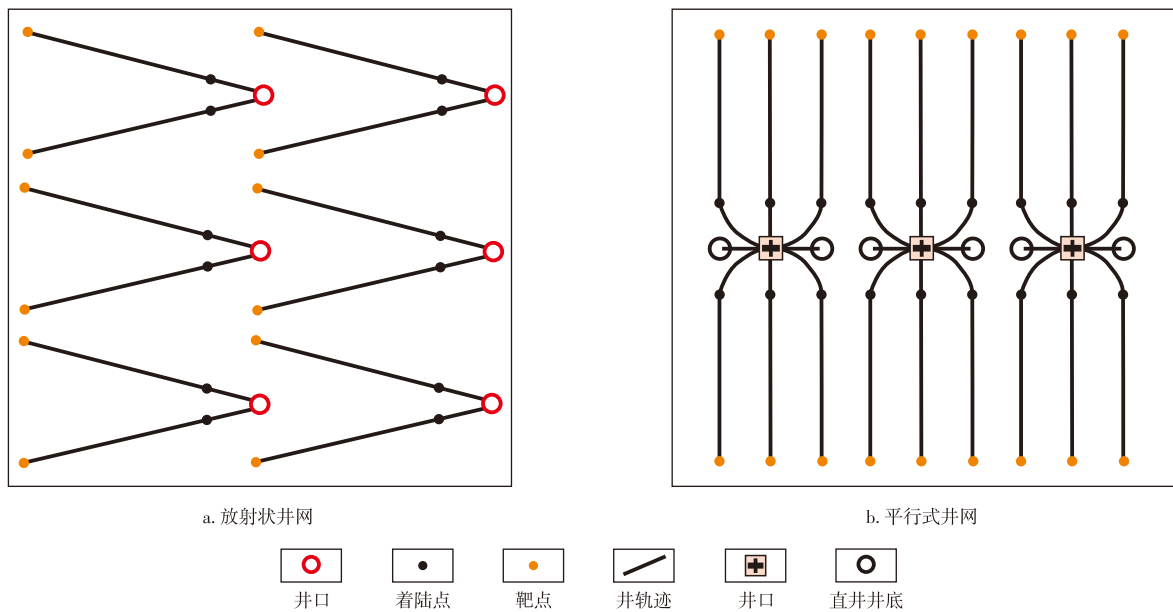


图5 水平井井网

Fig. 5 Horizontal well network

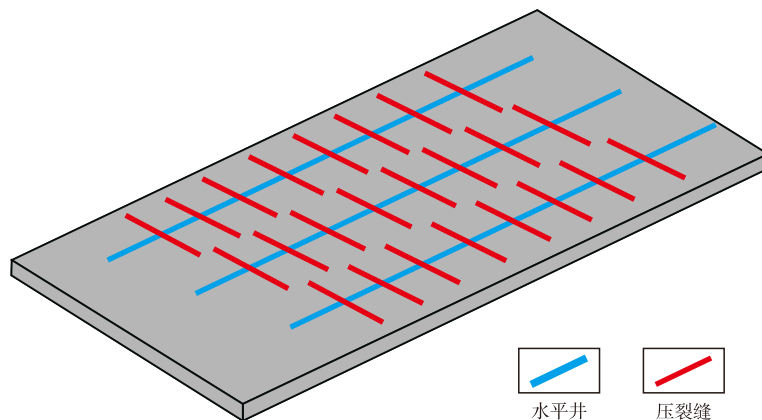


图6 套管压裂水平井机理模型示意图

Fig. 6 Schematic of mechanical model of casing-fractured horizontal wells

的增大,单井控制储量逐渐增大,累计产气量也逐渐增加,但采出程度逐渐降低。井距介于250~300 m,单井产气量、稳产时间和采收率等开发指标比较合理,同时综合考虑压裂裂缝缝长等因素,优选郑庄区块3号煤储层套管压裂水平井。

针对已动用的老区,因早期建产过程中采用的直井井网,井距较大,原井网井距与地质条件的适应性差,井间难以实现协同降压,不利于提高单井产气量和累计产气量,实际有效动用储量低、资源利用率低。在此基础上提出了在原井网内加密井网,实现协同降压的技术思路^[16-17]。采用该技术,在缩小井距的同时,可实现压裂裂缝的相互交错串接,使煤层裂缝间畅通,提高裂缝的导流能力,实现井间耦合降压,在实现新井高产的同时,可以有效带动老井,实现协同降压的目的,提高区域的储量动用程度。基于以上认识,设计了盘活模型,主要包括2类,L型水平井套管压裂加密盘活老井模式和多分支水平井加密盘活老井模式。

3 水平井高效压裂技术

早期针对沁水盆地高阶煤储层改造主要采用憋压扩展,入井液不返排的方式,没有针对煤储层特性进行改造,由此带来的“压裂增压与煤储层降压开采”“压裂要求造长缝与难造长缝”“开发要求高压解吸与压裂液大幅降低解吸压力”3个矛盾是制约高效开发的关键。研究针对此矛盾,开展室内物模实验,建立了可改造性评价体系,指导压裂工艺改造,形成了聚能定向射孔、阶梯提排量逐级造缝、粉细砂组合、井间干扰同步压裂技术和水平井一体化压裂工艺^[18],实现了高阶煤水平井开发的高效增产。

3.1 煤岩可改造性量化评价方法

依据开发统计及室内物模实验结果,明确了煤体结构、地应力、煤岩类型和构造曲率是影响煤储层可改造性的4个主要因素^[19],通过评价各因素对储层可改造性的影响程度,建立4个指数。煤体结构指数,取值0~100;有效应力指数,取值0~30;煤岩类型指数,取值0~4;构造曲率指数,取值0~5。量化公式^[20],明确各参数的临界值,建立了煤岩可改造性评价体系(图7),对煤储层可改造性进行了划分,将可改造性划分为优、良、中、差4种类型,实现了储层改造的量化研究。

3.2 压裂改造参数优化设计技术

以“启动缝网、压开新缝、控制储量”为目标,形成了聚能定向射孔、阶梯提排量逐级造缝、粉细砂组合和井间干扰同步为主的关键技术,同时配套完善了活性水为主

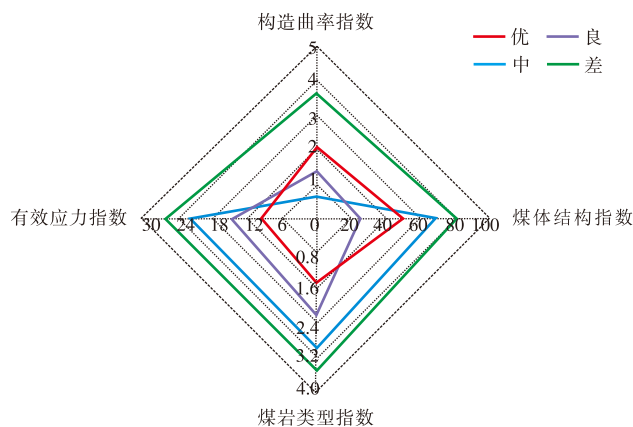


图7 煤储层可改造性雷达图

Fig. 7 Radar chart of coal reservoir stimulation potential

体的桥射联作、井组同步干扰作业的工艺技术,建立了气体易产出的线性缝网体系。

1) 聚能定向射孔技术

改变以往伽马单因素选段法,将伽马、岩屑录井、气测、钻时、全角变化率及地震预测、邻井情况,形成煤层改造关键指标和评价标准(表4),优选原生优质煤层段集中射孔,射孔介于1~2 m,孔密为16孔/m,水平定向射孔,充分利用水力造缝动能,提高单孔流速,单孔流速大于170 m/s,实现造长缝改造目标,监测显示缝长可提升140%。

表4 沁水盆地郑庄地区3号煤层改造关键指标和评价标准

Table 4 Key Indicators and evaluation criteria for stimulation of coal seam 3 in Zhengzhuang block of Qinshui Basin

类别	识别方法	参数
煤岩煤质	随钻伽马	随钻伽马小于40 API
	钻时	钻时正常
煤体结构	录井岩屑	光亮块粒状岩屑
	钻时	钻时正常
	地震预测	地震振幅连续
	邻井压裂情况	邻井压裂正常
含气性	气测	气测大于40%
	邻井解吸生产情况	邻井解吸压力大于2 MPa
井轨迹	全角变化率	全角变化率小于8(°)/35 m
	水平段侧钻	侧钻次数小于2次

2) 阶梯提排量逐级造缝技术

针对煤层割理发育,弱胶结的特点,前期低排量充填裂缝,提供低净压力;中期阶梯提排量造主缝,逐级升高净压力;后期大排量持续增压,启动微缝、连通多级裂缝。通过平衡主缝、分支缝的关系,形成了初始低净压力(5 MPa)、后期高净压力(>10 MPa)的控压造缝模式,减少近井地带储层压实、控制缝高不突破顶底板、构造体积缝网。

3) 粉细砂组合技术

针对微细裂缝易闭合情况,100~140目粉砂占比提高至30%,保证扩大远距离微裂缝支撑范围;采用黏度介于5~20 mPa·s耐低温、无伤害压裂液输砂,或采取自悬浮支撑剂远距离运移,增强小微裂缝支撑效果。物模与数模结果显示铺砂距离提升30%。

4) 井间干扰同步压裂技术

煤层气水平井组各井水平段呈“爪”式平行部署,利用同步压裂产生缝间应力干扰,降低井间应力差,助力人工裂缝转向形成疏导缝网。同时双机组同步施工,返排水重复利用,大幅提高施工效率,降低作业成本,百万液改造体积提高了1.28倍。

3.3 储层差异化分段改造配套工艺

综合煤储层改造评价结果及压裂优化设计,针对性建立了以匹配煤储层特性为目标的改造方法,在800 m以浅区域,成熟了普通油管底封拖动和连续油管带压作业2种工艺,改进水力喷枪和封隔器,解决常规水力喷射施工排量小、压力高的难题,逐层验封,实现单套工具压裂由2~3段提升至4~6段,但受限于管柱摩阻等因素影响,单井最大排气量仅可到10 m³/min,适用于单井中小规模或小井组施工;针对800 m以深的中深部及高应力储层,为满足大规模缝网体积改造,压裂工艺全面升级为桥射联作分段压裂,现场施工排气量由8~10 m³/min提升至15~22 m³/min,液量由800~1 000 m³/段提升至2 000~3 000 m³/段,砂量由50~80 m³/段提升至150~300 m³/段,同时配套多尺寸全金属可溶桥塞,保证了安全高效施工。

压裂参数和压裂工艺的优化,有效提升了高阶煤压裂改造的效果,压裂缝长增加73%、缝网体积增加216%、单井日产气量增加了1倍。

4 应用效果

研究成果在沁水盆地得到应用,累计新投产套管压裂水平井超过2 000口,水平井单井日产气量增加了1倍,单井EUR(最终可采储量)提升50%,产能到比率90%以上,采气速度提高到2%,动态采收率提高15%,内部收益率达15%。在樊庄、郑庄、马必合作等不同区块均取得日产气量超2×10⁴ m³的突破。华北油田煤层气产气量由缓慢上升变为快速上升,2024年产气量达到26.0×10⁸ m³。沁水盆地南部煤层气累计产气量从“十二五”末29.9×10⁸ m³到目前60.0×10⁸ m³的腾飞,增强了中国煤层气整体战略布局实现的信心。

研究成果可在高阶煤区块推广应用,为中国煤层气

形成(500~1 000)×10⁸ m³的产业布局提供基础理论和技术支撑。通过成果的应用和推广,每年可减少超过7 500×10⁴ t的温室气体排放,对中国增加清洁能源供应、保障煤矿安全生产和实现“双碳”目标具有重大意义。

5 结论

针对中国高阶煤煤层气开发暴露出的低产低效问题,深入剖析煤层气开发中出现的关键难题和挑战,开展了一系列技术攻关研究,得到结论如下:

1) 影响高阶煤煤层气高效开发的主控地质因素包括微构造、煤体结构、地应力、裂缝和含气性,通过评价不同地质因素对产量的影响程度,进行多维度精细开发单元划分,明确不同单元地质特征,建立了高阶煤煤层气“五元”高效建产区优选技术。

2) 高阶煤渗透率低、非均质性强,水平井能够沟通更多煤层裂缝,扩大排采降压泄气面积,降低气、水流动阻力,具有单井产量高、经济效益好等优势,针对不同地质分区和开发程度,按照“控制储量最大化、采气速度最大化、经济效益最优化”的原则,进行高阶煤水平井井网井距的优化设计。

3) 以“启动缝网、压开新缝、控制储量”为目标,形成了聚能定向射孔、逐级造缝、粉细砂组合、井组同步干扰为主的水平井压裂改造关键技术,同时配套完善了活性水为主体的桥射联作、井组同步干扰作业的工艺技术,建立了气体易产出的线性缝网体系,通过压裂改造,可以有效提高单井控储。

4) 研究成果在沁水盆地应用成效显著,促进了华北油田煤层气产业实现快速发展。当前,日产气量超过760×10⁴ m³,建成了中国最大的煤层气田。该研究成果已被广泛应用到中国其他高阶煤煤层气区块,为类似地质条件的煤层气区块提供了借鉴和示范。

参考文献

- [1] 朱庆忠,杨延辉,左银卿,等.中国煤层气开发存在的问题及破解思路[J].天然气工业,2018,38(4):96-100.
ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, ZUO Yinqing, et al. CBM development in China: Challenges and solutions[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 96-100.
- [2] 朱庆忠,左银卿,杨延辉.如何破解我国煤层气开发的技术难题:以沁水盆地南部煤层气藏为例[J].天然气工业,2015,35(2):106-109.
ZHU Qingzhong, ZUO Yinqing, YANG Yanhui. How to solve the technical problems in the CBM development: A case study of a CMB gas reservoir in the southern Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2): 106-109.
- [3] 熊先钺,季亮,张正朝,等.鄂尔多斯盆地东缘韩城区块煤层气高产井地质主控因素[J].天然气工业,2024,44(3):64-71.

- XIONG Xianyue, JI Liang, ZHANG Zhengchao, et al. Main geological factors controlling high productivity of CBM wells in the Hancheng block at the eastern edge of the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(3): 64-71.
- [4] 蔡路, 姚艳斌, 张永平, 等. 沁水盆地郑庄区块煤储层水力压裂曲线类型及其地质影响因素[J]. *石油学报*, 2015, 36(增刊1): 83-90.
CAI Lu, YAO Yanbin, ZHANG Yongping, et al. Hydraulic fracturing curve types of coal reservoirs in Zhengzhuang block, Qinshui Basin and their geological influence factors[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(Suppl. 1): 83-90.
- [5] 刘貽军. 中国中阶煤和高阶煤的储层特性及提高单井产量主要对策[J]. *天然气工业*, 2005, 25(6): 72-74.
LIU Yijun. Reservoir characteristics of medium-highrank coal and main countermeasures to improve gas production of single well[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(6): 72-74.
- [6] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 1-14.
XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 1-14.
- [7] 田炜, 王会涛. 沁水盆地高阶煤层气开发再认识[J]. *天然气工业*, 2015, 35(6): 117-123.
TIAN Wei, WANG Huitao. Latest understandings of the CBM development from high-rank coals in the Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(6): 117-123.
- [8] 侯月华, 姚艳斌, 杨延辉, 等. 基于对应分析技术的煤体结构判别: 以沁水盆地安泽区块为例[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(8): 2041-2049.
HOU Yuehua, YAO Yanbin, YANG Yanhui, et al. Discriminate method of coal structure based on correspondence analysis technology: A case study in the Anze area, Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(8): 2041-2049.
- [9] 朱庆忠, 李志军, 李宗源, 等. 复杂地质条件下煤层气高效开发实践与认识—以沁水盆地郑庄区块为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(1): 131-138.
ZHU Qingzhong, LI Zhijun, LI Zongyuan, et al. Practice and cognition of efficient CBM development under complex geological conditions: A case study of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(1): 131-138.
- [10] 康永尚, 孙良忠, 张兵, 等. 中国煤储层渗透率分级方案探讨[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(增刊1): 190-192.
KANG Yongshang, SUN Liangzhong, ZHANG Bing, et al. Discussion on classification of coalbed reservoir permeability in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(Suppl. 1): 190-192.
- [11] 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.
- [12] 鲁秀芹, 张永平, 周秋成, 等. 郑庄区块地应力场分布规律及其对煤层气开发的影响[J]. *中国煤层气*, 2019, 16(5): 14-18.
LU Xiuqin, ZHANG Yongping, ZHOU Qiucheng, et al. Characteristics of in-situ stress field in Zhengzhuang Block and its influence on CBM development[J]. *China Coalbed Methane*, 2019, 16(5): 14-18.
- [13] 姚艳斌, 刘大锰. 煤储层孔隙系统发育特征与煤层气可采性研究[J]. *煤炭科学技术*, 2006, 34(3): 64-68.
YAO Yanbin, LIU Dameng. Developing features of fissure system in Henan coal reserves seams and research on mining of coal bed methane[J]. *Coal Science and Technology*, 2006, 34(3): 64-68.
- [14] 杨延辉, 王玉婷, 陈龙伟, 等. 沁南西—马必东区块煤层气高效建产区优选技术[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1620-1626.
YANG Yanhui, WANG Yuting, CHEN Longwei, et al. Optimization technology of efficient CBM productivity areas in Qinnanxi-Mabidong Block, Qinshui Basin, Shanxi, China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1620-1626.
- [15] 赵贤正, 朱庆忠, 孙粉锦, 等. 沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考[J]. *煤炭学报*, 2015, 40(9): 2131-2136.
ZHAO Xianzheng, ZHU Qingzhong, SUN Fenjin, et al. Practice and thought of coalbed methane exploration and development in Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2015, 40(9): 2131-2136.
- [16] 朱庆忠, 鲁秀芹, 杨延辉, 等. 郑庄区块高阶煤层气低效产能区耦合盘活技术[J]. *煤炭学报*, 2019, 44(8): 2547-2555.
ZHU Qingzhong, LU Xiuqin, YANG Yanhui, et al. Coupled activation technology for low-efficiency productivity zones of high-rank coalbed methane in Zhengzhuang block, Shanxi, China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2019, 44(8): 2547-2555.
- [17] 鲁秀芹, 杨延辉, 周睿, 等. 高煤阶煤层气水平井和直井耦合降压开发技术研究[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(7): 221-226.
LU Xiuqin, YANG Yanhui, ZHOU Rui, et al. Study on technology of horizontal wells and vertical wells coupled depressurization in high-rank coalbed methane[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(7): 221-226.
- [18] 黄中伟, 李志军, 李根生, 等. 煤层气水平井定向喷射防砂压裂技术及应用[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(7): 2687-2697.
HUANG Zhongwei, LI Zhijun, LI Gensheng, et al. Oriented and sand control hydra-jet fracturing in coalbed methane horizontal wells and field applications[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(7): 2687-2697.
- [19] 谢楠, 姚艳斌, 杨延辉, 等. 郑庄区块煤层气评价井压裂效果影响因素分析[J]. *煤炭科学技术*, 2016(增刊1): 180-185.
XIE Nan, YAO Yanbin, YANG Yanhui, et al. Fracturing effect factors analysis of CBM appraisal wells in Zhengzhuang Block[J]. *Coal Science and Technology*, 2016(Suppl. 1): 180-185.
- [20] 姚艳斌, 王辉, 杨延辉, 等. 煤储层可改造性评价: 以郑庄区块为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2021, 49(1): 119-129.
YAO Yanbin, WANG Hui, YANG Yanhui, et al. Evaluation of the hydro-fracturing potential for coalbed methane reservoir: A case study of Zhengzhuang CBM field[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(1): 119-129.

(编辑 郭群)